



В. В. Шевченко

СТАЛА ТА ВІДНОВЛЮВАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В. В. Шевченко

СТАЛА ТА ВІДНОВЛЮВАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

Харків
НТУ «ХПІ»
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В. В. Шевченко

СТАЛА ТА ВІДНОВЛЮВАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

Рекомендовано
редакційно-видавничою
Радою університету
протокол № 1 от 15.02.2024

Харків
НТУ «ХПІ»
2024

Рецензенти:

О. П. Лазуренко, професор, завідувач кафедри електричних станцій,
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
Україна, м. Харків

В. В. Прус, д-р техн. наук, завідувач кафедри електротехніки
Кременчуцький національний університету
ім. Михайла Остроградського
Україна, м. Кременчук

О. О. Мірошник, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту
Державного біотехнологічного університету
Україна, м. Харків

Шевченко В. В.

Ш 37 Стала та відновлювана електроенергетика: навч. посібник
для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка». Харків: НТУ «ХПІ», 2024.
– 440 с.

ISBN 978-617-05-0487-6

Розглянуті питання отримання, розподілу та передачі електроенергії, наведені дані щодо електрообладнання, встановленого на електричних станціях та на промислових підприємствах, В Посібнику наведені дані щодо сучасної структури та проблем, а також перспективних напрямках розвитку електроенергетичного комплексу України, що необхідно для формування достатнього загального інженерного рівня фахівців всіх технічних спеціальностей. Основною метою посібника є допомога студентам в одержанні знань щодо сучасного рівня, проблем та напрямків розвитку електроенергетики, електричного обладнання електростанцій, промислових підприємств та побутових споживачів.

Посібник рекомендовано для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка».

УДК 621.311

ISBN 978-617-05-0487-6

© Шевченко В. В., 2024
© НТУ "ХПІ", 2024

ПРИЙНЯТІ В РОБОТІ СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
 АВ – автоматичний вимикач;
 АВР – автоматичне включення резерву;
 АГ – асинхронний генератор;
 АД – асинхронний двигун;
 АЕС – атомна електростанція;
 АПВ – автоматичне повторне включення;
 АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
 АСТГ – асинхронізований турбогенератор;
 АСУП – автоматизована система управління підприємством;
 АТ – автотрансформатор;
 АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
 БЕУ – біоенергетична установка;
 БК – батареї конденсаторів;
 БКМ – барабанный кульовий млин;
 БМВ – блочно-модульне виконання;
 БНіП – будівельні норми і правила;
 БСК – батарея статичних конденсаторів;
 ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор;
 ВВП – валовий внутрішній продукт;
 ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
 ВДТ – вольт-додаючий трансформатор;
 ВЕС – вітроелектростанція;
 ВЕУ – вітроенергетична установка;
 ВОЛП – волоконно-оптична лінія передачі;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
 ВН – висока напруга;
 ВП – власні потреби;
 ВТНП – високотемпературний надпровідник;
 ВРУ – відкрита розподільна установка;
 ВЯП – відпрацьоване ядерне паливо;
 ГАЕС – гідро-акумуюча електростанція;
 ГЗП – головна знижувальна підстанція;
 гео-ТЕС – гео-термальна електростанція;
 ГЕС – гідроелектростанція;
 ГПС – генератор постійного струму;
 ГТУ – газотурбінна установка;
 ГЦН – головний циркуляційний насос;
 ДЕС – дизель-генераторна станція;
 ДПС – двигун постійного струму;
 ДРП – джерело реактивної потужності;
 ДСЗ – диференціальний струмовий захист;
 ДСП – дугова сталеплавильна піч;
 ЗАЕС – Запорізька АЕС;
 ЗаТЕС – Запорізька ТЕС;
 ЗВЯП – зберігання відпрацьованого ядерного палива;
 ЗПЕ – зшитий поліетилен;
 ЗРУ – закрыта розподільна установка;
 ЗСУ – збройні сили України;
 ЕД – електродвигун;

ЕМ – електрична машина;
 ЕМС – електромагнітна сила;
 ЕО – електрообладнання;
 ЕП – електроприймач;
 ЄЕС – єдина енергетична система;
 ЄК – Єврокомісія;
 ЄС – Європейський Союз;
 ІНЕС – Міжнародна відносна шкала ядерних подій;
 КВУМ – коефіцієнт використання установленної потужності;
 КВП – контрольно-вимірювальні прилади;
 КЗ – коротке замикання;
 КЕС – конденсаційна теплова електростанція;
 ККД – коефіцієнт корисної дії;
 КА – кабельні лінії;
 КРП – компенсація реактивної потужності;
 КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
 КТР – керований термоядерний реактор;
 КТС – керований термоядерний синтез;
 КУ – компенсаційна установка;
 ЛЕП – лінія електропередачі;
 ЛС – лінії зв'язку та сигналізації;
 МАГАТЕ – Міжнародне агентство з атомної енергії;
 МЕА – міжнародне енергетичне агентство;
 ММЯР – малий модульний ядерний реактор;
 МСЗ – максимальний струмовий захист;
 МЯР – мобільний ядерний реактор;

НБК – конденсаторна батарея низької напруги;
 НП – надпровідність;
 НПТГ – надпровідний турбогенератор;
 НК – неруйнівний контроль;
 НН – низька напруга;
 НХ – неробочий хід;
 ОЗ – обмотка збудження;
 ОЕС – об'єднана енергетична система;
 ОНК – оливо-наповнений кабель;
 ПВХ-ізоляція – полівінілхлоридна ізоляція;
 ПГВ – підстанція глибокого вводу;
 ПГУ – парогазова установка;
 ПЕБ – паливно-енергетичний баланс;
 ПЕК – паливно-енергетичний комплекс;
 ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;
 ПЕС – приливна електростанція;
 ПЛЕП – повітряна лінія електропередачі;
 ПАІ – повітряна лінія передачі з СІП напругою до 1 кВ;
 ПП – промислове підприємство;
 ППК – пристрій поздовжньої компенсації;
 ППР – планово-попереджувальний ремонт;
 ПС – підстанція (електрична);
 ПТБ – правила техніки безпеки;
 ПУ-АЕС – Південно-Українська АЕС;
 РАЕС – Ровенська АЕС;
 РДЕС – резервна дизельна електростанція;
 РЗ – система релейного захисту;

РЗіА – релейний захист і автоматика;
 РП – розподільний пристрій;
 РПН – регулювання напруги під навантаженням;
 РС – лінії ретрансляційних мереж;
 РУВН – розподільна установка з боку високої напруги;
 РУНН – розподільна установка з боку низької напруги;
 СВЯП – сховище відпрацьованого ядерного палива;
 СГ – синхронний генератор;
 СГПМ – СГ зі збудженням від постійних магнітів;
 СД – синхронний двигун;
 СІП – самоутримний ізольований провід;
 СЕ – сонячна електростанція;
 СЗВЯП – сухе зберігання відпрацьованого ядерного палива;
 СЕП – система електропостачання;
 СК – синхронний компенсатор;
 СМ – синхронна машина;
 СТК – статичний тиристорний компенсатор;
 СУЗ – система управління та захисту;
 СФВЕ – сонячна фотовольтаїчна електростанція;
 ТБ – техніка безпеки;
 ТВЗ – тепловиділяюча збірка;
 ТВЕЛ – тепловиділяючий елемент;

ТГ – турбогенератор;
 ТД – технічна діагностика;
 ТЗ – технічне завдання;
 ТЕК – паливно-енергетичний комплекс;
 ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
 ТЕС – теплова електростанція;
 ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
 ТП – трансформаторна підстанція;
 ТУ – технічні умови;
 т у.п. – тонна умовного палива;
 ТУЕС – тепло-утилізаційна електростанція;
 ФБ – фотоелектрична батарея;
 ФКУ – фільтро-компенсуюча установка;
 ХАЕС – Хмельницька АЕС;
 ЦЕН – центр електричних навантажень;
 ЦСВЯП – Централізоване сховище відпрацьованого ядерного палива;
 ЦЦУ – центральний щит управління;
 ЧАЕС – Чорнобильська АЕС;
 ШМА – шина розподільної магістралі;
 ШРА – розподільний шинопровід;
 IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistors;
 $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності.
 УСТЕ – європейська енергосистема

ЗМІСТ

ВСТУП	12
1. ВИМОГИ ДО СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	17
1.1. Структура та основні вимоги до систем електропостачання	17
1.2. Особи, установи та організації, які пов'язані з розвитком енергетики та її функціонуванням в мирний час та під час війни	19
1.3. Основні терміни та визначення в системі електропостачання ..	22
Запитання для самоперевірки	27
2. ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ. КАТЕГОРІЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ	28
2.1. Параметри, що визначають якість електроенергії	28
2.2. Категорії надійності електропостачання ЕП	40
Запитання для самоперевірки	45
3. РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	46
3.1 Характер та тривалості режимів роботи електрообладнання	46
3.2 Додаткові режими роботи електрообладнання	49
Запитання для самоперевірки	51
4. ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ РІЗНИХ ТИПІВ	52
4.1. Технологічні процеси одержання енергії на електростанціях, що працюють на невідновлюваних джерелах енергії	52
4.1.1. Можливі сценарії розвитку електроенергетики та основні види електростанцій	52
4.1.2. Технологічні процеси одержання електроенергії на теплових електричних станціях (ТЕС та ТЕЦ)	56
4.1.3. Технологічний процес отримання електроенергії на ТЕС із газотурбінними установками	61
4.1.4. Технологічний процес отримання електроенергії на енергетичних установках малої потужності блочно-модульного виконання (БМВ)	62
4.1.5. Технологічний процес отримання електроенергії на міні-ТЕЦ	63
4.1.6. Стан світової атомної енергетики та технологічний процес отримання електроенергії на атомних електростанціях (АЕС)	66
4.1.6.1 Загальні положення та історичні факти зародження атомної енергетики	66
4.1.6.2 Типи АЕС, аварії, проблеми	68
4.1.6.3 Перспективи розвитку атомної енергетики України	75
4.1.6.4 Управління робочими процесами і захистом ядерного реактора	79

4.1.6.5 Системи охолодження води в технологічному циклі АЕС	82
4.1.6.6 Проблема, стан та перспективи зберігання відпрацьованого ядерного палива	84
4.2. Технологічні процеси одержання енергії на електростанціях, що працюють від відновлюваних джерел	91
4.2.1. Перспективні напрями використання ВДЕ	91
4.2.2 Гідроенергетика	93
4.2.3. Вітроенергетика	97
4.2.3.1 Стан та напрямки розвитку вітроенергетики. Прогнози	97
4.2.3.2 Енергія вітру та визначення вітрового потенціалу території	101
4.2.3.3 Типи ВЕУ, комплектація і правила установки	102
4.2.3.4 Типи генераторів для ВЕУ	112
4.2.4. Сонячна енергетика	116
4.2.4.1. Типи сонячних електростанцій	116
4.2.4.2. Коротка історія створення та розвитку сонячної енергетики	123
4.2.5. Біо-енергетика. Отримання електроенергії від спалювання біогазів	128
4.2.6. Геотермальна та гідротермальна енергетика	131
Запитання для самоперевірки	137
5. ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	138
5.1. Терміни та основні характеристики повітряних ліній електропередачі	138
5.2. Номінальні значення напруги і частоти ПЛЕП. Призначення вставок постійного струму у ПЛЕП	140
5.3. Види та конструкції опор ПЛЕП	143
5.3.1. Види та основні характеристики опор ПЛЕП	143
5.3.2. Вимоги до опор ПЛЕП	148
5.3.3 Захист ПЛЕП від удару блискавки	149
5.3.4 Матеріал опор ПЛЕП	151
5.3.5 Заземлювальні пристрої ПЛЕП	161
5.4. Правила формування траси встановлення опор ПЛЕП	164
5.4.1. Підготовка просік для ПЛЕП. Охоронні зони ПЛЕП	164
5.4.2 Перетини та зближення ПЛЕП між собою. Провіси дротів ..	166
5.5. Складання та встановлення опор ПЛЕП	169
5.5.1 Загальні вимоги. Правила встановлення опор	169
5.5.2 Особливості монтажу ПЛЕП на важких трасах та при переходах через водойми	171
5.5.3 Підготовка (розкочування) проводів ПЛЕП для кріплення на опорах	174
5.6. Проводи та ізолятори ПЛЕП	176

5.6.1 Марки, перерізи, характеристики проводів для ПЛЕП	176
5.6.2 Використання самоутримних ізолюваних проводів (СІП) ...	179
5.6.3 Способи з'єднання проводів ПЛЕП	182
5.6.4 Види та характеристики ізоляторів ПЛЕП	184
Запитання для самоперевірки	189
6 КЛАСИФІКАЦІЯ, ПОЗНАЧЕННЯ І СПОСОБИ ПРОКЛАДАННЯ ПРОВІДІВ І КАБЕЛЕЙ	190
6.1 Основні терміни та визначення. Способи прокладання проводів та кабелів	190
6.1.1 Класифікація та правила вибору низько- та високовольтних кабелів	190
6.1.2 Кабельні лінії електропередачі на напругу 110-500 кВ	195
6.1.3 Маркування та конструкції силових та контрольних кабелів	200
6.1.4 Способи прокладання кабелів	208
6.1.5 Механізми для прокладання кабелів	218
6.2 Охоронні зони кабельних трас	219
6.3 Етапи монтажу кабельних ліній	220
Запитання для самоперевірки	224
7. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	225
7.1 Основні вимоги до цехових систем електропостачання	225
7.2 Характеристики цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств	226
7.2.1 Розподільні трансформатори трансформаторних підстанцій промислових підприємств. Види охолодження розподільних трансформаторів	226
7.2.2 Комплектні трансформаторні підстанцій	229
7.2.3 Вибір схем розподілу електроенергії в цехах ПП	236
7.2.4 Вибір типу, кількості, місця розміщення та потужності цехових трансформаторів	243
7.3 Розробка системи електропостачання цехових мереж	250
7.3.1 Виконання цехових електричних мереж	250
7.3.2 Системи електропостачання для освітлювальних мереж	255
7.3.3 Внутрішньо-цехова кабельна каналізація електроенергії	259
7.4 Методи розрахунку електричних навантажень та втрат во внутрішньо-цехової СЕП	261
7.4.1. Методи розрахунку електричних навантажень во внутрішньо-цехової СЕП	261
7.4.2 Можливі шляхи енергозбереження та надійного енергозабезпечення. Методи розрахунку втрат електроенергії	269
Запитання для самоперевірки	273

8 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	275
8.1 Типи, проектуванні та експлуатації струмопроводів	275
8.2 Вибір перерізів проводів, кабелів та шинопроводів	
8.3 Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1 кВ	284
8.4 Типи, вибір та перевірка захисної та комутаційної апаратури в мережах до 1 кВ	287
8.4.1. Вибір та перевірка захисної апаратури в мережах до 1 кВ	287
8.4.2 Захист запобіжниками із плавкими вставками	288
8.4.3. Захист автоматичними вимикачами	294
8.4.4 Системи гасіння дуги в автоматичних вимикачах	301
8.5 Методи визначення місця ушкодження кабелю	306
8.5.1 Види і причини появи пошкоджень кабельних ліній	306
8.5.2 Методи визначення міст ушкодження кабельних ліній	308
Запитання для самоперевірки	317
9 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У МЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	318
9.1 Поняття "компенсація реактивної потужності". Призначення компенсації реактивної потужності	318
9.1.1 Загальні питання компенсації реактивної потужності	318
9.1.2 Види та засоби компенсації реактивної потужності	323
9.1.3 Розрахунок сумарної потужності компенсуючих пристроїв	326
9.2. Обладнання та засоби для компенсації реактивної потужності	328
9.2.1 Вибір обладнання для компенсації реактивної потужності..	328
9.2.2. Розрахунок потужності і вибір схеми приєднання конденсаторних установок	335
Запитання для самоперевірки	339
10. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ УПРАВЛІННЯ ТА ЗАХИСТУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	340
10.1. Види систем автоматичного управління СЕП	340
10.2. Ненормальні та аварійні режими роботи СЕП, для яких необхідний автоматичний захист	342
10.2.1. Види ненормальних та аварійних режимів роботи електрообладнання та СЕП	342
10.2.2. Використання релейного захисту для забезпечення надійної роботи енергетичних систем	346
10.3. Релейний захист трансформаторів та електричних машин	349
10.3.1. Релейний захист силових трансформаторів	349
10.3.2. Релейний захист та управління електричними машинами	352
Запитання для самоперевірки	360

11 ОСОБЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ	361
11.1 Основні вимоги до електричних схем електростанцій для підвищення безпеки праці	361
11.2 Особливості вимог безпеки праці на енергоблоках АЕС	362
11.3 Особливості забезпечення надійності роботи обладнання власних потреб блоків АЕС	367
11.4 Системи пожежної безпеки на українських АЕС	371
11.5 Міжнародна шкала ядерних і радіологічних подій на АЕС	377
Запитання для самоперевірки	381
12 ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ	382
12.1 Основні проблеми і можливі шляхи розвитку сучасної електроенергетики. Кризи розвитку світової електроенергетики	382
12.2 Основні проблеми і можливі шляхи розвитку електроенергетики України	388
12.3 Цикли техніко-економічного розвитку М.Д. Кондратьєва	391
12.4 Термоядерний синтез як альтернатива атомній енергетиці	395
12.4.1 Альтернативне джерело енергії – термоядерний синтез	395
12.4.2 Стеларатори	397
12.4.3 Токамаки	402
12.5 Малі ядерні реактори ("міні-АЕС")	404
12.6 Досягнення та перспективи застосування високотемпературних надпровідників в електроенергетиці	409
12.6.1 До питання про доцільність використання надпровідності в електроенергетиці	409
12.6.2 Фізичні основи надпровідності	412
12.6.3 Застосування надпровідників в електромеханіці та в електроенергетиці	417
12.6.4 Пошук нових джерел енергії	429
Запитання для самоперевірки	431
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ТА ЕЛЕКТРОННІ РЕСУРСИ З ІНТЕРНЕТУ	433
АЛФАВІТНИЙ ПОКАЖЧИК	440

ВСТУП

Сучасна цивілізація не зможе існувати без електроенергії. Тому навіть загроза екологічної катастрофи не може зупинити її розвиток, змушує не тільки продовжувати вдосконалювати існуючі електростанції, але будувати нові блоки.

Енергетика, як жодна інша галузь загальносвітової промисловості, вимагає на нинішньому етапі об'єднання зусиль всього людства для вирішення екологічних проблем та проблем забезпечення людства електроенергією, визначення стратегії розвитку. В даний час при розгляді будь-яких проблем слід пам'ятати, що головне завдання – запобігання екологічній кризі. Тому основним напрямом розвитку енергетики слід вважати той напрямок, який зможе спиратися на технології та джерела, що не додають тепло в біо-оболонку Землі. Цей напрямок має досить точні рекомендації: всі види енерговиробництва не повинні виділяти більше 10^5 ГВт за всіма видами виробництва енергій, що «додають тепло». Це становить близько 3-4 % енергії, що щорічно передається Сонцем до Землі. Більше значення веде до екологічної катастрофи: до підвищення температури нижніх шарів атмосфери, до танення льодовиків, до затоплення суші, до зміни клімату багатьох країн. Але необхідно визнати, що основні джерела енергії: теплові електростанції (ТЕС) та атомні електростанції (АЕС)), від яких у світі отримують до 90-95% електроенергії, – є такими, що «додають тепло», у всякому разі, ТЕС, [23].

Слід зазначити, що за останні 50 років, при подвоєнні населення планети, споживання енергії зросло майже в 4 рази. 15 листопада 2022 р. на сайті ООН було викладено повідомлення, що чисельність населення Землі досягла 8 млрд осіб, [46]. Загальним показником потреб у паливно-енергетичних ресурсах (ПЕР) є їх споживання на душу населення. ПЕР залежить від структури і рівня розвитку промисловості, клімату, розмірів і географічного розташування конкретної

країни, втрат ресурсів під час транспортування від джерела до споживача тощо. У середньому потреби у ПЕР відображають загальний рівень потреб, пов'язаних із технологічним та економічним розвитком країни. Іншими словами, без досягнення деякого рівня споживання ПЕР на душу населення неможливе досягнення розвитку продуктивних сил та економічного добробуту. На жаль, аналіз світових запасів ПЕР та моделювання динаміки попиту та пропозиції, структури паливно-енергетичного балансу (ПЕБ) дозволяє вважати, що світова енергетика достатньо довго залишиться переважно паливною, вуглеводневою, яка перш за все повинна враховувати два основні положення: екологічна безпека та надійність джерел енергії, можливість тривалої експлуатації.

Важливо розуміти роль, яку можуть відігравати ринки електроенергії та політика у вирішенні подвійної проблеми: як задовольнити енергетичні потреби мільярдів людей, які прагнуть підвищити свій рівень життя, і як зробити це безпечним та стійким чином. За останні 50 років виробництво зерна потроїлося, майже вчетверо зросло споживання енергії, вп'ятеро – загальна економічна активність населення. Але вже чверть століття тому було показано, що такий розвиток введе мир в екологічну катастрофу. Оцінка напрямів розвитку майбутнього світової енергетики ускладнюється тим, що необхідно враховувати складний комплекс факторів – напрями та пріоритети світової економіки та промисловості, технологічні, ресурсні та екологічні можливості кожної окремої країни, енергетичні, політичні, демографічні та соціокультурні проблеми, а також облік взаємного впливу всіх вказаних факторів один на іншій. Для визначення цього впливу доцільно застосовувати комплексний підхід до визначення напрямків розвитку, використовувати результати демографічних, економічних, технологічних, політичних, екологічних та енергетичних досліджень.

У більшості країн світу електроенергетику розглядають як найважливіший сектор національної економіки. При цьому головне питання, одна з найбільш серйозних проблем для будь-якого національного виробника – це енергозбереження. Питання енергозбереження особливо важливе для України, де натеper на виробництво одиниці валового внутрішнього продукту (ВВП) в середньому витрачається майже в 3 рази більше енергоресурсів, ніж у європейських країнах.

Енергозбереження входить до числа найважливіших факторів, що сприяють підвищенню рівня енергетичної безпеки, сталому економічному розвитку. Також неможливо вирішувати проблему забезпечення енергетичної безпеки країни, якщо енергопостачання повністю або значною мірою залежить від зовнішніх постачальників. Тож забезпечення енерго-ресурсозбереження – це важливий напрямок розвитку економіки будь-якої держави. Для підвищення енергоефективності виробництва, для зростання конкурентоспроможності національної продукції, для поліпшення надійності енергопостачання та зниження при цьому впливу на екологію необхідні державні інвестиції в енергетику, в тому числі, в електромашинобудування.

Незважаючи на явні переваги, програма енергоефективності в промисловості впроваджується досить важко, [23, 51, 53-55]. Експерти виділяють такі перешкоди для впровадження сучасного енергозберігаючого обладнання та енергозбереження взагалі:

- 1) відсутність механізмів фінансування (немає працюючих схем фінансування проектів) та відсутність фінансування створення нової техніки;
- 2) відсутність сучасних механізмів підготовки кадрів;
- 3) відсутність інформації щодо принципів підбору та роботи енергоефективного обладнання та про можливості його обслуговування.

При реконструкції діючих систем електропостачання (СЕП) промислових підприємств (ПП) повинні розглядатися та впроваджуватись сучасні технологічні процеси, вестись заміна морально та фізично застарілого електрообладнання (ЕО). У сучасних умовах світової економічної кризи та гострого дефіциту енергоресурсів все більшого значення надається енергозберігаючим заходам, економним та дбайливим витратам сировини, матеріалів, електричної та теплової енергії. Необхідно безперервно вдосконалювати схеми енергопостачання, здійснювати комплексну автоматизацію складних технологічних процесів, вирішувати питання раціональної компенсації реактивної потужності на всіх рівнях СЕП та питання екологічної безпеки виробництва електроенергії.

Війна додала ще одне важливий напрямок вдосконалення електроенергетики країни – це питання безпеки, максимальний захист від зовнішнього впливу: заглиблення енергетичних об'єктів; повне дублювання в

мережах енергопостачання; прискорення переходу від повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) до кабельних мереж; розміщення по території країни нових джерел електроенергії, наприклад, малих модульних ядерних реакторів (ММЯР); створення мобільних потужних джерел енергії (мобільні АЕС) тощо.

Споживачі електричної енергії – це електроприводи промислових і будівельних механізмів, електрифікований транспорт, ЕО сільського господарства, побут, сфера обслуговування тощо. За оцінкою фахівців, розподіл споживання електроенергії між промисловим і побутовим споживачем значно змінився: якщо в 70-ті роки ХХ століття на побутовий сектор припадало 5-7 % загального споживання електроенергії, то натеper споживання побутового сектора збільшилося до 35–40%. Впровадження сучасних прогресивних технологій в процес вироблення, розподілу та передачі електроенергії знижає її собівартість, витрати енергоресурсів. За оцінками фахівців, впровадження енергоефективних технологій та обладнання у виробництво може дати до 30% скорочення втрат, що дозволило країнам Західної Європи з 2000 р. до 2020 р. на чверть скоротити енергоємність своїх підприємств. [15, 23, 25, 32, 42, 54].

Електроенергетика – найбільш важлива галузь для кожної країни, вона встановлює рівень енергетичної безпеки, економічну незалежність, перспективи розвитку кожної галузі. Тому знання у галузі електроенергетики необхідні для формування високого професійного рівня фахівців усіх технічних спеціальностей, підтримки загального інженерного рівня, розширення технічного кругозору. Це дозволить не тільки краще зрозуміти роботу електроенергетичних систем, но і розуміти, використовувати досягнення у суміжних інженерних галузях. Знати можливі напрямки вдосконалення та розвитку електроенергетики, електроенергетичного обладнання.

Посібник призначений для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», для майбутніх фахівців-електроенергетиків та електромеханіків. Розглянуті способи отримання електроенергії на класичних електростанціях (атомних та станціях, що працюють на органічному паливі) та на станціях, що працюють від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ); режими роботи ЕО, що працює на цих станціях та на промислових підприємствах, зазначено фактори, що визначають якість електроенергії, правила створення ліній передач електроенергії (повітряних та кабельних ліній, електромереж

розподілу енергії в цехах ПП та на блоках електростанцій). Розглянуто питання вибору та перевірки ЕО, захисної апаратури в енергетичних мережах напругою до 1 кВ, компенсації реактивної потужності в загальних електричних мережах та мережах ПП, розглянуто питання автоматизації технологічних процесів отримання, розподілу та передачі електроенергії, питання техніки безпеки при експлуатації ЕО.

Посібник може бути корисним для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка при вивченні навчальних дисциплін «Вступ до спеціальності», «Основи електроенергетики», «Електричні генератори ВЕС та міні-ГЕС», «Електрична частина станцій та підстанцій», «Перспективи застосування надпровідності в електромеханіці», «Модернізація електричних станцій та підстанцій», «Експлуатація та режими роботи електрообладнання електростанцій», «Сучасні технології виробництва електроенергії», «Електропостачання промислових підприємств» тощо.

Матеріали посібника можуть бути корисні фахівцям та студентам із різних країн, тому що в електроенергетиці, в електромеханіці та в питаннях енергозбереження, передачі та розподілу електроенергії простежуються загальні для всіх країн правила та проблеми, визначаються схожі напрямки розвитку та вдосконалення. Приклади та чисельні дані, що наведені в посібнику, зазначені для України мирного періоду.

Війна зруйнувала багато енергетичних комплексів, систем, електростанцій. Війна закінчиться, і нам потрібно буде відновлювати на новому, сучасному рівні всі об'єкти електроенергетики України. Об'єднання з енергосистемою Європейського Союзу (ЄС) висунула додаткові вимоги до якості організації систем електропостачання, до вироблення, передачі та розподілу електроенергії, до роботи потужного електрообладнання ПП та електростанцій. Це ще більшою мірою вимагає підготовки високоерудованих сучасних фахівців-електромеханіків та електроенергетиків. Посібник спрямований на цей процес.

Хочу висловити подяку моєму синові, Шевченко Олександр, за допомогу в оформленні посібника, у створенні схем та рисунків, у стилістичному рецензуванні.

1 ВИМОГИ ДО СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Структура та основні вимоги до систем електропостачання

Електрична частина електростанцій, електричні мережі та споживачі електроенергії, а також центри управління, регулювання та захисту ЕО, об'єднаних в одне ціле спільністю режимів і безперервністю (одночасністю) процесів виробництва, передачі та споживання електричної енергії, називається електроенергетичною системою.

Основним завданням створення системи електропостачання (СЕП) є забезпечення їх високої надійності та економічності, підтримання високої якості електроенергії. СЕП включає велику кількість об'єктів, має велику протяжність та розосередженість; її проектуванням зайнято багато організацій. СЕП складається з генеруючих установок, живильних та розподільчих мереж, трансформаторних та перетворювальних станцій та підстанцій, пов'язаних кабельними та повітряними лініями, струмопроводами високої та низької напруги [7, 8, 13, 21-23, 28, 32, 37-40, 44, 45].

Безпека для життя та здоров'я людей при експлуатації СЕП та надійність роботи ЕО забезпечуються правильним вибором технічних рішень на всіх етапах вироблення, розподілу та передачі електроенергії, правильним вибором способів її каналізації, виконанням вимог техніки безпеки та відповідністю умовам навколишнього середовища. СЕП має бути зручною та безпечною в обслуговуванні, повинна забезпечувати якість енергії та безперебійність електропостачання в номінальному та після-аварійному режимах. Водночас СЕП має бути економічною, мати мінімальні втрати та обґрунтовану витрату дефіцитних матеріалів та обладнання. Економічність та надійність СЕП досягається шляхом створення зв'язків та взаємного резервування мереж різних регіонів, мереж ПП, СЕП комунальних та сільських споживачів тощо.

СЕП умовно можна розділити на три блоки: блок вироблення електроенергії (електростанції), блок розподілу та передачі електроенергії, блок споживачів електроенергії [31, 39], рис.1.1.

На електростанціях енергія поділяється на два потоки: електрична і теплова енергія. Від генераторів електростанцій, через блочні підвищуючі трансформатори, (рис. 1.2) електроенергія надходить на станційні відкриті розподільні пристрої (ВРП).

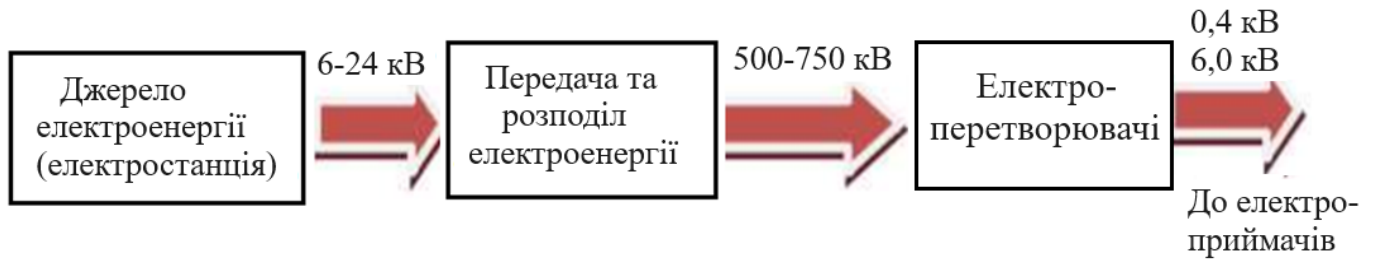


Рисунок 1.1 – Схема системи електропостачання



Рисунок 1.2 – Блочний трансформатор ТЕС, що підвищує напругу після турбогенератора (ТГ)

Другий блок включає лінії електропередачі (повітряні та кабельні), опори повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) та кабельне господарство, головні (ГЗП) та проміжні знижувальні станції (підстанції), розподільні пристрої (РП), системи грозозахисту та компенсації реактивної потужності.

Третій блок поєднує всіх електроприймачів (ЕП), системи управління, захисту, діагностики та прилади вимірювання фізичних

величин. При створенні СЕП для ЕП з різко-змінним або з ударним навантаженням, що циклічно повторюється, за наявності ЕП, що вимагають безперебійного живлення, встановлюються додаткові вимоги, що обумовлюють в технічних умовах (ТУ). Під час вибору структури, потужності та пропускної здатності СЕП слід враховувати як власних споживачів електроенергії, так й наявність розташованих поруч споживачів, котрим інколи необхідно забезпечити резервування електропостачання.

Надійність електропостачання ПП, цехів та окремих установок значною мірою залежить від наявності та надійності систем резервного живлення та захисту. Забезпечення резервного електроживлення пов'язане з матеріальними витратами і не може бути забезпечене для всіх установок та обладнання. Тому необхідно точно знати, в яких технологічних процесах ЕП не допускають перерви в електропостачанні, а для яких такі перерви ЕП можливі без істотної шкоди

виробництву. Для цього для ЕП встановлюють категорії надійності електропостачання, табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Дані для ЕП різних категорій надійності

Категорія	Кількість каналів (джерел) резервування	Допустимий час перерви електропостачання	Коефіцієнт допустимої загрузки трансформаторів в залежності від категорії надійності
1-а	два	На час автоматичного включення резерву	0,60-0,65
1-а особлива	три		0,50-0,60
2-я	один	1 година (бажано АВР)	0,7-0,80
3-я	не передбачено	24 години	0,85-0,90

При встановленні категорії надійності електропостачання враховують особливості розміщення технологічного обладнання, для цього поділяють обладнання на встановлене та невстановлене. Встановлене обладнання зазвичай нерухоме, але в деяких випадках може переміщатися площею підприємства або цеху, або може замінюватись іншим, більш продуктивним. До встановленого обладнання відносяться металорізальні верстати, преси, вентиляційні системи, компресори тощо. До невстановленого обладнання відносяться пересувні установки, наприклад мостові крани, підйомно-транспортні споруди, зварювальні установки. Особливо високі вимоги до надійного та економічного електропостачання висувають великі енергоємні підприємства чорної та кольорової металургії, нафто- та газодобувні підприємства, хімічні та інші виробництва, що характеризуються великими значеннями сумарних встановлених потужностей ЕП.

1.2 Особи, установи та організації, які пов'язані з розвитком енергетики та її функціонуванням в мирний час та під час війни

Міністерство енергетики України було утворене у 2019 році шляхом реорганізації Міністерства охорони навколишнього природного середовища України (існувало з 9 грудня 2010 року) та приєднання до нього Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (існувало з 9 грудня 2010 року), [38].

Надійність функціонування ПЕК країни завжди було важливим питанням. Під час війни його захищеність і надійність стала ще важливішою. Ще в 2006 році був прийнятий Закон України № 307-V, який встановлював правові та організаційні засади його функціонування в особливий період, [28]. Цей закон оговорює відносини, пов'язані з функціонуванням ПЕК в особливий період – під час війни. Було визначено, що в особливий період робота ПЕК регулюється цим Законом, законами України «Про оборону України», «Про Цивільну оборону України», «Про мобілізаційну підготовку та мобілізацію», «Про електроенергетику», «Про нафту і газ», Гірничим законом України та іншими нормативно-правовими актами.

Законом визначено, що в особливий період, під час війни, до складу ПЕК входять підприємства, установи та організації електроенергетичного, ядерно-промислового, вугільно-промислового та нафтогазового комплексів незалежно від форми власності. Також були визначені основні завдання підприємств, установ та організацій ПЕК в особливий період:

- виробництво відповідно до мобілізаційних завдань (замовлень) на особливий період електричної та теплової енергії, продуктів переробки нафти і газу, обладнання, комплектувальних виробів;
- видобуток вугілля, торфу, нафти і газу, постачання і транспортування нафти, газу та продуктів їх переробки;
- передача (постачання) електричної та теплової енергії для потреб збройних сил України (ЗСУ) та інших утворених відповідно до законів України військових формувань, підприємств, установ та організацій, а також населення;
- утримання в належному стані об'єктів ПЕК та призначеної для їх обслуговування техніки;
- забезпечення технічного прикриття та відбудови найважливіших об'єктів ПЕК;
- посилення безпеки, охорони та оборони об'єктів ПЕК;
- створення передумов для мінімізації загроз для населення, що проживає у безпосередній близькості від об'єктів ПЕК, які мають стратегічне значення.

Закон визначив також послідовність постачання продукції на підприємства ПЕК в особливий період, а саме електро- та теплової енергії. Було встановлено таку черговість:

- 1) органи державної влади;
- 2) ЗСУ та інші військові формування, що утворені відповідно до законів України;
- 3) телекомунікації, що забезпечують зв'язок для потреб державної системи урядового зв'язку, національної системи конфіденційного зв'язку, органів з надзвичайних ситуацій, безпеки, оборони, охорони правопорядку;
- 4) підприємства, що виконують мобілізаційні завдання (замовлення) із створення, виробництва, ремонту та постачання озброєння, боєприпасів, військової техніки, спеціальних комплектувальних виробів, матеріально-технічних засобів;
- 5) заклади охорони здоров'я, що виконують мобілізаційні замовлення;
- 6) підприємства повітряного, водного, автомобільного та залізничного транспорту;
- 7) органи місцевого самоврядування; підприємства, установи та організації, що забезпечують життєдіяльність населення; інші об'єкти, що належать до відповідних груп з цивільної оборони.

Було обумовлено основні заходи щодо здійснення підготовки підприємств, установ та організацій ПЕК до сталого функціонування в особливий період. Були встановлені правила утворення і підготовки спеціальних формувань для проведення аварійно-рятувальних та відбудовних робіт на об'єктах ПЕК, про фінансове і матеріально-технічне забезпечення підготовки підприємств, установ та організацій ПЕК до сталого функціонування в особливий період.

В мирний час існують правила та обов'язки, які зберігаються і під час особливого періоду, під час війни:

- Президент приймає рішення, підписує закони, регулює міжнародні відносини, виступає з ініціативами щодо прийняття планів розвитку енергетики в окремих регіонах;

- Кабінет міністрів та Міністерство енергетики визначають шляхи розвитку електроенергетики, шукає кошти на її розвиток, складає програми розвитку енергетики, керує проектними організаціями, які займаються проектуванням енергетичних об'єктів. Також їм підпорядковується енергоринок;

– територіальні виконавчі органи (міська рада) виявляють ініціативу у будівництві електричних станцій, у розвитку електричних мереж тощо.

На території України діють різні організації електроенергетики: підприємства проектування енергетичних мереж (включаючи підприємства відновлюваної енергетики); організації будівництва та обслуговування енергосистеми, ремонту та сервісного обслуговування енергетичного обладнання.

Україна має потужний енерго- та електромашинобудівний комплекс. Наші підприємства можуть забезпечити не тільки національні потреби, але й працювати на експорт. Тільки в Харкові ми маємо багато електромашинобудівних заводів з досвідом створення, експлуатації та обслуговування електричних машин (ЕМ) всіх типів: маленьких спеціальних двигунів і генераторів для космосу та авіації, двигунів загальнопромислового використання, різних типів генераторів для вітроенергетики та електричних двигунів для автомобілів, найпотужніших гідро- та турбогенераторів для ТЕС і АЕС.

1.3 Основні терміни та визначення в системі електропостачання

Електропостачання (постачання електричної енергії, енергопостачання) – це комплекс технічних засобів і організаційних заходів для забезпечення споживачів різного рівня та підпорядкування електроенергією за допомогою технічних засобів передачі та розподілу електричної енергії.

Енергозабезпечуюча організація повинна забезпечити якість електроенергії, що поставляє споживачу, тобто електрична енергія повинна мати властивості, які обумовлюють її придатність для нормальної роботи електроприймачів з розрахунковим навантаженням. Показники якості визначають за стандартами та нормами. Розроблення норм і стандартів – складне завдання, ця робота проводиться постійно в багатьох країнах світу та в міжнародних галузевих організаціях. При цьому основними завданнями є виділення основних чинників впливу, формулювання нормативних параметрів, визначення їхніх оптимальних значень та введення стандартів допустимих значень. Очевидно, що це завдання є багатофакторним з точки зору техніко-економічних вимог і його розв'язання є складною науковою та технічною проблемою, [96].

Основними нормативними документами для проектування електричних установок, у тому числі повітряних та кабельних ліній, є «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ), «Будівельні норми» та «Будівельні норми та правила» (БНіП). З метою однозначного трактування понять та термінів, що належать до електричних мереж, в ПУЕ та в інших документах прийняті визначення:

- *електрична система* – частина енергосистеми, що складається з генераторів, РП, електричних мереж та ЕП;
- *електрична мережа* – сукупність пристроїв, що забезпечують передачу електроенергії від генеруючих джерел, її перетворення та розподіл між ЕП;
- *електроустановки* – установки, у яких виробляється, перетворюється, розподіляється та споживається електроенергія. Електроустановки в ПУЕ поділяються на електроустановки напругою до 1000 В та вище 1000 В;
- *повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП)* – пристрій для передачі та розподілу електроенергії по проводах, що розташовані на відкритому повітрі, прикріплені за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів на інженерних спорудах. За початок та кінець ПЛЕП приймаються лінійні портали РП або введення в будинки;
- *кабельні лінії (КЛ)* – пристрої для передачі електроенергії, розташовані в траншеях, тунелях, шахтах, блоках, каналах, естакадах, трубах та в інших інженерних спорудах, що складаються з одного або декількох кабелів разом зі сполучними, стопорними, кінцевими муфтами та кріпильними деталями, а для оливо-наповнених кабелів, крім того, з підживлюючими системами оливою та системою забезпечення її тиску;
- *позамайданні кабельні лінії* – лінії, що розташовані за межами підприємства. До них відносяться лінії зовнішнього електропостачання підприємства, а також віддалених від нього об'єктів (насосних станцій, складів, очисних споруд тощо);
- *міжцехові кабельні споруди* – кабельні тунелі, колектори, шахти, блоки, канали, естакади, розташовані на території ПП поза будівлями;
- *внутрішньо-цехові кабельні споруди (приміщення)* – кабельні тунелі, канали, шахти, кабельні поверхи та напівповерхи (включаючи підвальні) та інші споруди всередині будівель;

– *кабельна споруда (приміщення)* – споруда, спеціально призначена для розміщення в ньому кабелів, кабельних муфт, оливо-живлячих систем та іншого обладнання, що забезпечує нормальну роботу оливо-наповнених кабелів. До них відносяться кабельні поверхи та напівповерхи, шахти, кабельні колектори, тунелі та канали, кабельні блоки, камери та підживлювальні пункти;

– *електропроводка* – стаціонарні силові та освітлювальні проводки постійного та змінного струму напругою до 1000 В, що виконують ізольованими проводами та неброньованими кабелями з гумовою або полівінілхлоридною (ПВХ) ізоляцією, з перетином жил до 16 мм²;

– *кабельний тунель* – підземна горизонтальна або похила, повністю закрита, протяжна споруда з відстанню від підлоги до стелі (балок, плит перекриття) не менше 1800 мм для прохідних та 1500÷1750 мм для напівпрохідних тунелів;

– *кабельна галерея* – горизонтальна або похила, надземна або підземна прохідна споруда, повністю або частково закрита, що з'єднує окремі будівлі та приміщення;

– *кабельний блок* – спорудження, в якому протягуються кабелі: залізобетонні або азбоцементні блоки та труби, кабельні колодязі, камери тощо;

– *кабельна естакада* – надземна відкрита, горизонтальна або похила протяжна споруда з розміщеними на ній трубопроводами, що з'єднує приміщення будівель з окремими технологічними установками;

– *кабельний канал* – закрите та заглиблене (в ґрунт, підлогу, перекриття) горизонтальне або похиле, протяжне спорудження з відстанню від підлоги до плит перекриття менше 1500 мм;

– *кабельна камера* – підземна споруда, призначена для укладання кабельних муфт та для протягування кабелів у блоки.

Проектування електричних мереж ПП ведуть з урахуванням накопиченого досвіду проектування, будівництва, монтажу та експлуатації, з використанням новітніх досягнень науки і техніки. При проектуванні необхідно надавати перевагу типовим конструкціям, застосовувати стандартне ЕО, матеріали заводського виготовлення. Вони повинні дозволяти використовувати індустріальні методи ведення монтажних робіт.

Електричне господарство ПП представляє сукупність генеруючих, перетворюючих електроустановок, а також електроустановок, що передають та

за допомогою яких здійснюється постачання електроенергії до технологічних процесів [25, 27-30, 40]. Електричне господарство включає:

- 1) власну СЕП, наприклад, внутрішньозаводську, промислові будівлі, споруди та мережі, що експлуатуються електротехнічним персоналом;
- 2) силове ЕО, електроосвітлення та системи автоматизації;
- 3) служби експлуатації та ремонту ЕО;
- 4) резервні електротехнічні установки, які прямо не є частиною СЕП, але забезпечують її функціонування;
- 5) людські, речові та енергетичні ресурси, інформаційне забезпечення.

Отже, електричне господарство ПП є частиною електроенергетичної системи, що належить конкретному підприємству. Підприємство забезпечується електроенергією по лініях електропередачі, як правило, ПЛЕП, від підстанції енергосистеми або теплоенергоцентралі (ТЕЦ); від автотрансформаторів (АТ) районних підстанцій тощо. На рис. 1.3 представлено спрощену ієрархічну схему СЕП великого ПП, яке є споживачем електричної енергії (абонентом).

Процес експлуатації енергетичного обладнання супроводжується його зносом і забрудненням, що призводять до зменшення надійності та економічності його роботи. Тому важливим чинником, що визначає вказані процесом, є тривалість роботи ЕО. Значний знос окремих вузлів та деталей агрегатів стає причиною їх аварійного виходу з ладу. Тому основною задачею ремонтів енергетичного обладнання є підтримання його у такому стані, що забезпечує нормальні експлуатаційні характеристики.

Основу раціональної організації системи ремонтів складають два принципи: принцип профілактики та принцип плановості, тому систему ремонтів називають планово-попереджувальною (ППР). Основні дані для початку проведення ППР: перелік енергетичного обладнання; наявність запасних частин та нормативної бази. Найбільш складним елементом формування системи ППР є обґрунтування нормативної бази, що охоплює: періодичність ремонтів; тривалість простоїв; трудомісткість робіт, необхідну кількість персоналу та матеріалів, запасних частинах та механізмах.

Планово-попереджувальна система технічного обслуговування і ремонту – це комплекс організаційно-технічних заходів попереджувального характеру, що проводяться в плановому порядку з метою забезпечення

постійної технічної готовності ЕО до роботи і запобігання підвищеного зносу його вузлів і деталей.

Система електропостачання (АЕС, ТЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ)

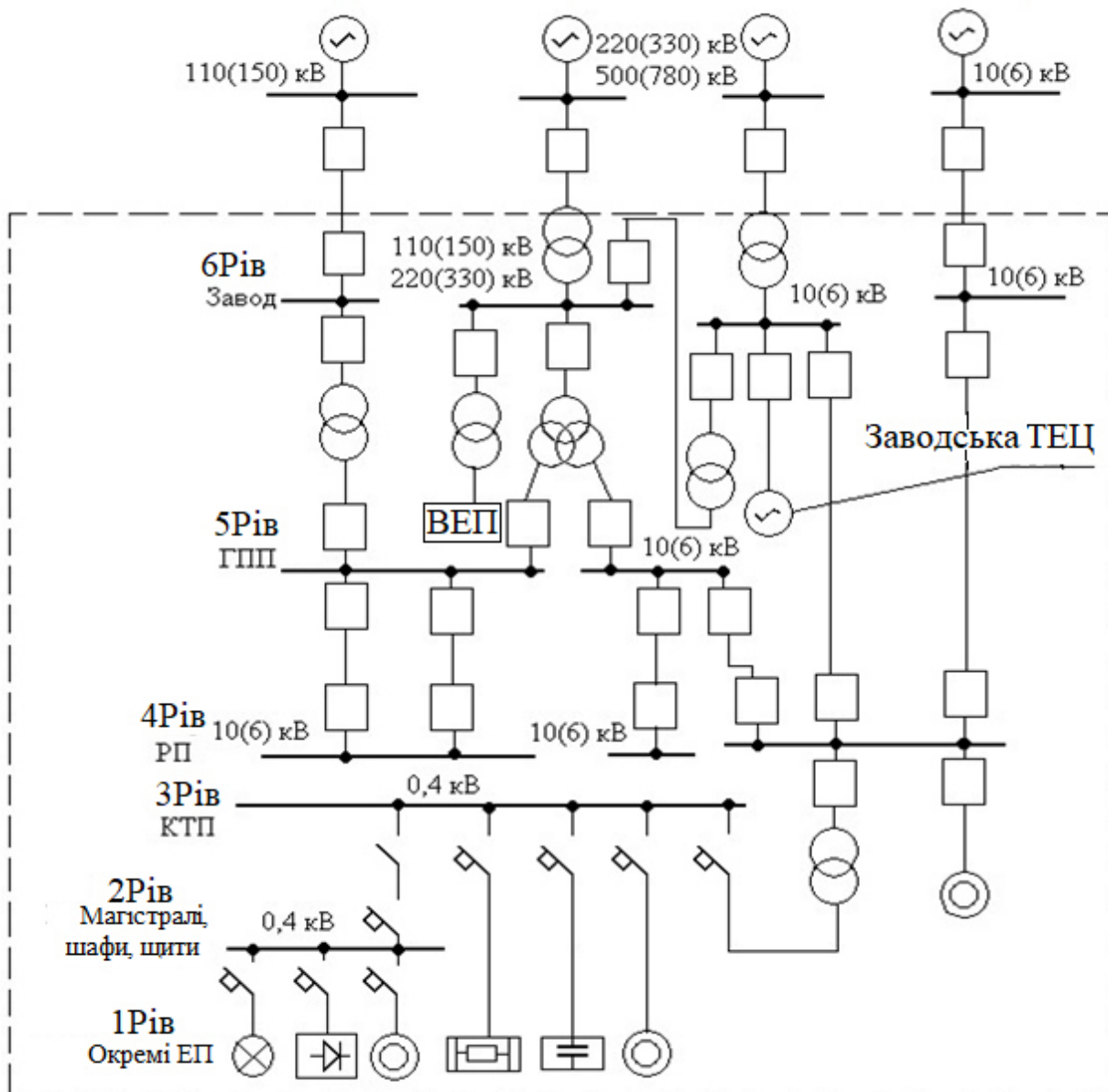


Рисунок 1.3 – Рівні СЕП промислових підприємств:

Шостий рівень (6Ур) – рівень приєднання до зовнішніх енергетичних джерел або мереж; п'ятий рівень (5Ур) – все виробництво; четвертий рівень (4Ур) – цех; третій рівень (3Ур) – відділення; другий рівень (2Ур) – ділянка; перший рівень (1) – окрема одиниця обладнання; ВЕП - високовольтні ЕП. Умовна межа поділу «підприємство – енергосистема» відзначена пунктирною лінією

Плановою система технічного обслуговування і ремонту називається тому, що обладнання ставлять на обслуговування в плановому порядку через певний проміжок часу або після певного напруження (в годинах або в кількості виконаних операцій). Попереджування полягає в тому, що обслуговування і періодичні ремонти обладнання виконують до виникнення відмови. З 1970-х років провідні підприємства світу почали відмовлятися від ППР і сьогодні найпрогресивнішим і ефективним підходом вважається обслуговування на підставі надійності, реального стану обладнання (RCM, reliability-centered maintenance).

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть завдання, які мають бути вирішені під час створення СЕП.
2. Чим забезпечується надійність та економічність створення СЕП?
3. Які підприємства мають найвищі вимоги до надійного та економічного електропостачання?
4. Які функції виконують Президент, Верховна Рада та Кабінет міністрів країни щодо виконання функцій розвитку електроенергетики?
5. Назвіть основні нормативні документи, які використовують під час проектування електричних установок.
6. Дайте визначення поняттям "електрична система", "електрична мережа", "електроустановка", "повітряна лінія електропередачі", "кабельна лінія", "міжцехові кабельні споруди".
7. Що таке «електричне господарство ПП»? Назвіть його основні складові і рівні.
8. Охарактеризуйте технологічне обладнання щодо стабільності його розміщення на території цеху промислового підприємства.
9. Які прийоми проектування ЕО забезпечують безпеку для життя та здоров'я людей під час експлуатації СЕП?
10. Наведіть приклади споживачів електроенергії, які потребують безперебійності живлення у всіх режимах роботи СЕП.
11. Охарактеризуйте особливості проектування та вимоги до систем резервного електроживлення для ЕП з урахуванням категорії надійності електропостачання.

Література: 7, 8, 13, 21-23, 25, 27, 28, 31, 32, 37-40, 44, 45, 62-67, 70, 77, 80, 96.

2 ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ. КАТЕГОРІЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

2.1 Параметри, що визначають якість електроенергії

Якість електроенергії в мережах трифазного змінного струму характеризується відхиленнями та коливаннями напруги і частоти від встановлених норм, несинусоїдальністю напруги, зміщенням нейтралі та несиметрією напруги основної частоти. Відступи від нормованих параметрів електроенергії, табл. 2.1, що надходить в мережу, впливають на технологічні процеси, на об'єми і якість продукції, що випускається підприємством, [39,40].

Таблиця 2.1 – Номінальна напруга електричних систем

Номінальна напруга ЕП і мережі, кВ	Номінальні фазні напруги, кВ		
	генератори	трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
0,22	0,23	0,22	0,23
0,38	0,4	0,38	0,4
0,66	0,69	0,66	0,69
(3)*	(3,15)*	(3)*	(3,15)*
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11,0
20	21	20 и 21	22
35*	–	35*	38,5*
110	–	110	115 и 121
(150)*	–	(150)*	(158)*
220	–	220	230 и 240
330	–	330	347
500	–	500	–
750	–	750	–

**Не нормована напруга, але використовується.*

В ДСТУ EN 50160:2014 встановлені такі показники якості електроенергії, [21]:

- усталене значення відхилення напруги δU_{cons} ;
- розмах зміни напруги ΔU_t ;
- доза флікера P_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги K ;
- коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметрії напруги за оберненою послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_{fail} ;
- імпульсна напруга U_{imp} ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{var}U}$.

Для ЕП першої та першої особливої категорії надійності електропостачання (див. далі п. 2.2) також визначають значення деяких додаткових показників якості електричної енергії:

- інтервал між змінами напруги $\delta t_{t,t+1}$;
- частоту появи провалів напруги F_{fail} ;
- глибину провалу напруги δU_{fail} ;
- частоту повторення змін напруги $F_{\delta U_t}$;
- тривалість імпульсу з рівнем 0,5 від його амплітуди $\delta t_{\text{im}0,5}$;
- тривалість тимчасової перенапруги $\delta t_{\text{var}U}$.

Слід відмітити, що існує два виду нормованих показників якості електроенергії: нормально допустимі та гранично-допустимі показники.

1) *Відхиленням напруги* називають дуже швидкі зміни напруги (зі швидкістю щонайменше 1 % на секунду). Вони виникають під час роботи ЕП з різко змінним навантаженням: електродвигунів (ЕД) приводів захисних систем, синхронних двигунів (СД) перетворювальних агрегатів, двигунів постійного струму прокатних станів, дугових електропечей, електрозварювальних машин. Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення δU_{cons} , яке не повинно виходити за межі $\pm(5-10)\%$ від номінального значення напруги електромережі.

До сталості напруги дуже вимогливі джерела світла, які змінюють свої характеристики залежно від її рівня. Для електроламп, прожекторів, для освітлення житлових будинків зміна напруги не повинна перевищувати $\pm 5 \%$;

для внутрішнього робочого освітлення підприємств – $(\pm 2,5-2,7)\%$ від номінального значення. У після-аварійних режимах допускається додаткове зниження напруги до 5%, але не більше ніж на добу.

Нормально та гранично-допустимі значення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричної мережі напругою $U \geq 0,38$ кВ встановлюють в договорах на використання електричної енергії.

Відхилення напруги $(\pm \delta U_{\text{cons}})$ від номінального значення веде до погіршення роботи ЕО, до його передчасного зносу та визначається різницею між фактичною напругою (U) та її номінальним значенням (U_N):

$$\delta U_{\text{cons}} = \frac{U - U_N}{U_N} \cdot 100\%.$$

Якщо для моменту часу (t) відомі відхилення напруги на початку лінії ΔU_{1t} та падіння напруги в лінії ΔU_t , то відхилення напруги в кінці лінії ΔU_{2t} буде, В:

$$\Delta U_{2t} = \Delta U_{1t} - \Delta U_t.$$

Причиною відхилень напруги у споживачів конкретного ПП може бути зміна в режимах роботи його ЕП та ЕП інших підприємств, що живляться від тієї ж мережі, а також зміни у роботі енергосистеми.

Для регулювання напруги використовують трансформатори або АТ з автоматичним регулюванням під навантаженням, що встановлюються на ГЗП

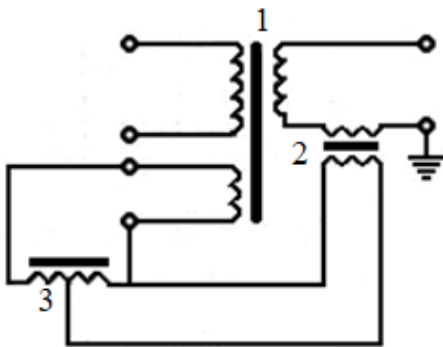


Рисунок 2.2 – Принципова схема включення вольто-додаткового трансформатора
1 – основний трансформатор;
2 – вольто-додатковий трансформатор;
3 – автотрансформатор

та на підстанціях глибокого введення (ПГВ). У багатьох випадках цього буває достатньо саме завдяки встановленим ПГВ, які знаходяться в центрах навантажень відповідних груп споживачів. Для особливо чутливих до відхилень напруги ЕП, що мають різні режими роботи та віддаленість від ГЗП або ПГВ, необхідно передбачати додаткові групові або індивідуальні засоби регулювання напруги, наприклад, вольто-додаткові трансформатори (ВДТ), які мають змінний коефіцієнт трансформації, [16, 18, 55]. Для регулювання або стабілізації напруги в колі навантаження вторинна обмотка ВДТ послідовно включається до кола вторинної обмотки основного трансформатора (рис. 2.2).

Первинна обмотка ВДТ живиться через АТ від обмотки нижчої напруги основного трансформатора.

Різновид ВДТ – лінійні трансформатори для «поперечного» регулювання, що дозволяють зрушувати по фазі напругу мережі, не змінюючи її значення. При цьому первинна обмотка регулювального АТ кожної фази підключається до лінійної напруги двох інших фаз. Поліпшення коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) мережі призводить до зниження втрат напруги та енергії. Цехові трансформатори з регулюванням під навантаженням застосовуються лише у випадках, коли інші засоби регулювання недостатні або неекономічні.

2) *Коливаннями напруги* називають короточасні відхилення від номінального значення при швидкості зміни не менше 1% в секунду. Вони характеризуються розмахом зміни напруги (ΔU_t) та дозою флікера (P_t).

Примітка: флікер – суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку від штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги в електричній мережі, що живить ці джерела. Термін «флікер» в техніці вперше був застосований в нормативних документах. Визначають короточасну та тривалу дозу флікера. Короточасну дозу визначають за інтервал 10 хв., тривалу дозу флікеру визначають на протязі 2 годин. Гранично-допустимі значення для короточасної дози флікера P_{tshot} в точках загального приєднання споживачів з лампами розжарювання в приміщеннях, де необхідне значне зорове напруження, дорівнює 1,0; а для тривалої дози флікера (P_{tlong}) в таких же умовах – 0,74. Кількісне значення дози флікера виміряють флік-метром. Причиною появи флікеру може бути непостійна робота потужного устаткування увімкненого в одну мережу з освітленням: в офісних і житлових будівлях флікер може визвати робота кондиціонерів, ліфта; в промисловості – використання дугових печей, зварювальних апаратів, великих ЕД у непостійних режимах

Допустима величина коливання напруги (розмах зміни напруги) на затискачах ЕП (ΔU_t), понад номінальне значення, визначається залежно від частоти їх повторень, %:

$$\Delta U_t = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10},$$

де n – кількість коливань в годину;

Δt – середній інтервал між коливаннями за годину, хв.

Коливання напруги при швидкості його зміни на 1% в секунду і більше (в абсолютних одиницях або в %) може бути розраховано простіше:

$$\Delta U_t = U_{\max} - U_{\min}, \text{ В} \quad \text{або} \quad \Delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_N} \cdot 100\%,$$

де ΔU_t – коливання напруги, В;

$U_{\max}$ та $U_{\min}$ – максимальна та мінімальна напруги, В.

Найбільші коливання напруги зазвичай є при включенні регульованих вентильних перетворювачів, що вимагають великої реактивної потужності. При асинхронному пуску великих СД можуть бути кидки струму, що в 2,5-2,8 разів перевищують його номінальне значення. Істотні коливання напруги викликають дугові сталеплавильні електропечі (ДСП), у яких в період розплавлення металу (шихти) та на початку окислення виникають експлуатаційні короткі замикання (КЗ). Повторно-короткочасні режими роботи зварювальних апаратів із частими включеннями та поштовхами навантаження також призводять до великих коливань напруги у цехових мережах.

Коливання напруги, що викликаються зміною потужності ЕД при різко змінному навантаженні, приблизно можна визначити, В:

$$\Delta U_t = \frac{0,1 \cdot \Delta P + \Delta Q}{S_{\text{net}}},$$

де ΔP та ΔQ – відповідно зміни активної (Вт) та реактивної (вар) потужності ЕП;

S_{net} – повна потужність мережі, в якій перевіряються коливання напруги, В·А.

Якщо знехтувати активним опором, який у промислових електромережах зазвичай не перевищує 10% від індуктивного опору, то коливання напруги можна визначити простіше, В:

$$\Delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_{\text{net}}}.$$

Наближене коливання напруги під час роботи ДСП можна визначити, В:

$$\Delta U_t = \frac{S_T}{S_{\text{net}}},$$

де S_T – повна номінальна потужність пічного трансформатора, В·А.

Під час роботи кількох ДСП коливання збільшуються пропорційно їх кількості. Можна зробити практичний висновок, що величина коливань напруги за інших рівних умов визначається потужністю мережі: чим вона вище, тим менші коливання, [29, 36, 72-74].

Зниження впливу потужних ЕП, пічних та інших електроустановок з різко змінним ударним навантаженням на електричну мережу досягається:

- за рахунок вибору раціональних СЕП та схем пуску великих ЕД;
- збільшенням напруги живильних та розподільчих мереж;
- наближенням великих ЕП з різко-змінним навантаженням до джерел живлення;

– підключенням ЕП по індивідуальних лініях безпосередньо до головних знижувальних підстанцій (ГЗП) або ТЕЦ, минаючи РУ та цехові підстанції.

У мережах ПП застосовують поділ живлення для ударних і «спокійних» ЕП:

– групи ЕП з ударними режимами роботи та значної потужності живляться від окремих трансформаторів, але із загальним резервним трансформатором, оскільки можливі значні коливання напруги під час і в після-аварійному режимі;

– ударні та «спокійні» навантаження приєднуються до різних гілок РП, які включаються в окремі лінії або запитують від окремих трансформаторів;

– на ГЗП або ПГВ застосовуються трансформатори з розщепленими вторинними обмотками (з коефіцієнтом розщеплення $K_p \leq 3,5$), з виділенням на одну з гілок обмотки живлення різко-змінних ударних навантажень, а на іншу – «спокійних» навантажень, включаючи системи освітлення. Якщо це недостатньо, передбачаються спеціальні пристрої для обмеження коливань напруги. Найбільш реальними і ефективними є синхронні компенсатори (СК), регульовані СД, системи поздовжньої компенсації тощо.

Всі ці пристрої працюють у так званому «режимі стеження» за реактивним струмом підключених ЕП.

3) Несинусоїдальність форми напруги (K) може бути визначена:

$$K = \frac{\sqrt{\sum_{v=3}^{v=13} U_v^2}}{U_N} \cdot 100 \%,$$

де U_N – номінальне значення напруги, В;

v – номер гармоніки напруги, $v=1$ – робоча гармоніка.

При роботі ЕП в тривалому режимі допустимою несинусоїдальністю напруги є умова $K \leq 5 \%$.

Зниження діючого значення напруги при тривалій несинусоїдальності може бути розраховано:

$$U_- = \frac{1}{3} \cdot |\dot{U}_A + a^2 \cdot \dot{U}_B + a \cdot \dot{U}_C|;$$

$$U_- = \frac{|\dot{U}_A + a^2 \cdot \dot{U}_B + a \cdot \dot{U}_C|}{\sqrt{3} \cdot U_N} \cdot 100 \%,$$

де $a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ та $a^2 = -\frac{1}{2} - j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ – векторні оператори (фазні множники);
 U_N – лінійна напруга, В.

При розгляді впливу високих гармонік, які визначають несинусоїдальність форми напруги, зазвичай враховують гармоніки від третьої до одинадцятої, ($v=3-11$). Вважається, що впливом більш високих гармонік ($v \geq 13$) можна нехтувати. Однак дослідження показують, що 13 гармоніка і вищі також можуть викликати несинусоїдальність, і їх необхідно враховувати при визначенні коефіцієнта несинусоїдальності. Величина несинусоїдальності зменшується зі збільшенням КЗ потужності мережі живлення, чому сприяє включення ємнісних елементів, зокрема, конденсаторних батарей.

Примітка: трифазна потужність КЗ мережі – один з параметрів режиму КЗ. Потужність КЗ мережі S_K , В·А, може бути розрахована через сталі значення струму КЗ I_K , А:

$$S_K = m \cdot I_K \cdot U_N,$$

де U_N – номінальна напруга в мережі, де визначається струм КЗ, В.

Для обмеження рівнів вищих гармонік в установках з вентильними перетворювачами застосовують багатофазні схеми випрямлення. Хороші результати дає застосування силових резонансних фільтрів, що складаються з послідовно з'єднаних реакторів (L) та конденсаторних батарей (C). Кожен фільтр налаштовується на частоту (ν) однієї або кількох вищих гармонік так, щоб опір реактора (індекс « p ») на частоті батареї (ν_{bat}) відповідав умові:

$$\nu_p \cdot \omega_p \cdot L_p = \frac{1}{\nu_{bat} \cdot \omega_{bat} \cdot C_{bat}}.$$

4) *Зміщення нейтралі трифазної мережі* або «зміщення нейтралі», «перекіс фаз» – термін, що характеризує зміну фазної напруги при несиметричних навантаженнях у трифазній мережі. У трифазній мережі фазні напруги розподіляються між споживачами відповідно до часу їх включення та величини навантаження. Необхідно використовувати нейтралі,

щоб забезпечувати подачу фазної напруги до кожного ЕП при несиметричному навантаженні.

Нейтралю називають загальну точку обмоток ЕМ при їх з'єднанні у «зірку». При з'єднанні в схему «трикутник» для отримання нейтральної точки можна використовувати схему «ковзний трикутник»:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot |\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C| \quad \text{або}$$

$$U_0 = \frac{|\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C|}{\sqrt{3} \cdot U_N} \cdot 100 \%$$

де $|\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C|$ – геометрична сума векторів напруги фаз А, В і С, В.

Існує зв'язок величини фазної напруги з навантаженнями по фазах: у більш навантаженої фази напруга зменшується, наприклад, до 195-205 В, а у менш навантаженої – збільшується (до 245 В і більше), рис. 2.3.

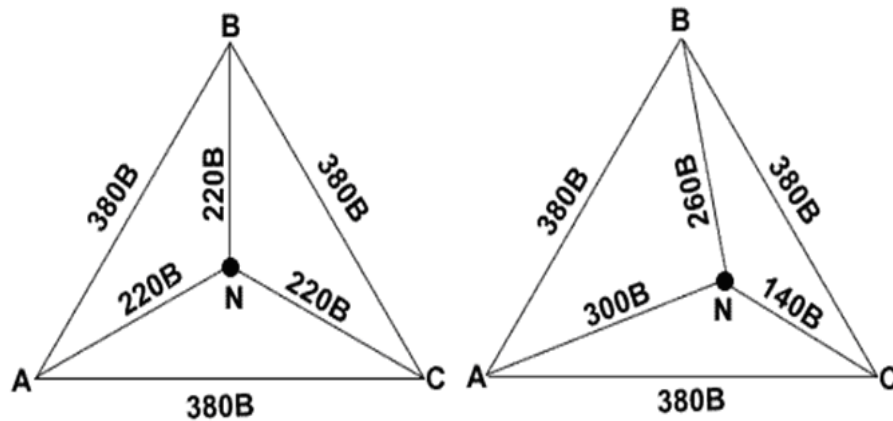


Рисунок 2.3 – Графічне відображення розподілу напруги при зміщенні нейтралі

При цьому можлива поява струму в нейтралі, який за своєю величиною може бути близьким до струму навантаженої фази, що призводить до збільшення втрат в кабельних лініях та ПЛЕП, на трансформаторних підстанціях і навіть в високовольтних ПЛЕП, що живлять ці підстанції. Підвищення напруги небезпечне для ЕП, як промислового, так і побутового сектора. Наприклад, у асинхронних двигунів (АД) вже при 2% збільшення напруги значно підвищується нагрів обмоток, що скорочує термін служби ізоляції. Збільшення напруги на 4-6% викликає зростання втрат майже

вдвічі. Те саме відноситься до ламп розжарювання та люмінесцентних ламп: при підвищенні напруги на 5 % їх спіралі перегорають майже вдвічі швидше.

Щоб зменшити зміщення нейтралі при несиметричному навантаженні, перед підстанціями встановлюють автотрансформатори, які вирівнюють напругу, роблять її симетричною: збільшення навантаження в одній із фаз викликає збільшення струму в цій фазі, напруга на відповідній послідовно включеній обмотці АТ теж збільшиться і відбудеться компенсація падіння напруги, яка пропорційна силі струму навантаження. Найкращий ефект дає встановлення АТ поблизу розподільчої підстанції. Це забезпечує подачу до споживачів симетричної напруги, зменшує втрати та дозволяє відфільтрувати високі гармоніки струму, які виникають від роботи газорозрядних ламп, потужних випрямлячів та інверторів, зварювальних апаратів. Зміщення нейтралі викликає додаткові втрати у всіх ЕП, підключених до електромережі, впливає на джерело живлення (трансформатор або генератор), але тільки, якщо це навантаження більше потужності джерела.

Компенсація зміщення нейтралі з використанням спеціального АТ – дорогий спосіб зменшення втрат електроенергії через несиметричне навантаження, однак позитивний ефект від цього способу швидко окупає всі витрати.

5) *Несиметрія трифазної напруги* (напруга зворотної послідовності основної частоти в абсолютних одиницях або в відсотках (%) від фазної номінальної напруги U_{Nfas}). Найбільшу несиметрію напруги в трифазних мережах створюють однофазні ЕП: електропечі, великі зварювальні машини, електровози кар'єрного та цехового транспорту тощо, – при їх нерівномірному підключенню до фаз або при рівномірному розподілі, але при неодноточасному включенні.

Несиметрія напруги характеризується коефіцієнтом несиметрії напруги за оберненою послідовністю K_{2U} та коефіцієнтом несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U} . В точках загального приєднання до електричних мереж 0,38 кВ нормально допустиме та гранично-допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги за оберненою та нульовою послідовностями дорівнює відповідно 2,0% та 4,0%. Іноді обидва ці показники збігаються.

У мережах з однофазними ЕП якість напруги нульової послідовності та значення несиметрії не повинні мати значний розкид, [21]:

- для побутових ЕП – не більш $(\pm 5 \%) \cdot U_N$;
- для освітлювальних приладів – (від -2,5% до +5%) від U_N ;

- для трифазних ЕП – не більш $\pm 2\%$ від U_N .

Пристрої для симетрії навантаження вибирають з урахуванням економічних факторів, конструкцій та місця встановлення.

Електричні мережі по конструктивному виконанню поділяються на повітряні, кабельні, повітряно-кабельні. Також завжди враховують способи прокладання проводів та кабелів, їх тип, місце прокладки, схеми з'єднань, роль в схемі електропостачання, род струму тощо, рис. 2.4.



Рисунок 2.4 – Класифікація електричних мереж за конструктивними ознаками

б) *Відхилення частоти напруги* – це відхилення (зниження/підвищення) напруги мережі від допустимих стандартом значень на тривалий час (більше десятків секунд).

Відхилення частоти напруги змінного струму в електричних мережах характеризують показником відхилення. При нормальному режимі роботи електричної мережі відхилення частоти від номінального значення може бути більше $\pm 0,1$ Гц. Іноді допускається робота енергосистеми з відхиленнями частоти

$\pm 0,2$ Гц. Для нормального та гранично-допустимого режиму відхилення частоти відповідно дорівнює 0,2 та 0,4 Гц. Ці норми не поширюються на період після-аварійного відновлення частоти в енергосистемі. В аварійних умовах при зниженні частоти до 47-48 Гц передбачається автоматичне частотне розвантаження (АЧР), що відключає менш відповідальних споживачів у заздалегідь встановленому порядку, [21].

7) Обмеження впливу високих гармонік.

Високі гармоніки струму та напруги, що виникають в електроустановках, повертаються в мережу та викликають загальну несинусоїдальність напруги, що впливає на роботу всіх ЕП: збільшуються втрати та інтенсивність старіння ізоляції ЕО та кабелів, з'являються порушення в роботі приладів зв'язку, вимірювань, захисту, автоматики та телемеханіки. Особливо тяжкі наслідки виникають у мережах з вентилями перетворювачами, у яких коефіцієнт несинусоїдальності досягає 20-25%. За наявності таких мережах конденсаторних батарей у зоні високих гармонік можуть виникнути резонансні явища.

Питання забезпечення якості електроенергії та безперебійності її постачання вирішуються на етапі проектування СЕП ПП.

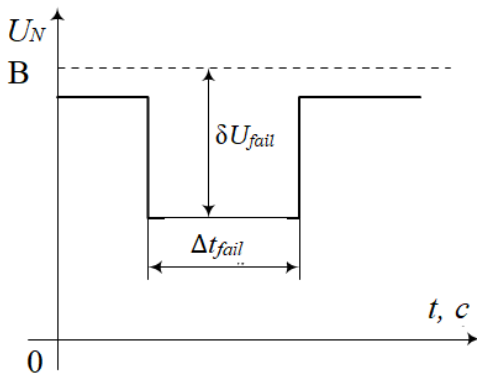


Рисунок 2.5 – Показники провалу напруги:

δU_{fail} – глибина провалу;

Δt_{fail} – тривалість провалу

8) *Провал напруги* – раптове значне зниження напруги в точці електричної мережі, за яким настає відновлення напруги до початкового або трохи нижчого рівня через невеликий проміжок часу: від декількох періодів змінного струму до декількох десятків секунд, рис. 2.5. Провал напруги характеризується тривалістю провалу. Гранично-допустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах напругою до 20 кВ дорівнює 30 с.

Провал усувається автоматично і його тривалість визначається показниками витримками часу пристроїв захисту та автоматики. Тривалість провалу фактично характеризує ефективність системи автоматичного включення резервного (АВР) живлення.

Дані щодо глибини, тривалості та частоти провалів напруги в мережі дозволяють прогнозувати кількість пошкоджень та аварійних відмов за рік в лініях, в РП та в трансформаторних підстанціях (ТП).

9) *Тимчасова фазна перенапруга* (тимчасова перенапруга) виникає,

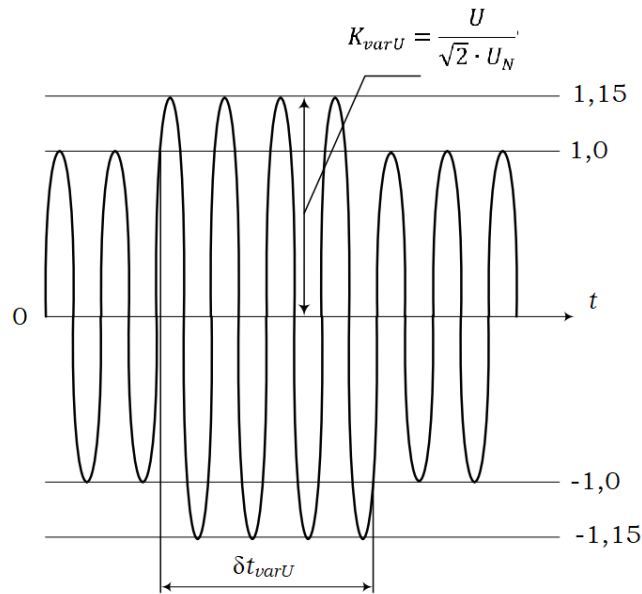


Рисунок 2.6 – Тимчасова фазна перенапруга

наприклад, у разі обриву нульового провідника в трифазних електричних мережах напругою до 1 кВ, які працюють з глухо заземленою нейтраллю.

Рівень таких перенапруг, через можливість значної несиметрії навантажень на кожен фазу, може досягати значення лінійної напруги, і тривати декілька годин. Тимчасова перенапруга характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги

K_{varU} та її тривалістю δt_{varU} (рис. 2.6).

Допустимі значення коефіцієнтів тимчасової перенапруги в електричних мережах не повинні перевищувати значень, наведених в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Допустимі значення коефіцієнтів тимчасової перенапруги K_{varU}

Коефіцієнт тимчасової перенапруги K_{varU} , в.о.	1,47	1,31	1,15
Тривалість тимчасової перенапруги δt_{varU} , с	до 1	до 20	до 60

Коефіцієнт тимчасової перенапруги K_{varU} дорівнює відношенню максимального значення напруги за час існування тимчасової перенапруги до амплітуди номінальної напруги мережі, в.о.:

$$K_{varU} = \frac{U}{\sqrt{2} \cdot U_N}.$$

2.2 Категорії надійності електропостачання ЕП

Споживачі електроенергії поділяються на три (плюс одна) категорії надійності електропостачання, [97].

До 1-ї категорії відносяться ЕП, для яких перерва електропостачання небезпечна для життя людей, завдає значної шкоди виробництву, викликає пошкодження складного обладнання, викликає масовий брак продукції, розлад складних технологічних процесів, порушення особливо важливих елементів міського господарства.

Споживачі 1-ї категорії повинні мати два незалежні резервні джерела живлення, як правило, від двох близько розташованих ТП. За неможливості через місцеві умови здійснити живлення від різних ТП допускається живлення від різних трансформаторів однієї ТП. Перерва в їхньому електропостачанні допускається тільки на час автоматичного відновлення живлення (включення резерву) пристроєм АВР. Прикладами ЕП 1-ї категорії можуть бути всі електростанції, доменні печі, котельні – джерела виробничої пари, відповідальні насосні станції, приводи вагранок, розливні крани мартенівських печей, водовідливні та підйомні установки гірничорудних підприємств тощо.

Питома вага навантажень 1-ї категорії в більшості галузей невелика, за винятком хімічної та металургійної промисловості, на яких він досягає 40-80 %.

Зі складу споживачів 1-ї категорії виділяють «особливу групу» споживачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва (а не його підтримки!) без шкоди для екології, обладнання підприємства та життя людей. До цієї категорії, насамперед, належать системи охолодження обладнання реакторів АЕС, електродвигуни засувки та запірної арматури, приводи вентиляторів, компресорів відцентрових насосів, головних циркуляційних насосів (ГЦН), аварійне освітлення на блоках АЕС; нафтопереробні та хімічні заводи; заводи чорної та кольорової металургії; шахти; насосні та вентиляційні системи виробництв, у яких припинення вентиляції може спричинити небезпечну концентрацію горючих або токсичних газів, а зупинка насосів – пожежу або вибух.

Для електропостачання ЕП особливої групи має бути передбачене резервне живлення ще від третього, незалежного джерела та забезпечення його автоматичного включення. Незалежним джерелом може бути сусідні електростанції; заводські ТЕЦ або будь-які інші незалежні джерела. Особливим,

четвертим джерелом забезпечення енергопостачання для ЕП особливої групи є дизель-генераторні установки. Беззастережним прикладом ЕП особливої категорії є система охолодження реакторів АЕС, для надійного резервування електропостачання якої використовують:

- 1) подача електроенергії від резервних трансформаторів власних потреб (ВП) свого блоку та сусідніх блоків АЕС;
- 2) подача електроенергії магістралями резервного живлення від дизель-генераторів або від резервних дизельних електростанцій (РДЕС);
- 3) від сусідніх гідроелектростанцій (ГЕС), гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС), теплових електростанцій (ТЕС, ТЕЦ) – станцій-супутників.

У табл. 2.3 наведено дані щодо способів додаткового резервування українських АЕС (третій незалежний канал), [73].

Таблиця 2.3 – Дані про додаткові джерела резервування електропостачання та станції-супутники українських АЕС

АЕС, тип, кількість та потужність ТГ, МВт	Електростанції-супутники. Джерела додаткового резервування
Запорізька АЕС: ТВВ-1000-4УЗ. Усього: $6 \times 1000 = 6000$	Запорізька ТЕС, дизель-генераторна установка, Дніпро-ГЕС-1,2, Каховська ГЕС
Південно-Українська АЕС: ТВВ-1000-4УЗ, два ТВВ-1000-2УЗ. Усього: $3 \times 1000 = 3000$	Ташлицька ГАЕС та Олександрівська ГЕС (р. Південний Буг); резервування від сусідніх енергоблоків; подача електроенергії на магістралі резервного живлення 6 кВ від дизель-генераторів будь-якого блоку або від загально-блочної РДЕС
Хмельницька АЕС: ТВВ-1000-2УЗ Усього: $1 \times 1000 + 1 \times 1100 = 2100$	Подача електроенергії від переведеного на власні потреби одного з енергоблоків на майданчику; подача електроенергії на магістралі резервного живлення 6 кВ енергоблоків від дизель-генераторів будь-якого блоку або загально-блочної РДЕС. Планується резервування від "Бурштинського енергоострова"
Рівненська АЕС: два ТВВ-1000-2УЗ, два ТВВ-440-2УЗ. Усього: $2 \times 1000 + 2 \times 440 = 2880$	Рівненська ТЕЦ; електроенергія від переведеного на власні потреби одного з енергоблоків; подача електроенергії магістралями резервного живлення 6 кВ від дизель-генераторів будь-якого блоку

До 2-ї категорії (найчисленнішої) відносяться ЕП, перерва в живленні яких призводить до масового недовипуску продукції; простоїв людей, механізмів і транспорту, до порушень нормальної життєдіяльності населення. Вимоги до резервування їх живлення менш суворі, ніж у ЕП 1-ї категорії: допускаються перерва електропостачання до 1 години, що необхідно для ручного або автоматичного включення резерву черговим персоналом та/або виїзною бригадою, якщо немає постійних чергових. Деякі ЕП 2-ї категорії на вимогу до надійності забезпечення живлення ближче до 1-ї категорії, інші, навпаки, ближче до 3-ї категорії. Це враховується під час вибору коефіцієнта завантаження цехових трансформаторів (див. табл. 1.1).

До 3-ї категорії відносяться всі ЕП, які не належать до 1-ї та 2-ї категорій. Вони допускають перерви в електропостачанні без істотних збитків для споживачів протягом часу, необхідного для ремонту або заміни ЕО, що вийшов з ладу, але не більше ніж на одну добу (на 24 години). До ЕП 3-ї категорії належать обладнання механічних та допоміжних цехів, невідповідальних складів тощо, побутові споживачі.

Таким чином, вибір джерел живлення виконується:

1) для 1-ї категорії – два незалежні джерела живлення. Для особливої групи споживачів 1-ї категорії – три джерела (додатково від електростанції-супутника або незалежного джерела). Коефіцієнт завантаження трансформаторів вибирається $K_z = 0,60-0,65$;

2) ЕП 2-ї категорія мають 1-2 резервні джерела живлення (вирішується при конкретному проектуванні). Коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_z = 0,7-0,80$;

3) для ЕП 3-ї категорії резервного живлення не передбачають. Коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_z = 0,85-0,90$.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання економічно недоцільне, може бути здійснено технологічне резервування, наприклад, шляхом встановлення взаємно резервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв для безаварійної зупинки обладнання порушенні електропостачання. Так, в грудні 2023 р. трапився восьмий випадок, коли найбільша АЕС Європи зазнала повного відключення електроенергії за межами майданчика під час війни. У зв'язку із повним

блекаутом ЗАЕС перейшла на живлення власних потреб від дизель-генераторів, в автоматичному режимі включились усі 20 дизель-генераторів, вісім з яких пізніше були залишені в роботі. Найбільша загроза безпеці існувала на 4 енергоблоці, який вороги тримали в гарячому стані – в стані «гарячого режиму». Знеструмлення головних циркуляційних насосів (ГЦН), що охолоджують активну зону, призводить до переходу реакторної установки в режим природної циркуляції. Такий режим важкий для реакторної установки, його тривалість має бути обмежена, бо він може призвести до відмови основного ЕО енергоблока. Потрібен терміновий перевід до холодного стану. Перше повне зовнішнє відключення електроенергії ЗАЕС трапилось 22.05.23 р. цього року, [98].

Поняття «гарячий резерв» найчастіше використовують в атомній енергетиці; це означає, що реакторна установка енергоблоку розвантажена до мінімального контрольованого рівня. Після захопленні Запорізької АЕС один-два блоки окупанти тримають в «гарячий зупинці» із температурою приблизно $+270^{\circ}\text{C}$. Чим вища температура реакторів, тим більш небезпечними можуть бути радіаційні наслідки при можливій аварії. Окупанти відмовились виконувати вказівку українського ядерного регулятора вивести всі енергоблоки у безпечніший холодний режим, щоб таким чином підвищувати рівень ядерного шантажу. «Гарячий енергоблок» АЕС можна досить швидко вивести в режим виробки електроенергії, і тоді наслідки аварії на працюючому реакторі будуть зовсім інших масштабів, а заспокійливі слова експертів щодо того, що радіація не вийде за межі 30 км від станції, стануть неактуальними, тому що після підриву Каховської ГЕС біля ЗАЕС немає необхідної кількості води, щоб охолоджувати працюючий реактор. Єдине джерело води для ЗАЕС – ставок-охолоджувач, який не дозволяє підвищуватись температурі в реакторах. Від Каховського водосховища ставок відділяла насипна гребля з дрібнозернистого піску. Після підриву Каховської ГЕС стінка ставка постійно руйнується, бо Каховське водосховище, рівень води якого дорівнював рівню води ставка, своїми водами підпирав проміжну греблю. За даними "Енергоатома", з літа 2023 р. рівень води в ставку потроху знижується. Тому пуск блока – це буде свідоме створення ядерної аварії.

Для правильного вирішення питань забезпечення надійності електропостачання та необхідного ступеня резервування необхідно знати параметри аварійних та після-аварійних режимів.

Аварійний режим – короточасний перехідний режим, викликаний порушеннями нормального режиму роботи СЕП або її окремих ланок, який триває до вимкнення пошкодженої ланки або елемента. Тривалість аварійного режиму визначається часом дії захисних автоматів, системи релейного захисту.

Після-аварійний режим – це режим, що виникає після вимкнення пошкоджених елементів СЕП, пошкодженого обладнання, тобто після ліквідації аварійного режиму. Він триваліший, ніж аварійний режим, і триває до відновлення нормальних умов роботи, тобто до забезпечення номінального режиму. Після-аварійний режим характеризується зниженими вимогами до параметрів режиму порівняно з вимогами до нормального режиму.

У після-аварійному режимі допустиме часткове обмеження об'єму споживаної електроенергії, можливі короточасні перерви живлення для ЕП 3-ї і частково 2-ї категорій (на час перемикачів) в межах встановлених нормальних рівнів відхилень, коливань напруги і частоти.

Якщо в після-аварійному періоді неможлива робота всього встановленого ЕО, необхідно забезпечити скорочену роботу підприємства з обмеженням потужності або підтримку обладнання виробництва у стані «гарячого резерву», щоб після відновлення нормального електропостачання підприємство могло швидко відновити роботу.

Гарячий резерв використовують для покриття планових пікових навантажень в енергосистемі.

Запитання для самоперевірки

1. Перерахуйте параметри, які визначають якість електроенергії.
2. Назвіть допустимі відхилення від номінального значення величини та частоти напруги.
3. Що таке «коливання напруги»? Яка швидкість зміни напруги та від чого в основному залежить її величина? Що необхідно зробити для зниження чинного значення напруги при його тривалій несинусоїдальності?
4. Що таке «зсув нейтралі трифазної мережі»? Що можна зробити для зменшення зсуву нейтралі при несиметричному навантаженні?
5. Які бувають категорії надійності електропостачання ЕП? Дайте визначення цим категоріям. Вкажіть необхідну кількість каналів резервування електропостачання ЕП залежно від категорії надійності.
6. Дайте визначення аварійного та після-аварійного режимів роботи ЕО.
7. Назвіть канали резервного електропостачання від незалежних джерел для АЕС України.
8. Що слід робити якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити безперервність технологічного процесу на ПП або на електростанції, або якщо резервування електропостачання економічно недоцільне?

Література: 18-23, 29-31, 36-40, 72-74, 97, 98.

3 РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

3.1 Характер та тривалості режимів роботи електрообладнання

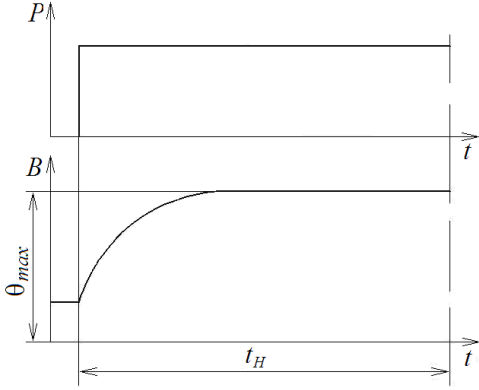
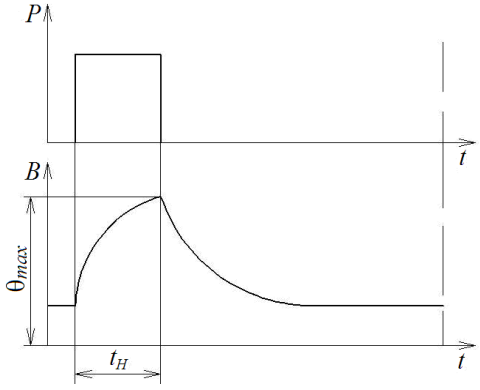
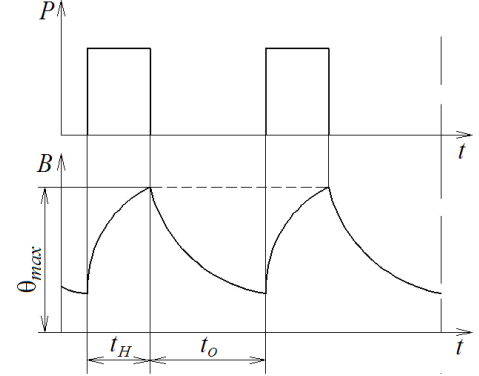
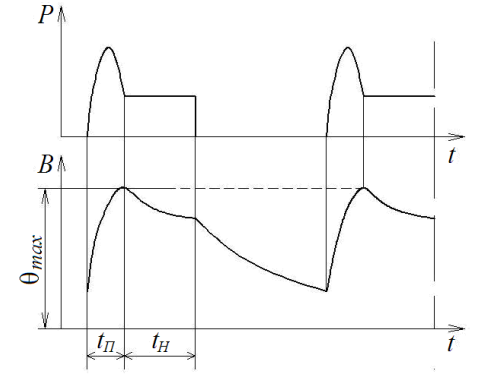
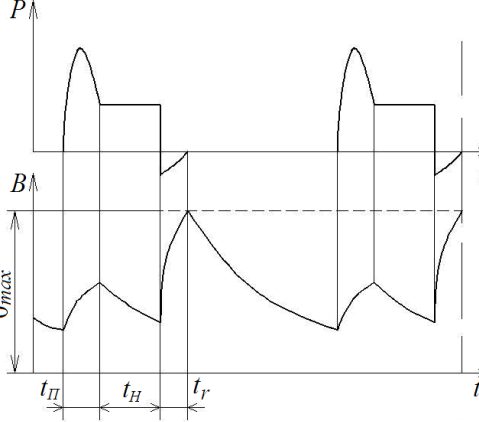
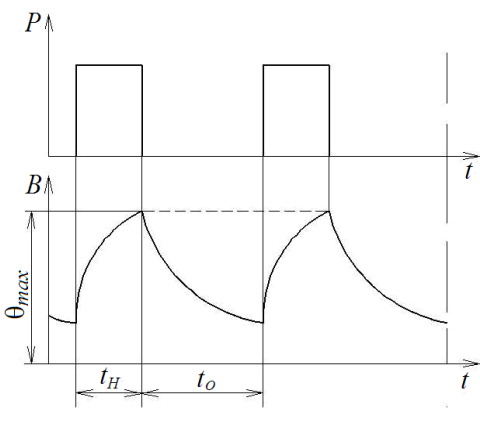
Режими роботи ЕО відрізняються характером і тривалістю робочих циклів, значеннями навантажень, температурними режимами, особливостями пуску та рівнем завантаження. Особливу увагу приділяють номінальним режимам, на котрі розраховується серійне устаткування. Дані, що містяться в паспорті ЕО, належать саме до номінального режиму та мають назву «номінальні дані». Заводи-виробники дають гарантії за умовою роботи ЕО у номінальному режимі, при номінальному навантаженні та при повній відповідності теплового стану нормативним значенням. Для більш точного визначення навантажень ЕП їх поділяють за групами за подібністю графіків експлуатації [35, 36, 39, 40].

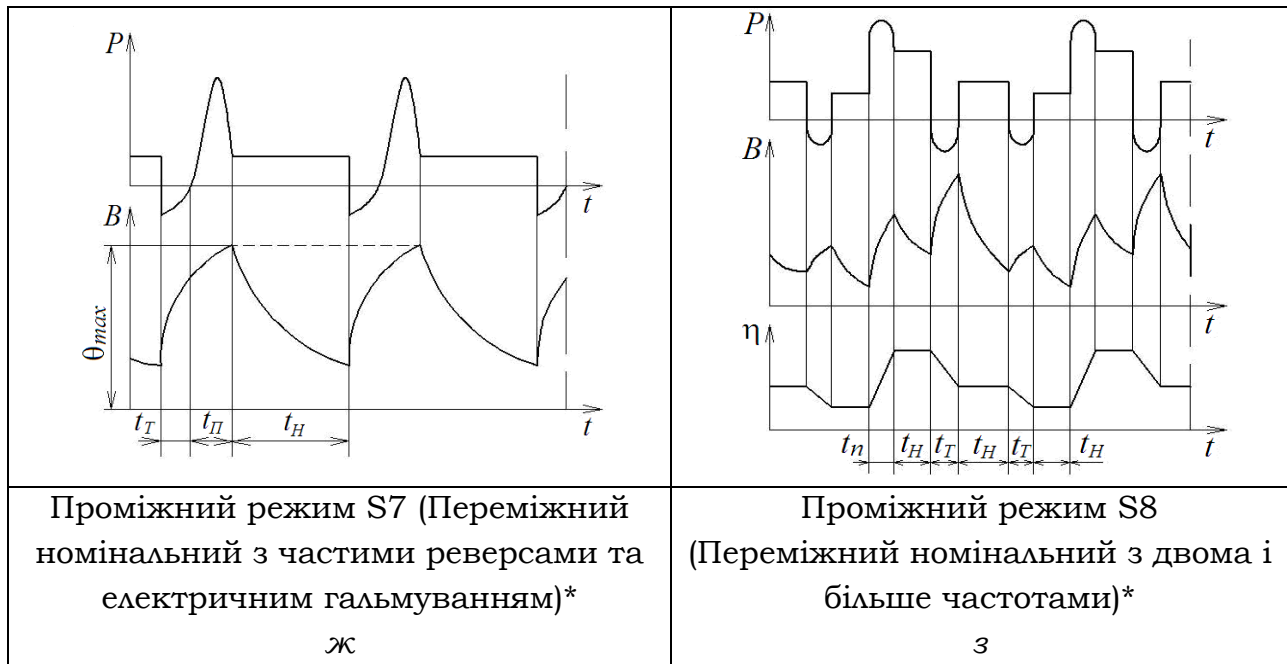
Режим S1 – тривалий номінальний (рис. 3.1, а), тривалість (N) якого така, що при незмінених значеннях навантаження (P), втрат (ΔP) та при практично незмінній температурі навколишнього середовища, перевищення температури ($\theta_{\max}$) всіх частин машини досягає встановленого значення. Тобто температура за незмінних зовнішніх умов практично не змінюється, а якщо змінюється, то не більше ніж на $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год.}$ при газоподібному охолодному середовищі і на $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год.}$ – при рідкому.

Режим S2 – короточасний номінальний (рис. 3.1, б). У цьому режимі періоди постійного навантаження ЕО чергуються з періодами вимкнення. Усі періоди навантаження – нетривалі, і температура всіх частин машини не встигає досягти встановленого значення, а періоди пауз настільки тривалі, що всі частини машини встигають охолонути до температури, що відрізняється від температури навколишнього середовища лише на $\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$, тобто машина перебуває практично у холодному стані. Стандартні значення періодів роботи ЕО – 15, 30, 60 та 90 хв, але можуть бути і меншими.

Режим S3 – повторно короточасний номінальний режим (рис. 3.1, в). В цьому режимі один цикл роботи дорівнює сумі робочого періоду t_p (час роботи ЕО, в годинах) та паузи t_n (час паузи, в годинах). При цьому пусковий струм не встигає викликати перевищення температури. Тривалість циклу недостатня для досягнення теплової рівноваги та не перевищує 10 хв.

Режими роботи S1-S8 електродвигунів
по ДСТУ EN 60034-1:2016 Машини електричні обертові
(EN 60034-1:2010; EN 60034-1:2010/AC:2010, IDT)

	
Тривалий режим роботи, S1 (тривалий номінальний)* <i>a</i>	Короткочасний режим роботи, S2 (короткочасний номінальний)* <i>б</i>
	
Повторно-короткочасний режим (номінальний), S3* <i>в</i>	Повторно-короткочасний номінальний з частими пусками, S4* <i>г</i>
	
Повторно-короткочасний перемежований режим, S5* <i>д</i>	Номінальний режим роботи, що перемежається, S6* <i>е</i>



* Примітка: Залежності $B=f(t)$ відображають зміну теплового стану обладнання (зміну температури у в.о.)

Рисунок 3.1 – Режими роботи електроустаткування S1-S8

Режим характеризується тривалістю включення, %:

$$DI = (t_p / (t_p + t_n)) \cdot 100 \text{ \%}.$$

Стандартними вважають тривалість включення $DI=15; 25; 40$ і $60 \text{ \%}$, де тривалість циклу 15% приймається рівною 10 хв. У період паузи машина має бути зупинена та відключена від мережі. Випробування проводять до досягнення практично повторюваної температури частин машини, тобто такої температури, зміни якої у моменти включення або відключення не перевищують $2 \text{ }^{\circ}\text{C/год}$.

Режим S4 – повторно короткочасний режим роботи з впливом пускових процесів – номінальний повторно короткочасний режим з частими пусками (див. рис. 3.1, з), який складається з послідовності ідентичних циклів роботи. Кожен цикл включає: час пуску, достатній, щоб пускові втрати впливали на температуру частин машини; час роботи при постійному навантаженні, за яке машина не нагрівається до температури, що встановилася; час зупинки, протягом якого машина не охолоджується до температури довкілля.

Режим S5 – повторно-короткочасний номінальний із частими пусками та електричним гальмуванням (з впливом пускових процесів та електричним гальмуванням) (див. рис. 3.1, д). У цьому режимі кожен робочий період

закінчується вимкненням машини та її електричним гальмуванням тривалістю $t_{\text{п}}$. Для цього режиму характерні однакові цикли роботи.

Кожен цикл містить: час запуску та роботи, за який машина не нагрівається до температури, що встановилася; час швидкого електричного гальмування та час зупинки, за який машина не охолоджується до температури навколишнього середовища.

Режим S6 – режим роботи, що перемежається (див. рис. 3.1, е). У цьому режимі робочі періоди з незмінним номінальним короткочасним навантаженням чергуються з періодами неробочого ходу (НХ), причому тривалість цих періодів така, що температура машини не досягає встановленого значення. Режим характеризується відносною тривалістю навантаження (DW) і визначається як відношення тривалості робочого періоду N до тривалості $t_{\text{ц}}$ повного циклу:

$$DW = (N / t_{\text{ц}}) 100, \%$$

Зазвичай $DW=15; 25; 40$ та 60% , а тривалість одного циклу становить 10 хв (див. рис. 3.1, е).

Режим S7 – переміжний номінальний з впливом пускових процесів, з частими реверсами та електричним гальмуванням (див. рис. 3.1, ж). Режим не містить пауз, має ідентичні цикли, кожен з яких включає досить тривалий пуск, роботу з постійним навантаженням та швидке електричне гальмування, а потім без перерви проводиться реверс і починається наступний робочий період. Число реверсів досягає 30-360 циклів на годину.

Режим S8 – переміжний номінальний з двома і більше частотами (наприклад, для ЕД з частотою обертання, що періодично змінюється, див. рис. 3.1, з). Режим не містить пауз і включає ідентичні цикли, кожен з яких має час роботи з незмінним навантаженням і незмінною частотою обертання, потім слідує один або кілька періодів при інших навантаженнях, кожному з яких відповідає своя частота обертання (наприклад, це робота АД з перемиканням кількості пар полюсів). Складається з циклів, що безперервно чергуються (кількість циклів на годину – 30; 60; 120; 240), кожен з яких має кілька робочих періодів N_1-N_3 , різні частоти обертання (n_1-n_3) і навантаження. Режим S8 іноді називають короткочасний.

3.2 Додаткові режими роботи електрообладнання

В останні роки додатково розглядають ще два режими:

Режим S9 – робота ЕД з неперіодичними змінами навантаження та частоти обертання. Цей режим розглядає навантаження, які можуть значно перевищувати базове навантаження. Для цього режиму навантаження, обране відповідним чином і засноване на типовому режимі S1, береться як базове для визначення перевантаження.

Режим S10 – робота ЕД з дискретними навантаженнями та частотами обертання. При цьому кожна комбінація навантаження/частота обертання зберігається достатній час для того, щоб машина досягла теплового стану, що практично встановився. Мінімальне навантаження протягом робочого циклу може мати і нульове значення – неробочий хід (НХ). Для цього режиму постійне навантаження, вибране відповідно до режиму S1, вважають базовим для дискретних навантажень. Дискретні навантаження є, як правило, еквівалентним навантаженням, визначеним за певний період. Немає необхідності, щоб кожен цикл навантаження точно повторював попередній, проте кожне навантаження всередині циклу має підтримуватися достатній час для досягнення теплового стану, і кожен навантажувальний цикл повинен інтегровано давати ту ж ймовірність відносного очікуваного термічного терміну служби ізоляції машини.

Взагалі можна зробити висновок, що можна виділити три основних режиму роботи ЕО: довготривалий, короткочасний і повторно-короткочасний.

У короткочасних режимах за час роботи двигун не встигає досягнути сталої температури, а під час паузи він охолоджується до температури навколишнього середовища. Наприклад, двигуни засувки, двигуни жалюзі вентиляційних систем, електричних тельферів, тощо.

У тривалих режимах період роботи настільки великий, що температура двигуна досягає свого сталою значення. Наприклад, двигуни компресорів, вентиляторів, насосів, конвеєрів та інших агрегатів.

У повторно-короткочасних режимах за час роботи ЕО не встигає нагрітися до сталої температури, а за час паузи, протягом якої він відключається від мережі, не встигає охолонути до температури навколишнього середовища. При тривалості циклу 10 хв. можна в розрахунках нагрівання враховувати середню сталу температуру, нехтуючи коливаннями її за час навантаження і пауз. У

такому режимі працюють більшість двигунів кранів, ліфтів, металорізальних верстатів.

При виборі двигуна слід враховувати, що постійна часу нагрівання повинна бути більше часу роботи під навантаженням.

Режим експлуатації визначає вибір ЕД для конкретних ЕП.

Потужності двигунів, зазначені в каталогах, показані для режиму S1 та нормальних умов роботи, крім двигунів з підвищеним ковзанням. Якщо двигун працює в режимі S2 або S3, він нагрівається менше, ніж у режимі S1 і тому він допускає більшу потужність на валу. Так, при роботі в режимі S2 допустима потужність може бути підвищена на 50% за тривалості навантаження 10 хв, на 25 % – за тривалості навантаження 30 хв, на 10% – за тривалості навантаження 90 хв, [63].

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть параметри, які визначають режими роботи ЕО.
2. Назвіть режими, які визначаються за графіками експлуатації.
3. Які режими належать до повторно-короткочасних?
4. Що таке «тривалий режим»?
5. Як визначається відносна тривалість навантаження?
6. На які категорії можна поділити ЕП за потужністю?
7. Який фізичний параметр визначає режим роботи ЕО?
8. Назвіть стандартні тривалості увімкнення ЕО.
9. Яке стандартне число включень та реверсів електродвигунів допускається за годину в режимі S7?
10. Визначте режими S9 та S10. Наведіть приклади роботи електроприводів у таких режимах.
11. Який і чому режим роботи ЕО називають короткочасний, тривалий?

Література: 35, 36, 39, 40, 63, 74.

4 ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ РІЗНИХ ТИПІВ

4.1 Технологічні процеси одержання енергії на електростанціях, що працюють на невідновлюваних джерелах енергії

4.1.1 Можливі сценарії розвитку електроенергетики та основні види електростанцій

Вибір сценарію сталого та безпечного розвитку енергетики для будь-якої держави слід робити з урахуванням загальносвітових глобальних проблем, враховувати весь комплекс факторів та їх взаємний вплив: зміна клімату, екологічні, демографічні проблеми; політичні проблеми та стан країни, посилення політики енергозбереження, необхідність вибору сталого розвитку економіки, забезпечення нормальної життєдіяльності населення, – оскільки майже третина всіх енергоресурсів втрачається в процесі передачі та розподілу, що призводить не тільки до економічних, а й до екологічних збитків. Також необхідно враховувати технологічні та ресурсні можливості не тільки електромашинобудівної промисловості, а й супутніх галузей. Наприклад, необхідно розуміти можливості електромашинобудування, турбобудування, підприємств зі створення керованих реакторів та з видобутку та переробці урану для атомної енергетики, тощо [1, 11, 23-26, 32, 45, 48, 83, 84, 99].

Війна загострила всі питання. За оцінками фахівців-електроенергетиків, в Україні на середину 2023 р. було зруйновано до 50% електроенергетичних об'єктів. Для відновлення енергетики країни треба розуміти, що найбільш перспективне у виборі напрямів її розвитку з урахуванням сучасних тенденцій та можливостей. Так, наприклад, в Україні на кінець серпня 2023 року функціонувало тільки три АЕС – Хмельницька, Рівненська та Південноукраїнська (9 блоків), з сумарною потужністю 7,8 ГВт. Запорізька АЕС потужністю 6 ГВт була захоплена РФ 4 березня 2022 року і не виробляє електроенергію. Тому Україна активувала міжнародне співробітництво в атомній енергетиці, почались роботи по прискоренню будівництва малих модульних ядерних реакторів (ММЯР), [75].

В рамках базової моделі економічного розвитку можливі різні сценарії: несприятливий (песимістичний), сприятливий (помірний), максимально

сприятливий (оптимістичний). Для України, враховуючи існуючі несприятливі внутрішні та зовнішні чинники, найбільш реальним є помірний сценарій, але можливість його реалізації потребує глобальних реформ. Базовий (основний) сценарій ґрунтується на тому, що майбутній розвиток світової та національної енергетики продовжуватиме сучасні тенденції, закріплені у документах, програмах та угодах, прийнятих до 2008 року. Він визначає перспективи розвитку енергетики та оцінює головні проблеми з урахуванням нестійкості розвитку економіки, [2, 23]. У довгостроковій перспективі розвиток економіки та енергетики визначатиметься поєднанням трьох принципів – статичного, циклічного та динамічного. Відповідно до статичного принципу, до 2050 р. переважатиме інерція економічного розвитку з деякими циклічними повторами. Динамічний принцип змушує очікувати на гостру комплексну кризу, яка вирішиться, швидше за все, повною зміною напрямів і нормативів розвитку.

За прогнозами фахівців, у європейських країнах попит на електроенергію в 2030 році змінюватиметься від 244 ТВт·год (песимістичний сценарій) до 315 ТВт·год (оптимістичний сценарій). За базовим сценарієм попит на електроенергію до 2030 року досягне 282 ТВт·год, що на 50 % вище ніж у 2010 року (191 ТВт·год).

Головні напрямки робіт із забезпечення енергоефективності процесів виробітку електроенергії наступні [25, 29, 30, 45, 48]:

1) планове зниження витрат на виробництво електроенергії та загальне енергоспоживання промисловими та побутовими споживачами, а також скорочення витрат через низькі метрологічні характеристики приладів обліку;

2) зниження ймовірності відмови ЕО при виникненні надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

3) підвищення надійності енергетичного обладнання, зниження експлуатаційних витрат на обслуговування, якісна та сучасна діагностика його технічного стану, впровадження нових досягнень науки та техніки, сучасних технологій в енергетичний сектор;

4) підвищення ефективності використання електричної та теплової енергії в комунальному секторі та в об'єктах соціального, адміністративного та культурного призначення, використання в промисловості сучасного, енергозберігаючого електротехнічного обладнання.

За технологією виробництва електроенергії розрізняють:

- теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ), що використовують енергію горіння природних копалин (вугілля, газ, мазут) [49, 52, 59, 74, 80];
- ГЕС та ГАЕС, що використовують енергію падаючої води [12, 39, 53, 63, 67];
- АЕС, що використовують енергію розпаду ядер урану [1, 9-11, 54, 58, 68, 69, 83];
- дизельні електростанції (ДЕС) [19, 52, 54];
- ТЕС с газотурбінними (ГТУ) і парогазовими установками (ПГУ) [19, 39, 51];
- сонячні електростанції (СЕС) [19, 39, 52];
- вітрові електростанції (ВЕС) [3, 6, 70, 77];
- гео-термальні електростанції (гео-ТЕС) [24, 36];
- приливні електростанції (ПЕС) [27, 39].

В ОЕС України паралельно працюють АЕС, ТЕС та ГЕС/ГАЕС, ТЕЦ, а також електростанції, які працюють на ВДЕ: сонячні, вітрові, біо-станції. За винятком окремих, індивідуальних установок, всі вони об'єднані магістральними електромережами. 16 березня 2022 року завершилося об'єднання української та європейської енергосистем (UCTE). Відтепер енергетична система України відокремилася від енергосистем росії та Білорусі і приєдналася до ENTSO-E. Але ще в липні 2002 р. був створений «Бурштинський енергоострів» на базі Бурштинської ТЕС (м. Бурштин, Івано-Франківська область, Україна), який був приєднаний до енергосистеми UCTE і став першим кроком в напрямку інтеграції ОЕС України в ЄЕС.

Унікальність «Бурштинського енергоострову» полягала в тому, що він був від'єднаний від ОЕС України та синхронізований з європейською системою UCTE, що дозволяло з Бурштинської ТЕС експортувати електроенергію до ЄС або імпортувати електроенергію з ЄС. Тож було створено енергетичний регіон, де ще з 2002 р. діяли європейські стандарти при роботі енергосистеми. Це дозволило підвищити надійність енергозабезпечення споживачів Західне-Українського регіону. «Бурштинський енергоострів» об'єднує Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ і Теребле-Ріцьку ГЕС з сумарною встановленою потужністю 2530 МВт, електромережі 220–750 кВ і розподільні електричні мережі західного регіону України (рис. 4.1). Експортні поставки електроенергії з «Бурштинського енергоострова» до європейських країн становили понад 4 млн МВт·год на рік.



Рисунок 4.1 – Структура електромереж 220-750 кВ та розподільних електричних мережі західного регіону України від Бурштинської ТЕС

В табл. 4.1 представлені дані, щодо наявної структури та перспективи отримання електроенергії в ОЕС України, яка враховує встановлені, маневрені та резервні потужності. Війна внесла свої корективи, тож дані будуть відрізнятися. В Україні найдешевша електроенергія – атомна та гідроенергія, найдорожча – «зелена», від сонця і вітру. В 2008 році в нашій країні був прийнятий «зелений тариф» для стимулювання розвитку енергетики на ВДЕ, згідно з яким ця електроенергія купується державою за тарифами на порядок вищими за ринкову вартість. Така програма була розрахована до 2030 року з поетапним поступовим зниженням вартості 1 кВт·год. А після 2030 р. планувалось встановити вартість «зеленої» електроенергії на рівні стандартів. Планується, що у 2035 р. частка виробництва електроенергії від ВДЕ (з врахуванням великих ГЕС та ГАЕС) становитиме 25-30% [23, 51, 53, 55].

Таблиця 4.1 – Дані справжньої та перспективної структури отримання електроенергії в об'єднаній енергосистемі України

Джерела електроенергії	Дані 2020		Проект 2035
	10 ⁹ кВт·год	% в загальному виробництві	10 ⁹ кВт·год
АЕС (всіх типів)	84,3	54,3	126,0
ТЕС (вугілля) та ТЕЦ	58,8	36	117,3
ГЕС і ГАЕС	12	7,8	23,6
Блок-станції та станції на ВДЕ*	4,0	1,0	9,5

*«Зелений тариф»

Маневрені та резервні потужності необхідні для забезпечення стабільної роботи енергосистеми в періоди «піків» та «провалів» енергоспоживання протягом доби та залежно від пори року. Ці дані необхідно враховувати, тому що добова різниця споживаної електроенергії у щоденному графіку навантаження СЕП України сягає 8000 МВт, а сезонна різниця (зима – літо) становить 5000 МВт. Найбільш дієвими маневреними потужностями в ОЕС України є турбогенератори блоків ТЕС та гідроенератори ГЕС/ГАЕС.

4.1.2 Технологічні процеси одержання електроенергії на теплових електричних станціях (ТЕС та ТЕЦ)

Приблизно 70% світової електроенергії виробляється на теплових електростанціях класичного типу. Вони діляться на конденсаційні теплові електростанції (ТЕС), які виробляють в основному електроенергію, та на ТЕЦ, які виробляють електроенергію, а також гарячу воду для забезпечення споживачів та опалення [25, 28, 30, 49, 79, 80].

На ТЕС та ТЕЦ використовують невідновне паливо (газ, мазут, торф, переважно вугілля). Найближчим часом «вугільні» технології продовжать відігравати важливу роль в електроенергетиці, і обсяг інвестицій у цю область збільшуватиметься. Тому основними напрямками наукових досліджень мають бути роботи із зниження впливу ТЕС на екологію планети, на зниження викидів CO₂ та інших газів.

Основне обладнання ТЕС – котел, парогенератор, турбіна, ТГ, насосне обладнання. В котлі при спалюванні палива виділяється теплова енергія, яка

передається воді та перетворюється на кінетичну енергію водяної пари в парогенераторі. Пара з парогенератора надходить на турбіну, де його кінетична енергія перетворюється на механічну енергію обертання турбіни та ротора ТГ, що приєднаний до неї. У ТГ механічна енергія перетворюється на електричну. Таким чином, процес виробництва електроенергії на ТЕС можна поділити на три великих циклу:

1) хімічний – процес горіння, внаслідок чого теплова енергія передається воді та пару;

2) механічний – теплова енергія пари перетворюється на механічну енергію обертання турбіни та ротора генератора;

3) електричний – ТГ перетворює механічну енергію на електричну.

Загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) ТЕС визначається добутком ККД (η) цих циклів:

$$\eta_{\text{ТЕС}} = \eta_{\text{ch}} \cdot \eta_{\text{mech}} \cdot \eta_{\text{el}},$$

Можна вважати, що хімічний та електричний ККД:

$$\eta_{\text{ch}} \approx \eta_{\text{el}} \approx 90 \, \%.$$

ККД механічного циклу визначається циклом Карно:

$$\eta_{\text{mech}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot 100 \, \%,$$

де T_1 і T_2 – температура пари на вході та виході парової турбіни. На сучасних ТЕС $T_1 = 823 \, \text{K}$ ($550 \, ^\circ\text{C}$), $T_2 = 296 \, \text{K}$ ($23 \, ^\circ\text{C}$). Тоді:

$$\eta_{\text{mech}} = \frac{823 - 296}{823} \cdot 100 \, \% = 64 \, \%.$$

В результаті: $\eta_{\text{ТЕС}} \approx 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,64 \cdot 100 \, \% = 0,52 \cdot 100 \, \% = 52 \, \%$.

У середньому ККД ТЕС дорівнює 50%. Однак в Україні встановлене на ТЕС електрообладнання практично на 100 % відпрацювало паспортний термін експлуатації, тому через знос ЕО $\eta_{\text{ТЕС}}$ знизився до 36-38 %. На ТЕЦ ККД дещо вищий завдяки використанню теплової енергії і дорівнює 60-65 %.

В Україні нові блоки ТЕС не будують, бо на сьогодні немає однозначного розуміння доцільності їхньої подальшої експлуатації. Всі розуміють негативний вплив ТЕС на екологію, але вони продовжують працювати, і у світовій практиці не сформовано остаточної думки щодо їх подальшої експлуатації. При позитивному вирішенні екологічних проблем (або зниженні

їх впливу) можливе будівництво нових блоків, але це займе багато часу, і на цей період необхідно підтримувати ЕО існуючих ТЕС у робочому стані.

Необхідність продовження експлуатації ТЕС можна аргументувати, [95]:

1) будівництво нових блоків АЕС, як основних джерел електроенергії на найближче майбутнє, дуже довгий процес (8-10 років);

2) сучасні енергомережі потребують постійного регулювання балансу активної та реактивної потужності в енергетичній системі. І фактично лише турбогенератори ТЕС можуть у повному обсязі підтримувати параметри енергетичної системи в період піків та провалів енергоспоживання.

3) розширення парку ВЕС, сонячних та інших типів станцій від ВДЕ, вироблення ними електроенергії у загальну енергосистему призвело до того, що через нерівномірність вироблення та низької якості електроенергії стало питання про втілення додаткових прийомів забезпечення стабільності роботи енергосистеми, про регулювання балансу активної та реактивної енергії, що можливо тільки за рахунок зміни режимів роботи генераторів ТЕС.

Регулювання та підтримання параметрів енергосистеми за рахунок зміни режимів роботи генераторів АЕС неприпустимо з міркувань безпеки, а за рахунок генераторів ГЕС/ГАЕС – недостатньо через їхню невелику потужність, що забезпечує тільки малий діапазон регулювання. Тож для забезпечення сталого енергопостачання споживачів до моменту пуску нових блоків АЕС, до створення достатньої кількості станцій великої потужності, які працюватимуть від ВДЕ, або до відкриття нових видів джерел енергії (наприклад, керованих термоядерних реакторів) необхідно підтримувати в робочому стані електрообладнання ТЕС.

Наявність у будь-якій країні розвиненої вугільної промисловості також є причиною продовження використання вугільних ТЕС – це рентабельне, і, незважаючи на розуміння, що вугільні ТЕС завдають найбільшої шкоди екології, їх експлуатація та будівництво нових енергоблоків у всьому світі продовжується (табл. 4.2). За заявою енергетичної спілки Євросоюзу *Eurelectric*, електроенергетика європейських країн може бути повністю декарбонізована (тобто будуть зупинені всі ТЕС і ТЕЦ) не раніше 2045 року. Це прогноз, але не всі прогнози реалізуються.

Таблиця 4.2 – Стан і перспективи (план) використання та розвитку вугільних ТЕС у країнах, які мають власні вугільні ресурси (дані 2020 р.), [80, 95]

Частина електроенергії, що отримується на ТЕС, у загальному обсязі вироблення електроенергії, %		Будівництво/Підготовка до будівництва нових блоків ТЕС, МВт	
Німеччина	39	Польща	3785/8785
Польща	92	Німеччина	5372/1580
Великобританія	56.6	Нідерланди	1600/-
Нідерланди	76	Чехія	1410/-
Чехія	69	Великобританія	-/2316
Китай	67	Китай	115 500/45 200

Найбільшим виробником та споживачем вугілля є Китай, який вже багато років посідає перше місце у світі. За оцінками експертів, на території КНР сконцентровано близько 25 % світових запасів вугілля: китайські родовища вугілля займають площу 600 тис. м², загальні запаси досягають 128,2 млрд тон бурого вугілля, 858 млрд тон кам'яного вугілля, що разом становить близько 1 трлн тон. Тому у 2021 р. влада Китаю прийняла рішення відновити видобуток вугілля на шахтах у північних провінціях, продовжувати його використовувати та будувати нові вугільні ТЕС.

Восени 2020 року в енергобалансі Німеччини на частку сонячних та вітрових станцій припадало майже 33% загальної генерації електроенергії, але вже взимку вона скоротилася до 20% і дефіцит електроенергії забезпечували ТЕС. Такий стан спостерігається не лише у Німеччині. Аналогічні проблеми та рішення притаманні й іншим країнам Європи. В Болгарії, Румунії, Угорщині, Чехії, Греції, Польщі та Швеції у 2019-2021 роки основну частину електроенергії виробляли на газових та вугільних ТЕС. Тому в останні 2-3 роки з'явилося нове трактування перспективності продовження експлуатації ТЕС.

Вугілля поступає на станцію по залізниці в вагонах. Вагоноперекидач (рис. 4.1) висипає вугілля на стрічку конвеєра, який перевозить вугілля на склад або безпосередньо до кульового млина (рис. 4.2), де вугілля перемелюють сталеві кулі у дрібнодисперсну фракцію. Розмелене вугілля стисненим повітрям по трубопроводу піднімається до даху блоку. У цей час вугільний пил очищається

від металевих предметів, від великих частинок; сушиться, насичується киснем і тільки після цього йде до топки.



Рисунок 4.1 – Вагоноперекидач на ТЕС

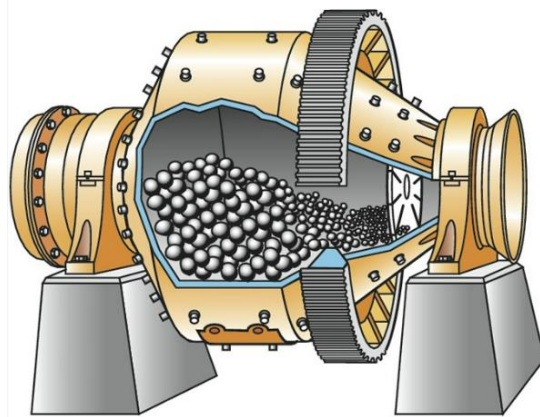


Рисунок 4.2 – Барабанний кульовий млин для перемелювання вугілля на ТЕС

Корпус барабанного кульового млина (БКМ) розташовується горизонтально, спирається на підшипники. Обертання агрегату відбувається електричним двигуном за допомогою зубчастого колеса, яке оперізує весь корпус. Зазвичай використовують асинхронні або синхронні двигуни потужністю 18,5-380 кВт (напругою 6 кВ) залежно від необхідної продуктивності барабана: на блоках з ТГ потужністю 200 МВт і більше для БКМ застосовують синхронний привід, який має невелику швидкість – до 15-20 об/хв. Для блоків з ТГ потужністю 200 МВт передбачають встановлення двох БКМ з продуктивністю по 50 т/год; для блоків 300 МВт – двох БКМ по 70 т/год, для блоків 500 МВт – чотирьох БКМ по 70 т/год.

На рис. 4.3 представлено схему виробництва електроенергії на ТЕС. Технологічний цикл вироблення електроенергії та тепла на ТЕЦ наведено на рис. 4.4. Особливістю ТЕЦ є велика потужність теплового циклу, яку він виробляє одночасно з електричною потужністю, та більші витрати електроенергії на власні потреби, ніж на ТЕС.

4.1.3 Технологічний процес отримання електроенергії на ТЕС із газотурбінними установками

На ТЕС із газотурбінними установками (ГТУ) робочим тілом є нагріта суміш газу із повітрям, тобто. виключено цикл спалювання палива. Нагріта до

температури $+750-770\text{ }^{\circ}\text{C}$ газоповітряна суміш подається на лопатки турбіни, що обертає ротор генератора.

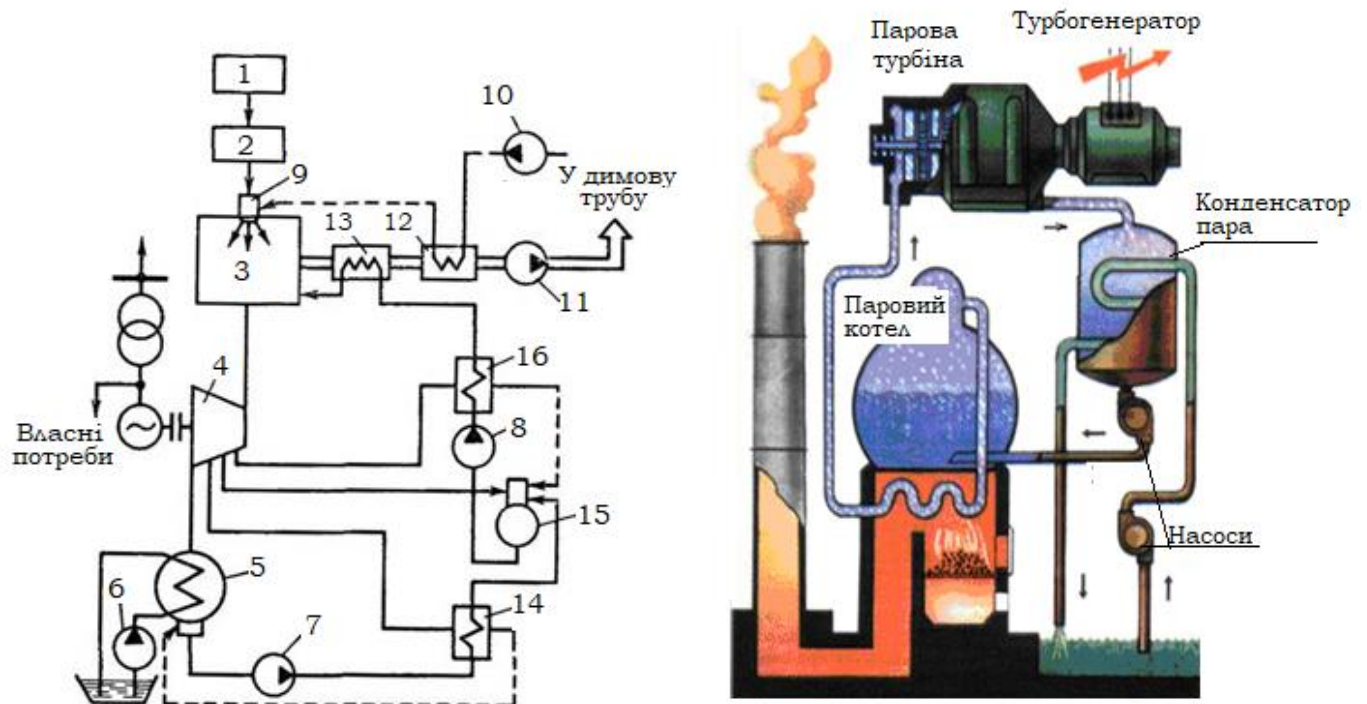


Рисунок 4.3 – Технологічна схема виробництва електроенергії на ТЕС

1 – склад палива та система паливоподачі; 2 – система підготовки палива;
 3 – котел; 4 – турбіна; 5 – конденсатор; 6 – циркуляційний насос; 7 – конденсатний насос; 8 – живильний насос; 9 – пальники котла; 10 – вентилятор, 11 – димосос;
 12 – повітря-підігрівач; 13 – водяний економайзер; 14 – підігрівач низького тиску;
 15 – деаератор; 16 – підігрівач високого тиску

ТЕС з ГТУ більш маневрені, легко пускаються, зупиняються, регулюються, тому можуть бути використані як маневрені потужності регулювання коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) енергосистеми. Газові турбоагрегати ТЕС мають високий ККД та експлуатаційну надійність, вони виробляються в усьому світі, забезпечені сервісним обслуговуванням, застосовуються у широкому діапазоні потужностей, використовуються як номінальних навантажень, так покриття пікових.

Промислові ГТУ є одним із головних складових ПЕК багатьох країн світу. Сьогодні понад 65 % нових електрогенеруючих потужностей ґрунтуються на

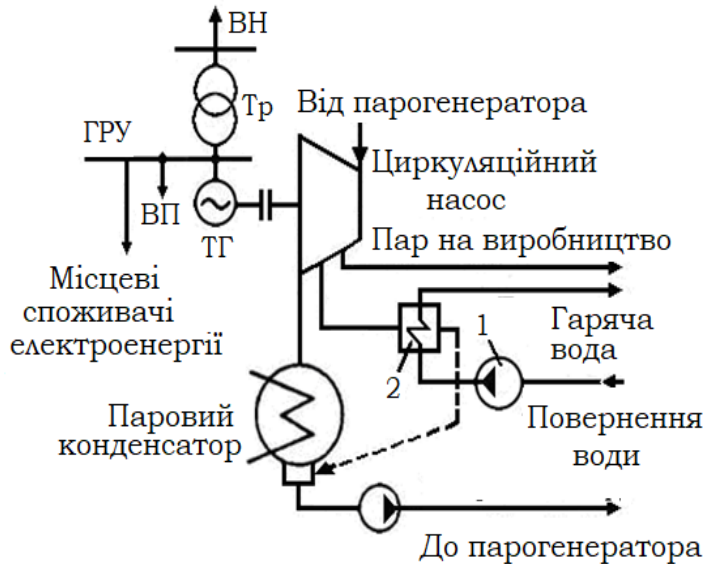


Рисунок 4.4 – Технологічна схема виробництва електроенергії та тепла на ТЕЦ: 1 – мережевий насос; 2 – мережевий підігрівач

використанні ГТУ та газотурбінних ТЕС, що перевершують за багатьма показниками вугільні ТЕС.

Для сучасних ГТУ вартість 1 кВт встановленої потужності складає \$400-700; для парогазових – близько \$1000. Вартість 1 кВт встановленої потужності на парових ТЕС вже перевищила \$1200. ГТУ не потребує води, вона відрізняється меншою кількістю механізмів, більшою простотою, помітно меншими габаритами й масою в порівнянні з паротурбінними установками. Але потужність ГТУ у 5-8 разів менша за встановлену потужність парових

ТЕС та ТЕЦ. Загальна кількість газових турбін, які вже встановлені в світі перевищують 12 тис. одиниць (дані 2020 р). Проте темпи виробництва газових турбін знизилися: 2015 р. – 1206 одиниць на рік у порівнянні з випуском у 2011 році 1337 одиниць, що пояснюється активізацією розвитку атомної енергетики, збільшенням використання вітрової та сонячної енергії, розвитком біоенергетики.

У 2022 р. в Норвегії запустили в експлуатацію першу у світі мікро-газотурбінну установку, яка повністю працює на водні. Вона використовується для виробництва як тепла, так і електроенергії.

4.1.4 Технологічний процес отримання електроенергії на енергетичних установках малої потужності блочно-модульного виконання (БМВ)

До перспективних технологій вироблення теплової та електричної енергії слід віднести енергію, отриману шляхом використання незатребуваних промислових відходів (газів). На гірничо-металургійних підприємствах для генераторних установок БМВ, скомпонованих за схемою «турбіна – редуктор – генератор», як паливо використовують суміш доменного та конвертерного

газів (калорійність суміші регулюють коксовим газом), а також незатребувана пара від котлів-утилізаторів та систем охолодження металургійного устаткування. Такі джерела зазвичай не підключені до загальнопромислової мережі, а використовують для забезпечення автономних споживачів.

Як показав досвід європейських країн, для забезпечення електроенергією малих та середніх ПП перспективне використання енергетичних установок малої потужності БМВ (0,5-30,0 МВт), випуск яких налагоджений у різних європейських фірмах: *G-Team a.s.* (Чехія), *Capstone Turbine Corporation* (США), *JFE Engineering Corporation* (Німеччина), *Turbec* (Італія), *Dresser Rand* (Франція), *OPRA Technologies* (Нідерланди).

До недоліків енергетичних установок БМВ слід віднести порівняно низький ККД, непостійне значення частоти і напруги електроенергії, несинусоїдальність струму. Але енергетичні установки БМВ мають і ряд переваг, які дозволяють вважати їхнє застосування перспективним:

- використовуються незатребувані ресурси, які зазвичай втрачаються: відходи палива, пара, промислові гази, відновлювані ресурси з низьким рівнем собівартості;

- застосування енергетичних установок БМВ позитивно впливає на екологію: вони в якості палива використовують гази (CO , CO_2 , SO_2 , NO_x) і пар, що виділяються в процесі металургійного виробництва, що виключає їх викиди в повітряний і у водний басейни. Також немає потреби у зведенні гребель, як для ГЕС або ГАЕС, і, відповідно, немає потреби у затопленні територій;

- енергетичні установки БМВ розміщують у безпосередній близькості до джерела палива (газу), біля металургійних комбінатів.

В Україні натеper немає технічної бази виготовлення енергетичних установок БМВ, але вони вже використовуються. Прикладом початку застосування енергетичних установок БМВ можна вважати тепло-утилізаційну електричну станцію (ТУЕС) на Алчевському металургійному комбінаті, де встановлено два енергетичні блоки комбінованого циклу БМВ потужністю 303 МВт (151,5 МВт кожен, пуск блоків був 20.06.2013 р.). Як основне обладнання ТУЕС було обрано комплекс фірми «*Mitsubishi*», який об'єднує компресор паливних газів, комбіновану газову/парову турбіну та ТГ. Все

обладнання з'єднане одним валом. Компресор і турбіна з'єднані з валом ТГ через зубчасту передачу.

У процесі експлуатації було зазначено такі позитивні аспекти використання ТУЕС:

1) скорочені енергетичні витрати підприємства за рахунок самозабезпечення паливом – газами від власного металургійного виробництва (конверторні, доменні та коксові гази), які зазвичай спрямовуються на факельне спалювання;

2) практично повністю виключено викиди шкідливих металургійних газів (CO , CO_2 , SO_2 , NO_x), що покращило екологічний стан регіону.

4.1.5 Технологічний процес отримання електроенергії на міні-ТЕЦ

Основне призначення міні-ТЕЦ – забезпечення електрикою, теплом та гарячою водою невеликих промислових об'єктів та населення. Залежно від виду палива на міні-ТЕЦ встановлюють газопоршневі, паротурбінні та парогазові установки потужністю 5-500 кВт.

До переваг міні-ТЕЦ слід віднести:

- максимальне наближення до споживачів та можливість використання різноманітного палива: газ, мазут, вугілля, тріски та відходи, торф, лушпиння соняшника, багаття льону, тверді побутові відходи, відходи промислового птахівництва тощо;

- незалежність від постачальників вуглеводневого палива;

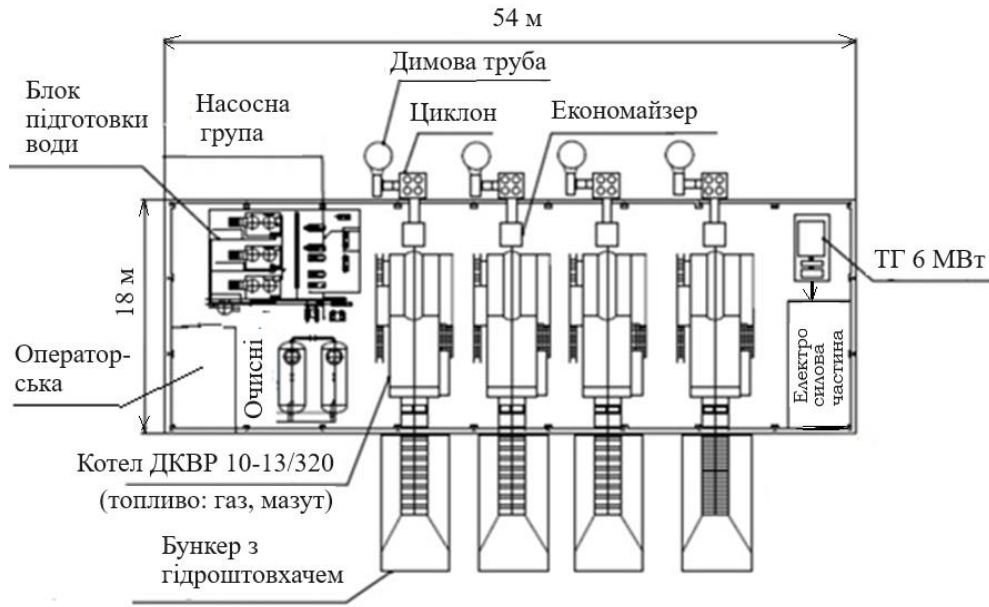
- мінімальні розміри енергетичних агрегатів, повна автоматизація та зручна експлуатація, можливість швидкого будівництва та монтажу, що значно знижує суму інвестиційних витрат;

- термін служби та експлуатаційна надійність багатопаливної міні-ТЕЦ досягає 25-30 років, достатньо висока безпека експлуатації;

- досить високий ККД енергетичних агрегатів, що забезпечується ефективним спалюванням палива навіть низької якості;

- у комплектації міні-ТЕЦ передбачаються великі склади або накопичувальні бункери, які розраховуються в залежності від номінальної потужності котельні/ТЕЦ. Такі запаси забезпечують стійку роботу міні-ТЕЦ.

Міні-ТЕЦ складається з двох основних відділень: паросиловий цех та турбогенераторний цех, (рис. 4.5).



а



б



в

Рисунок 4.5 – Схема розташування обладнання на міні-ТЕЦ (а та б) електричною потужністю 6 МВт та вид блоку міні-ТЕЦ всередині (в)

Паросиловий цех включає котельню, де встановлені парові або термо-оливні котли з топкою на різне паливо, з вихровою системою допалювання (система вторинного дуття), а також встановлюють допоміжне обладнання для вироблення стабільної пари.

Паливний бункер зазвичай розміщують поза межами основної будівлі, що дозволяє здійснювати завантаження палива зі складу навантажувачом, грейдером або транспортерами.



Рисунок 4.6 – Завантаження бункера міні-ТЕЦ еко-брикетами з соломи

Бункер роблять з металу, в нього рухоме дно, яке здійснює зворотно-поступальний рух за допомогою гідроциліндрів і автоматики паливоподачі. Димарі міні-ТЕЦ проектується на підставі затвердженого замовником технічного завдання (ТЗ).

Генераторний цех знаходиться в тій же будівлі, що і паросиловий цех, і він включає парову турбіну, ТГ, трансформатори, електросилову частину, системи автоматики та захисту, а також дизель-генератор, який використовується для запуску міні-ТЕЦ.

Міні-ТЕЦ набувають все більшого поширення в багатьох областях України. Так, у Харківській області

знайшли спосіб, як відмовитися від дорогого газу для опалення та електропостачання для населення, замінивши його на відходи сільгоспвиробництва для встановленої міні-ТЕЦ.

Починаючи з 2017 року, в Україні ведуться роботи з будівництва десяти міні-ТЕЦ, паливом для яких буде солома, тріска, стебла та лушпиння соняшника, рис. 4.6. Це рентабельне. Наприклад, кілограм соломи дає в середньому близько 3 кВт·год енергії. Це означає, що при спалюванні 3 кг соломи виділяється така ж кількість енергії, що і при спалюванні літра дизельного палива або кубометра природного газу.

В квітні 2023 р. в Харкові побудували першу міні-ТЕЦ. Вона працює на газовому паливі й здатна виробляти як електричну, так і теплову енергію в умовах повного знеструмлення; вміщується у невеликій котельні.

Міні-ТЕЦ є актуальними для районів, які мають великі об'єми побутових відходів, відходів сільськогосподарської та лісової промисловості. До того ж вони не лише забезпечують промисловість та населення тепловою та електричною енергією, а й створюють нові робочі місця.

4.1.6 Стан світової атомної енергетики та технологічний процес отримання електроенергії на атомних електростанціях (АЕС)

4.1.6.1 Загальні положення та історичні факти зародження атомної енергетики

Перший ядерний реактор був побудований і запущений у США в грудні 1942 року під керівництвом Е. Фермі – уран-графітовий реактор з використанням природного урану. Першим реактором, побудованим поза США, став реактор ZEEP, запущений у Канаді 05.09.1945 р.

В СРСР роботи з атомної енергетики очолював вчений Ігор Курчатов. У 1943 р. він створив дослідницький центр (Лабораторія № 2), якій потім було перетворено в Інститут атомної енергії. У грудні 1946 р. було здійснено першу ланцюгову реакцію на дослідному ядерному реакторі Ф1, потужність якого була близько 100 Вт. Перший промисловий реактор потужністю 5 МВт було пущено у травні 1954 р. у м. Обнінську, а вже в червні 1954 р. АЕС дала перший струм.

Основними питаннями під час проектування енергетичних реакторів для АЕС були:

- вибір типу реактора: на швидких або на теплових (повільних) нейтронах;
- вибір виду сповільнювача нейтронів (графіт, «важка» вода або вода, що містить бор);
- вибір теплоносія (вода, газ, рідкий метал) та його характеристик (температура та тиск), заходи щодо збільшення ККД;
- забезпечення безпеки персоналу.

Вже на першій АЕС використовували пристрої автоматичного та ручного дистанційного керування регулюючими стрижнями, які також використовували для аварійної зупинки реактора; були створені пристрої для заміни тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ-ів).

АЕС відрізняється від ТЕС тим, що тепловий котел замінено ядерним реактором, у якому енергія поділу ядер передається воді першого контуру, тобто ядерна реакція є джерелом первинної теплової енергії. У парогенераторі тепла енергія перетворюється на кінетичну енергію пари, яка потім перетворюється на механічну енергію обертання турбіни та ротора ТГ. В турбогенераторі, який як і кожна ЕМ є електромеханічним перетворювачем, йде остаточне перетворення – механічна енергія перетворюється в електричну.

Ядерна реакція починається при досягненні критичної маси речовини, що ділиться (урану), який в процесі роботи реактора «вигоряє». Тому потрібно було розрахувати запас палива, який забезпечить роботу реактора протягом заданого часу. В перших реакторах регулювання реакції виконувалося графітовими стрижнями, що поглинали надлишкові нейтрони. Для підтримки потужності реактора, у міру вигоряння палива, регулюючі стрижні кілька висувалися з активної зони і встановлювалися в такому положенні, щоб реактор знаходився на межі ланцюгової реакції, але так, щоб активний поділ ядер урану продовжувався, а процес залишався керованим. Також були передбачені стрижні аварійного захисту, повне введення яких у активну зону миттєво гасило ланцюгову реакцію.

У світі активне будівництво АЕС розпочалося з 70-х років ХХ ст. До 1975 року загальна встановлена потужність ТГ на АЕС становила 76 ГВт, у 1985 р. – 248,6 ГВт, у 2000 р. – 505 ГВт. До 2017 року у 32 країнах світу працювало 193 АЕС із 454 енергоблоками загальною потужністю близько 391,8 ГВт. На той час найпотужніші у світі два енергоблоки працювали на АЕС Сіво (Франція) з ТГ потужністю по 1561 МВт (реактори типу ВВЕР).

Влітку 2018 р. було пущено перший енергоблок АЕС «Тайшань» (Китай) потужністю 3500 МВт, при його виході на повну потужність він став найпотужнішим енергоблоком у світі. АЕС «Тайшань» включає два енергоблоки з реакторами *EPR* виробництва французької фірми Areva, потужністю по 1750 МВт. Другий енергоблок АЕС «Тайшань» було введено в експлуатацію у 2019 р. На цій АЕС використовують водо-водяні ядерні реактори, в яких, як сповільнювач і теплоносій, використовується звичайна вода.

В світі у 2017 році було додано 3,345 ГВт потужності АЕС, у 2018 році було підключені нові атомні блоки загальною потужністю 10,422 ГВт. В 2019 р. було введено в експлуатацію шість нових ядерних реакторів загальною потужністю 5,241 ГВт: два з них у Китаї, один – в Південній Кореї. На кінець 2019 року у світі працювало 442 реактори, загальною потужністю 392,4 ГВт, та 54 блока знаходились в стадії будівництва. В грудні 2018 р., коли до мережі був підключений 4-й енергоблок Тянь-Ваньської АЕС (Китай), встановлена потужність усіх діючих промислових ядерних реакторів в світі перевищила 500 ГВт. Одночасно зупиняють старі, малопотужні блоки АЕС. 169 вже закрито.

Так, у грудні 2018 р. президент Франції Е. Макрон заявив, що до 2035 року Франція зупинить 14 промислових ядерних реакторів (із 58 діючих) сумарною потужністю 0,90 ГВт. В цілому в світі в 2019 році було виведено із експлуатації 9 атомних енергоблоків загальною потужністю 5,976 ГВт.

Натепер у 31 країні світу експлуатується 192 АЕС з 450 енергоблоками загальною електричною потужністю близько 392,082 ГВт.

На найбільшій у світі АЕС: АЕС Касівадзакі-Каріва (Японія), – встановлено 7 блоків із водо-водяними одно-контурними реакторами BWR (тип РБМК) загальною потужністю 8212 МВт, пуск яких відбувався від 1985 до 1996 року. Але з 2011 р. станція не генерує електроенергію. Тож найбільшою діючою у світі є канадська АЕС «Брюс» потужністю 6,2 ГВт, що тільки на 0,2 ГВт перевищує потужність Запорізької АЕС.

4.1.6.2 Типи АЕС, аварії, проблеми

Темпи розвитку ядерної енергетики в країнах в значній мірі визначалися конкретними умовами та запасами власного органічного палива. У країнах, забезпечених органічним паливом (вугілля, газ), спочатку нарощування потужностей АЕС йшло повільно, але в міру вдосконалення АЕС та підвищення їх економічності швидкість будівництва зростала. 50-річний досвід експлуатації АЕС у світі показав, що вони можуть бути економічними (у середньому електроенергія, що виробляється на АЕС, у 2 рази дешевша, ніж на «вугільних» ТЕС), і, як не дивно, АЕС екологічно чистіша, рис. 4.7.

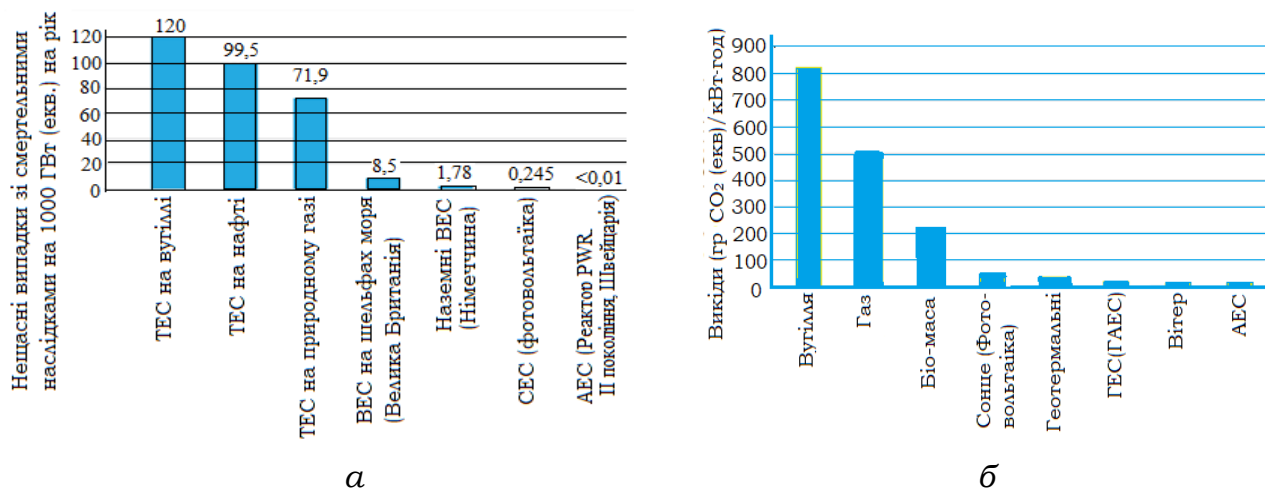


Рисунок 4.7 - Кількість нещасних випадків зі смертельними наслідками (а) та викиди CO₂ за останні 10 років на різних електростанціях (б)

Але цей же досвід свідчить, що при порушенні правил експлуатації станцій можливі аварії, можливий витік радіоактивних середовищ, як це було в США (АЕС Three Mile Island), ФРН, Великобританії, в Україні (Чорнобильська АЕС), в Японії (Фукусіма-1), табл. 4.3.

У світовій енергетиці розрізняють кілька типів атомних електростанцій: АЕС (атомні електростанції, що відпускають споживачам електроенергію), АТЕЦ (атомні теплоелектроцентралі – атомні станції, що відпускають споживачам не тільки електроенергію, а й тепло), АСТ (атомні станції теплопостачання) використовують для гарячого водопостачання, АСПТ (атомні станції промислового теплопостачання, використовують для забезпечення ПП технологічною парою). В Україні працюють тільки АЕС, які є основними джерелами електричної енергії в країні.

АЕС може бути одно- і двоконтурна (кількість контурів в реакторі):

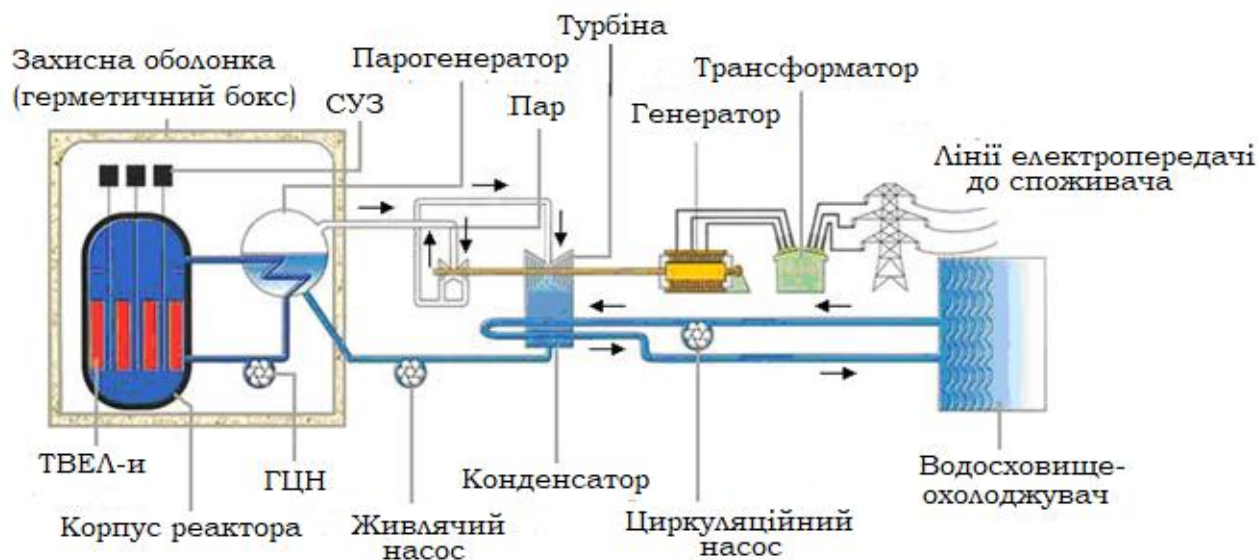
1) в одно-контурних реакторах теплоносій (вода) від реактора відразу йде в парогенератор, де перетворюється на пару, яка йде на турбіну. Так влаштовано реактори РБМК, які були встановлені на блоках Чорнобильської АЕС (ЧАЕС) та на Фукусімі-1. На блоках, які пускали після аварії на ЧАЕС, реактори РБМК уже не встановлювали;

2) у двоконтурних реакторах (тип ВВЕР) теплоносій (вода) 1-го контуру отримує тепло в активній зоні реактора і в теплообміннику віддає його теплоносію (воді) 2-го контуру. У парогенераторі нагріта вода 2-го контуру перетворюється на пару і надходить на турбіну. Технологічні схеми енергоблоків АЕС з одно- та двоконтурним реактором представлено на рис.4.8. У табл. 4.4 наведено дані про встановлені на даний час 15 двоконтурних реакторів типу ВВЕР на блоках АЕС України.

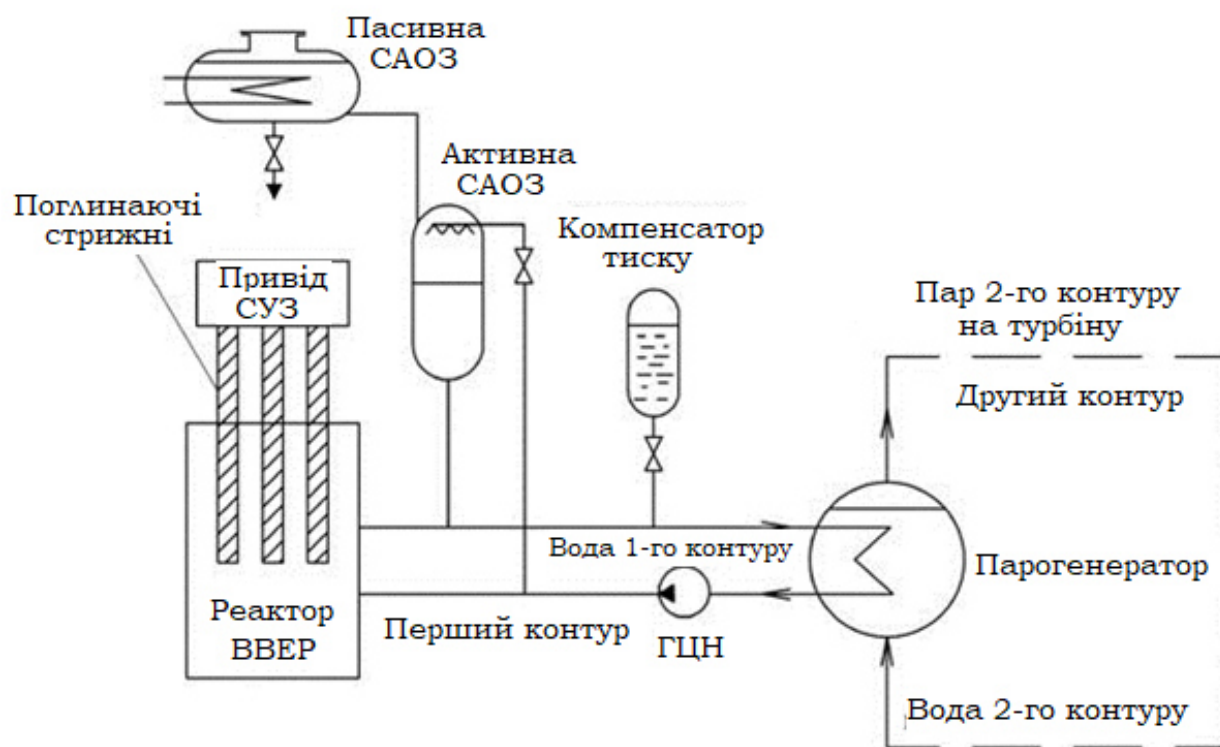
Двоконтурний ядерний реактор – вертикальний циліндр з еліптичним днищем, усередині якого знаходиться активна зона (тепловиділяючі зборки (ТВЗ)) та внутрішньо-корпусні пристрої, рис. 4.9. Зверху реактор закритий герметичною кришкою, де розташовуються електромагнітні приводи механізмів органів регулювання та захисту реактора, а також патрубки для виведення кабелів датчиків внутрішньо-реакторного контролю. До 90-х років XX століття в Україні вже було п'ять АЕС, на яких працювало 19 енергоблоків, та 5 енергоблоків перебували у стадії будівництва.

Таблиця 4.3 – Дані про деякі аварії на АЕС світу. Рейтинг – за Міжнародною шкалою ядерних подій (*INES*)

Місце аварії	Киштим, Південний Урал Рейтинг: 6 (серйозна аварія)	Віндскейл, Англія Рейтинг: 5 (аварія із ризиком для навколиш. середовища)	Три Майл Айленд, штат Пенсильванія, США Рейтинг: 5 (аварія з ризиком для навколиш. середовища)	Чорнобиль, СРСР Рейтинг: 7 (велика аварія)	Фукусіма-1, Японія. Рейтинг: 7 (велика аварія)
Дата	1957	1957	28.03.79	26.04.86	11.03.2011
Причина	Вибух сховища	Горіння графіту	Розплавлення активної зони	Розвантаження реактора до режиму неробочого ходу	Землетрус, цунамі, помилка проекту – розплавлення активної зони реакторів на енергоблоках 1-3
Викиди радіонуклідів (радіоактивність)	20, в т. числі 54 Ки від стронцію	30, в тому числі 20 Ки від стронцію	20 Ки від йоду-131	1000 Ки, в тому числі ~150 Ки від йоду-131	йод-131 – $1,5 \cdot 10^{17}$ Бк, цезій-137 – $1,2 \cdot 10^{16}$ Бк
Площа забруднення, км ²	15000	500	1000	20000	Вся територія країни та морські акваторії
Евакуйовано, тис. людей	1,0	Даних нема	Даних нема	1200*	Даних нема. Зона відчуження 30 км
Загиблих, тис. людей*	Даних нема	Даних нема	Даних нема	3-4	Понад 10 тис. Інформація не повна
Захворіло, тис. людей*	Даних нема	Даних нема	Даних нема	200	Даних нема



а



б

Рисунок 4.8 – Технологічна схема:

а – одно-контурного енергоблока; б – двоконтурного енергоблока АЕС

СУЗ – система управління та захисту реактора;

САОЗ – система аварійного охолодження зони реактора

Таблиця 4.4 – Енергоблоки АЕС України с реакторами типу ВВЕР

Найменування	№ блока	Потужність ТГ, МВт	Дата введення в експлуатацію/ Проектна дата закінчення терміну експлуатації	Дати продовження терміну експлуатації енергоблоків
Запорізька АЕС (ЗАЕС)	1	1000	10.12.1984 / 23.12.2015	до 23.12.2025
	2	1000	22.07.1985 / 19.02.2016	до 19.02.2026
	3	1000	10.12.1986 / 05.03.2017	до 05.03.2027
	4	1000	18.12.1987 / 04.04.2018	до 04.04.2028
	5	1000	14.08.1989 / 27.05.2020	до 27.05.2030
	6	1000	19.10.1995 / 21.10.2026	Планується
Південно-Українська АЕС (ПУ-АЕС)	1	1000	31.12.1982 / 02.12.2013	до 02.12.2023
	2	1000	06.01.1985 / 12.05.2015	до 31.12.2025
	3	1000	20.09.1989 / 10.02.2020	до 10.02.2030
Рівненська АЕС (РАЕС)	1	420	22.12.1980 / 22.12.2010	до 22.12.2030
	2	420	22.12.1981 / 22.12.2011	до 22.12.2031
	3	1000	21.12.1986 / 11.12.2017	до 11.12.2037
	4	1000	10.10.2004 / 07.06.2035	Планується
Хмельницька АЕС (ХАЭС)	1	1000	22.12.1987 / 13.12.2018	до 13.12.2028
	2	1100	08.08.2004/ 07.09.2035	Планується. Модернізація закінчена у 2021. Потужність ТГ блоку №2 збільшена до 1100 МВт

Після аварії на 4-му блоці ЧАЕС Верховна Рада України прийняла Постанову «Про мораторій на будівництво нових АЕС на території УРСР» (02.08.1990 р.) були зупинені пускові роботи на 6-му блоці ЗАЕС.

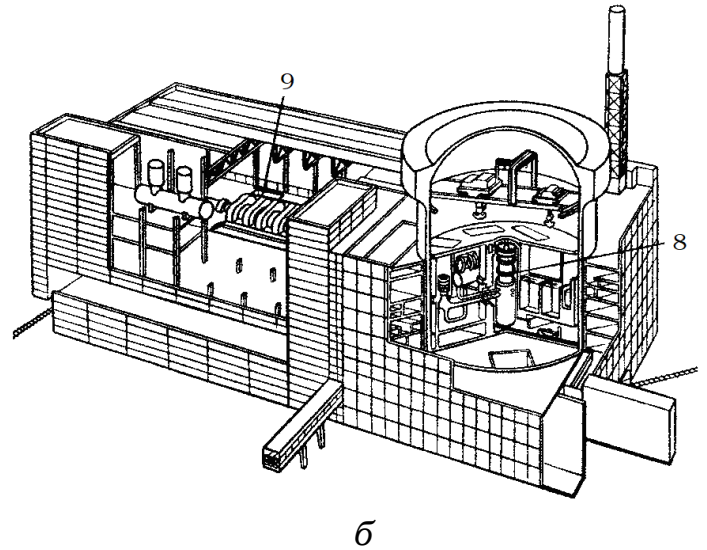
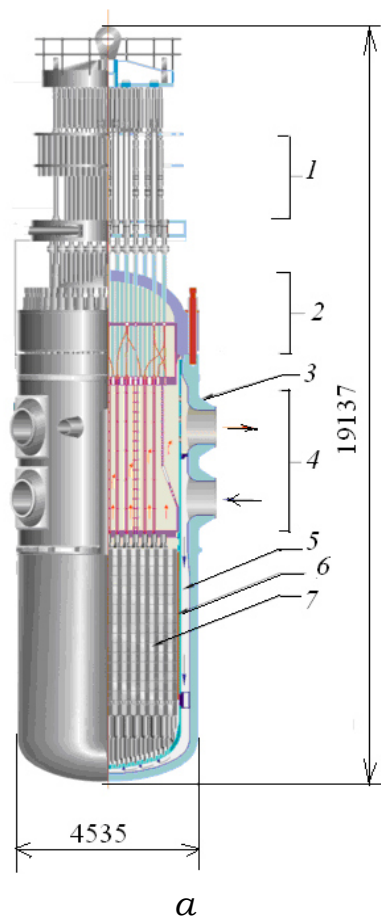


Рисунок 4.9 – Активна зона АЕС: *а* – реактор ВВЕР-1000 (розміри мм);
б – Загальний вигляд головного корпусу АЕС з реактором ВВЕР-1000;
в – ТВС, завантажена ТВЕЛ; *г* – кришка реактора; *д* – чохол, який накриває ТВС
 перед завантаженням в реактор (видні головки ТВЕЛ-ів,
 у центрі – трубка з гадолінієм)
 1 – приводи системи управління та захисту; 2 – кришка реактора;
 3 – корпус реактора; 4 – блок захисних труб, входні та вихідні патрубки;
 5 – шахта; 6 – вигорodka активної зони; 7 – ТВС і регулюючі стрижні;
 8 – реактор; 9 – турбогенератор

У верхній частині корпусу розташовані вісім патрубків у два ряди для підведення та відведення теплоносія, по два на кожну з 4-х петель: чотири патрубки для аварійного підведення теплоносія у разі розгерметизації першого контуру та один патрубок для контрольно-вимірювальних приладів (КВП). Вода 1-го контуру після передачі тепла 2-го контуру повертається в реактор через нижній ряд напірних патрубків. Вода проходить вниз кільцевим зазором, потім через перфороване еліптичне днище і опорні труби шахти входить в активну зону, де розташовані ТВЕЛ-и, які зібрані в ТВЗ і які опускають в активну зону. Суцільна кільцева перегородка між рядами нижніх та верхніх патрубків відокремлює корпус реактора від внутрішньо-корпусної шахти та формує рух потоку теплоносія вниз.

Конструктивно ТВЗ – довгі шестигранники (близько 4,0 м), у яких зібрано 16 ТВЕЛ-ів, довжина ТВЕЛ-а 3800 мм, маса — 2,1 кг. В ТВЕЛ-і в герметичних цирконієвих трубках знаходяться «таблетки» із спресованого оксиду урану, рис. 4.10, а. Вага уранової «таблетки» 8 г, діаметр 7,5 мм, висота 11 мм. В реактор АЕС завантажують 163 ТВЗ із слабо-збагаченим ураном U-235. Загальна вага завантаження ядерного палива до реактора – близько 93 тон.

Зазвичай до складу ТВЗ, крім трубок урану, входить трубка з гадолінієм, який уловлює уламки радіоактивних елементів, що виявилися при розподілі урану, і продовжує час експлуатації ТВЕЛ-ів, рис. 4.10, б.

На рис. 4.10, в наведений ескіз тепловиділяючої збірки (ТВЗ). В реактор типу ВВЕР-1000 завантажують 163 ТВЗ кожна вагою по 540-550 кг. В кожній розміщено по 16 ТВЕЛ-ів (+ стрижень з гадолінієм). Наприкінці 80-х років 20 століття проходили випробування ТВЗ альтернативної конструкції, в яких гадоліній розміщувався безпосередньо в трубках ТВЕЛ серед таблеток урану. Це збільшило до 4,5 м довжину ТВЕЛ-а та подовжило строк експлуатації реактора без зупинки на перезавантаження від 10 місяців до 2 років.

Також існують інші конструкції ТВЕЛ-ів.

Атомна енергетика України починає свою історію з 1977 року, коли на ЧАЕС було здійснено пуск першого блоку з одно-контурним реактором РБМК-1000, (потужність 1000 МВт), рис. 4.11. На РАЕС та ХАЕС було припинено будівництво чотирьох блоків ВВЕР-1000, два з яких на ХАЕС були з високою мірою готовності – 75% та 28%. Також було ухвалено рішення до 2000 р. повністю закрити ЧАЕС.

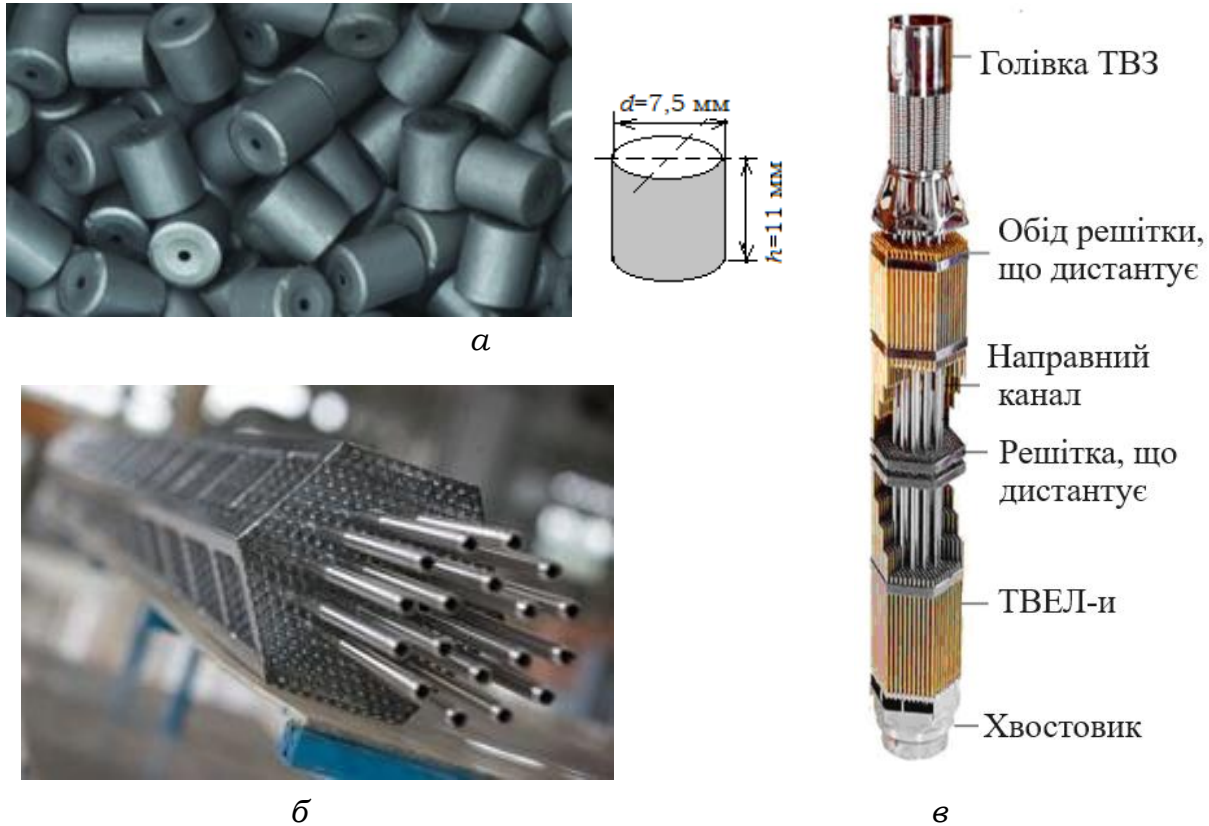


Рисунок 4.10 – Окремі елементи завантаження реактора типу ВВЕР

а – неактивовані «таблетки» із спресованого оксиду урану;

б – тепловідділяюча збірка; в - ескіз ТВЗ (з частковим відкриттям активної зони)

Однак, при спалюванні 1 кг кам'яного вугілля можна отримати 8 кВт·год електроенергії, а при витратах 1 кг ядерного палива – 23 ГВт·год електроенергії. Тому виведення з експлуатації ЧАЕС та відмова від будівництва нових блоків (з перспективною оцінкою зростання енергоспоживання в країні) призвело б до необхідності додаткової щорічної закупівлі Україною 4,7 млн тон вугілля для ТЕС та ТЕЦ, що також негативно позначилося і на екології, табл. 4.5.

Такі витрати (виведення з експлуатації ЧАЕС та перспективні втрати електроенергії від недобудованих блоків на інших АЕС) для України були неможливими. Тому вже через три роки, у 1993 р., Верховна Рада України скасувала мораторій на будівництво блоків АЕС. Було продовжено роботи з пуску 6-го блоку ЗАЕС, 4-го блоку РАЕС та 2-го блоку ХАЕС відповідно до програм пускових робіт. В січні 2021 р. після модернізації (фірма *Westinghouse*) був пущений в експлуатацію 2-й блок Хмельницької АЕС. Під час модернізації потужність ТГ серії ТВВ-1000-2УЗ була збільшена на 10%, до 1100 МВт. Також

була змінена конструкція збуджувача генератора в порівнянні зі збуджувачами інших атомних блоків АЕС України, рис. 4.12.

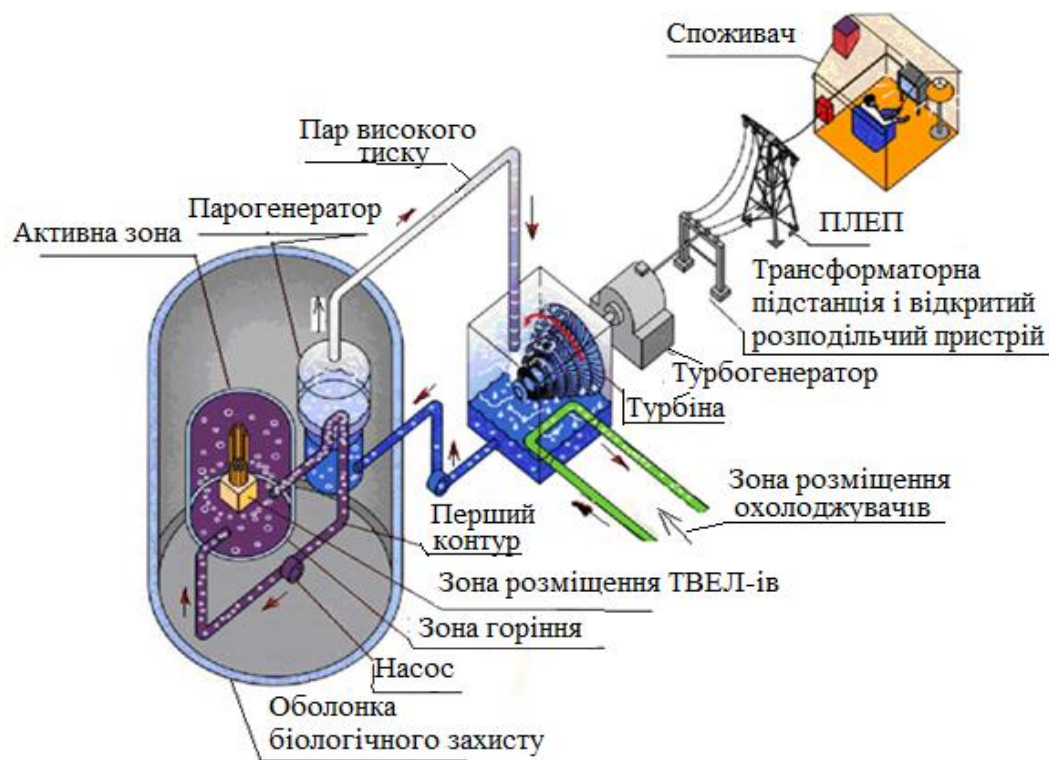
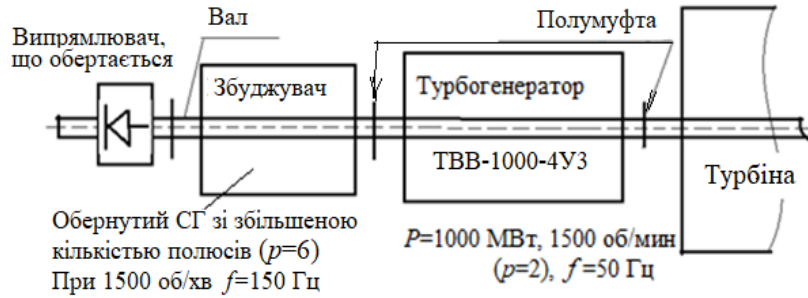


Рисунок 4.11 – Блок АЕС із одно-контурним реактором РБМК-1000

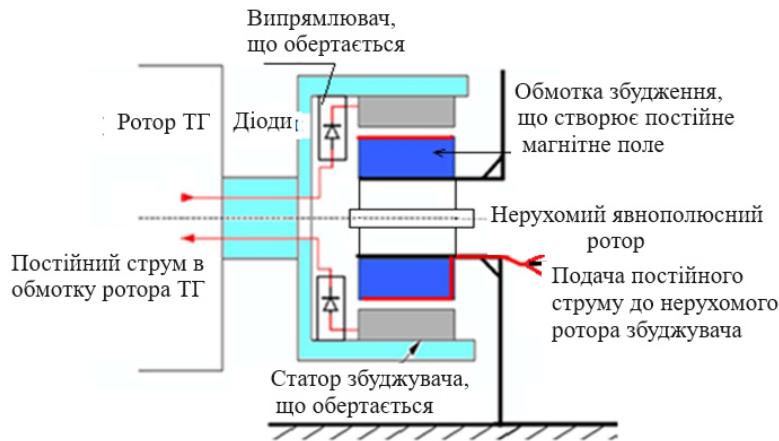
Таблиця 4.5 – Порівняння роботи ТЕС та АЕС потужністю 1000 МВт при їх роботі протягом року

Параметри	ТЕС	АЕС
Потреба у паливі	3,5 млн. т вугілля	1,5 т збагаченого урану (або 1 тис. т уранової руди)
Виділення CO ₂	10 млн. м ³	Не виділяє
Виділення сірки та інших компонентів кислотних дощів	Більш 400 тис. т	Не виділяє
Тверді відходи	100 тис. т золи	Близько 2 т (радіоактивні!)

З 2017 року, коли було підписано Угоду про умови майбутнього об'єднання, НЕК «Укренерго» здійснювала заходи із підготовки енергосистеми до синхронізації з ENTSO-E. Одна з ключових можливостей, для енергетики України в інтеграції з енергосистемою країн ЄС – значний науковий потенціал у розвитку атомної енергетики.



а



б

Рисунок 4.12 – Безконтактне збудження синхронного ТГ

а – схема та зовнішній вигляд системи збудження турбогенераторів на АЕС України; б – схема та зовнішній вигляд системи збудження фірми *Westinghouse*

4.1.6.3 Перспективи розвитку атомної енергетики України.

В червні 2022 року НАЕК «Енергоатом» підписала угоди з компанією *Westinghouse Electric Company*, про постачання ядерного палива для усіх АЕС країни. Ці угоди дали можливість відмовитися від поставок палива з Росії.

Крім підтримки та модернізації існуючих енергоблоків АЕС з реакторами типу ВВЕР, в Україні також планується будівництво, орієнтовно тією ж компанією, дев'яти АЕС з реакторами типу AP-1000.

На рис. 4.13 показано план добудови та будівництва нових енергоблоків українських АЕС на існуючих та нових (проект) АЕС. Реактор AP-1000 являє собою двох-контурний водо-водяний реактор покоління III+ з покращеним використанням пасивних засобів безпеки, який має багато нововведень, що спрямовані на зниження капітальних витрат та покращення її економічності.

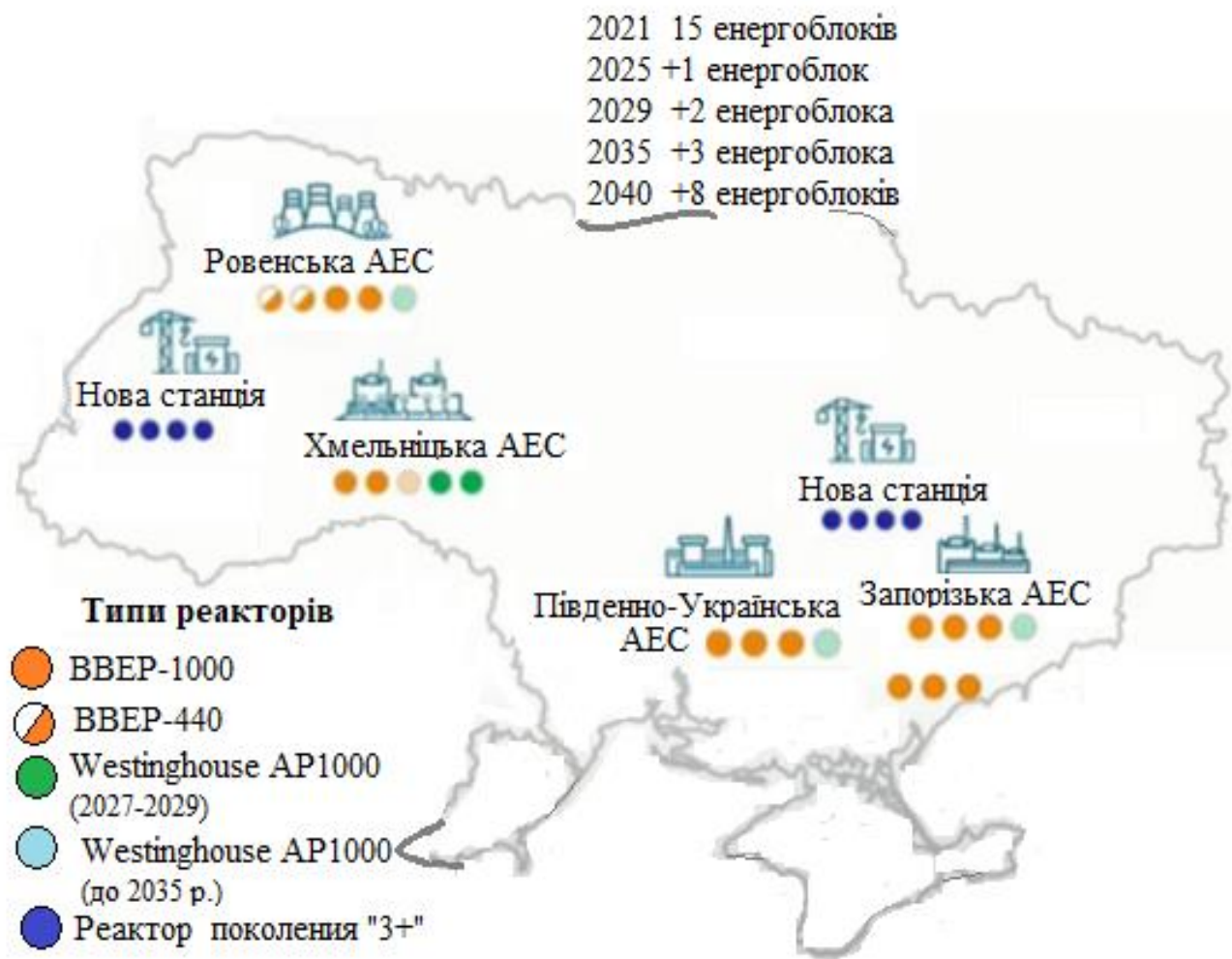


Рисунок 4.13 – План добудови та побудови нових енергоблоків українських АЕС

Важливо, що строк експлуатації цього реактора дорівнює 60 років, в той час як для реакторів типу ВВЕР цей час дорівнює 30 років. На рис. 4.14 наведена загальна схема розміщення будівель на енергоблоці AP1000, а на рис. 4.15 – реактори ВВЕР-1000 та AP-1000.

В обох реакторах уранові "таблетки" займають 70% висоти ТВЕЛ-у, решту простору займає газоподібний гелій та газоподібні продукти поділу. Реактор має сталевий корпус, розрахований на високий тиск (до 16 МПа або 160 атмосфер). Перший, радіоактивний контур реактора ВВЕР складається з реактора і чотирьох циркуляційних петель охолодження.

По першому контуру циркулює теплоносій – вода, що не кипить через високий тиск.

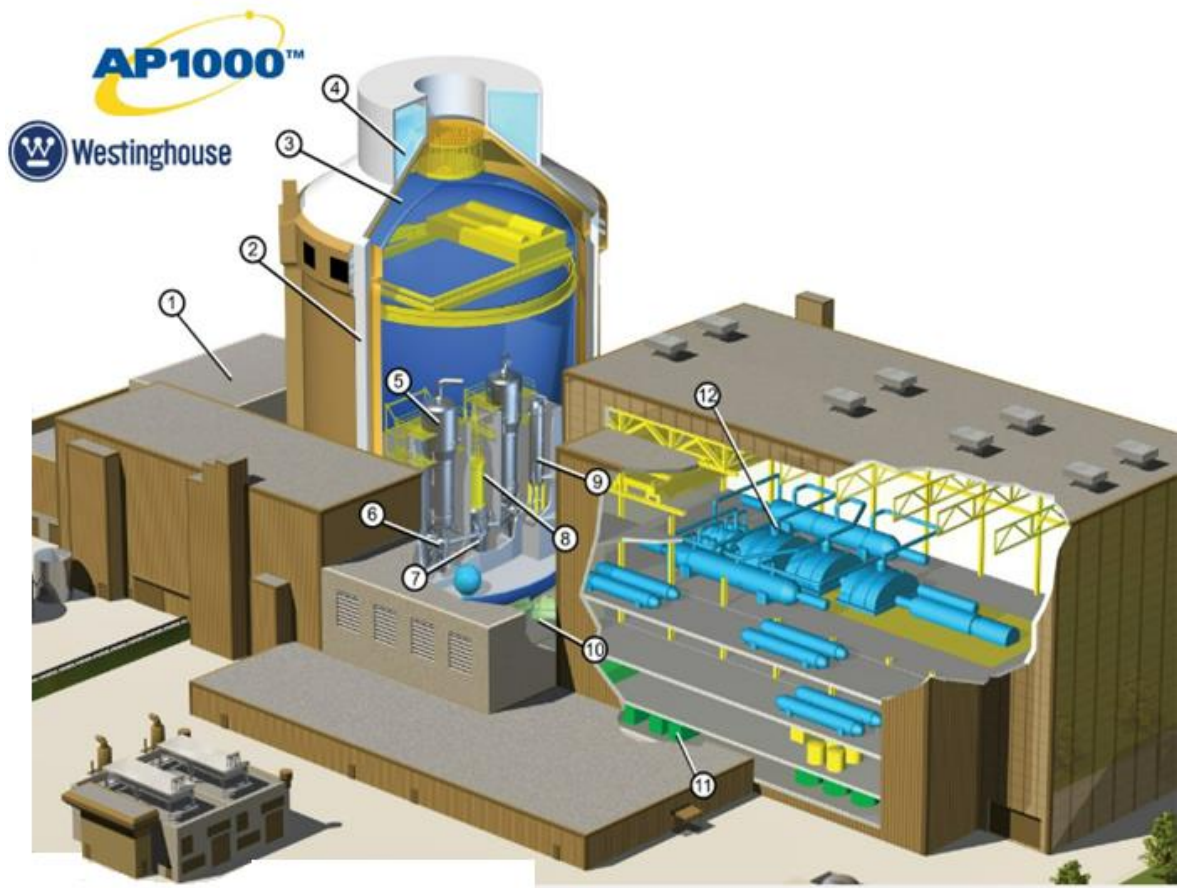


Рисунок 4.14 – АЕС з ядерним реактором AP1000.

Загальна схема розміщення будівель на енергоблоці AP1000

- 1 – Паливно-розвантажувальна зона; 2 – Будівля з бетонного щита;
 3 – Сталева захисна оболонка; 4 – Резервуар для води для охолодження пасивної захисної оболонки; 5 – Парогенератор (два); 6 – Чотири головних циркуляційних насоса (ГЦН) – насоси охолодження реактора; 7 – Корпус реактора;
 8 – Інтегрований головний пакет; 9 – Герметик; 10 – Головна диспетчерська;
 11 – Насоси живильної води; 12 – Турбогенератор

Для регулювання потужності реактора в воду додають борну кислоту (сильний поглинач нейтронів). Теплоносій надходить в реактор із температурою близько $+289\text{ }^{\circ}\text{C}$ і нагрівається в ньому до $+322\text{ }^{\circ}\text{C}$. Потім по чотирьом циркуляційним петлям йде в парогенератор («гарячі» нитки), де передає своє тепло теплоносію 2-го контуру. З парогенераторів вода головними циркуляційними насосами (ГЦН) повертається в реактор (холодні нитки).

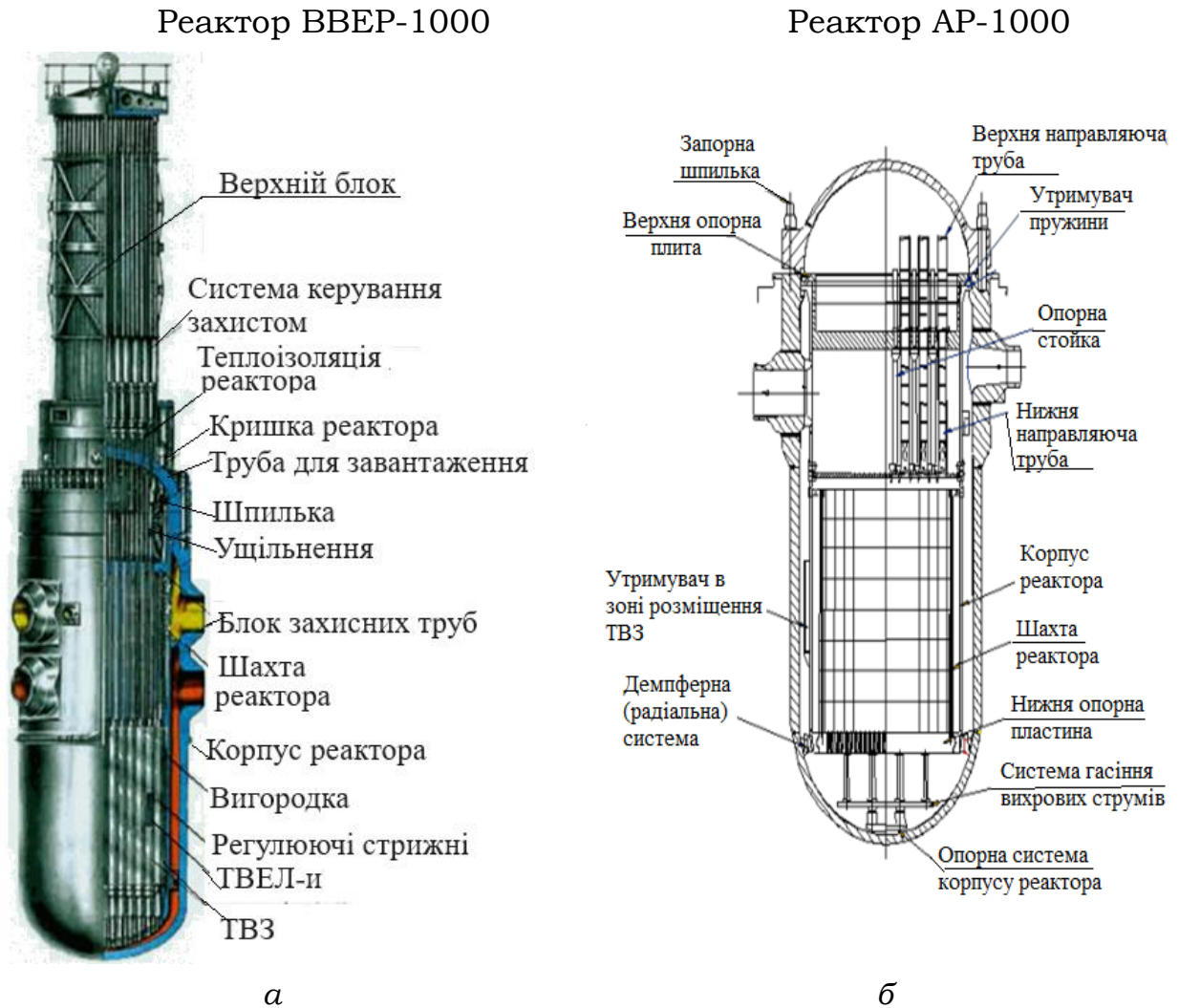


Рисунок 4.15 – Реактори ВВЕР-1000 та АР-1000
а – реактор ВВЕР-1000; б – реактор АР-1000

Для підтримки тиску та компенсації змін об'єму теплоносія при його розігріванні або розхолодженні використовується компенсатор тиску (компенсатор об'єму), з'єднаний з однією з гарячих ниток.

Другий контур, нерадіоактивний, включає парогенератор, водоживильну установку і один турбоагрегат. Кипляча вода 2-го контуру (температурою 280 °С і тиск 6,4 МПа) перетворюється на насичену пару, яка через збірні паропроводи надходить у турбіну.

4.1.6.4 Управління робочими процесами і захистом ядерного реактора

Ефективність використання ядерного палива на АЕС з реакторами на теплових нейтронах характеризується величиною середньорічного

вироблення енергії на 1 т (або на 1 кг) завантаженого та відпрацьованого в реакторі палива та середньою глибиною його вигорання (МВт·сут/т).

Для керування режимами роботи реактора, його захистом, пуском та зупинкою використовують регулюючі стрижні, які переміщують по висоті активної зони. Їх виготовляють із карбїду бору, гафнію, гадолінію, кадмію, які активно поглинають нейтрони.

Регулювальні стрижні призначені для підтримки ланцюгової реакції в будь-який момент часу, для зупинки під час критичного стану, для пуску реактора, переходу з одного рівня потужності на інший. Всі ці операції вимагають малих змін реактивності. При переміщенні стрижнів ланцюгова реакція розвивається або згасає, при глибокому спуску ланцюгова реакція зупиняється. Переміщення стрижнів здійснюється дистанційно, з пульта керування. Так регулюється потужність реактора.

Але якщо для регулювання достатньо одного-двох або декількох стрижнів, то для компенсації початкового надлишку реактивності число стрижнів може досягати декілька десятків. Певна кількість таких стрижнів компенсації може бути стрижнями регулювання, проте функції тих і інших відрізняються. Процес керування ланцюговою ядерною реакцією засновується на зміні власного значення реактивності.

Такі поглиначі, як кадмій та інші, сильно поглинають лише теплові нейтрони. Бор поглинає швидкі нейтрони хоча й слабо, але краще від інших сполучень. Матеріалом-поглиначом в реакторі на швидких нейтронах може служити лише бор збагачений його ізотопом ^{10}B . У реакторах на швидких нейтронах використовують нікель, що має переріз розсіювання швидких нейтронів дещо більший, ніж у інших елементів. Регулювальні, компенсуючі та аварійні стрижні, спільно з усім устаткуванням, що забезпечує їх нормальне функціонування, утворюють систему управління та захисту реактора (СУЗ).

У реакторах на теплових нейтронах використовують для ланцюгової реакції тільки 1,5–2,0% природного урану, взятого для виготовлення ядерного палива, решта урану залишається невикористаною у відпрацьованому ядерному паливі (ВЯП). Тому застосування реакторів на теплових нейтронах призводить до високого споживання природного урану.

У реакторі на швидких нейтронах немає сповільнювача, і енергія виробляється за рахунок розподілу урану і плутонію швидкими нейтронами. Відсутність сповільнювача у складі активної зони дозволяє підвищити середню щільність палива за рахунок щільнішої компоновки ТВЗ і ТВЕЛ-ів. Активна зона швидкого реактора тепловою потужністю 2500 МВт містить близько 105 шестигранних ТВЗ по 200–300 ТВЕЛ-ів. В якості палива використовується діоксид урану UO_2 з великим збагаченням. Активна зона оточується зоною відтворення, що складається з ТВЕЛ-ів, в яких завантажена паливна сировина (збіднений ^{238}U). Для захоплення нейтронів, що залишають активну зону, і напрацювання нового ядерного палива застосовується бланкет, який оточує активну зону в швидкому реакторі-розмножнику і в керованому термоядерному реакторі (КТР).

У швидкому реакторі у ролі бланкета виступають сировинні матеріали ^{238}U або ^{232}Th . Бланкет виконує дві основні функції: захоплює і повертає нейтрони, що залишають активну зону, і виробляє велику кількість ядер, що діляться. Цих ядер більше ніж було витрачено в ході ядерної реакції. Іншими словами, основне призначення бланкету в ядерному реакторі — напрацювання більшої кількості ядерного палива, ніж було вжито.

Це значна перевага «швидких» реакторів – можливість розширеного відтворення ядерного палива, тобто одночасно з виробленням енергії виробляти замість вигорілого ядерного палива нове. Слід відмітити, що атомна енергетика характеризується орієнтуванням на замкнутий паливний цикл та на розвиток реакторів-розмножувачів ядерного палива, що створить базу необмеженого забезпечення паливом. Реактор на швидких нейтронах дозволяє використовувати як паливо ізопопи важких елементів, які не здатні до поділу в реакторах на теплових нейтронах. В реакторах на швидких нейтронах з однакової кількості урану можна отримати в 60 разів більше енергії, ніж в звичайних реакторах на теплових нейтронах.

В цілому можна зробити висновки:

- при розвитку реакторів на швидких нейтронах може бути вирішена задача самозабезпечення ядерної енергетики паливом;
- в реакторах на швидких нейтронах можливе спалювання актинідів (в першу чергу – збройового і реакторного плутонію) і відходів рециклінгу ВЯП,

що в якийсь мірі дозволить вирішувати проблему накоплення і зберігання збройових нуклідів і радіоактивних відходів;

- використання реакторів на швидких нейтронах на АЕС зможе в 60 разів збільшити ефективність використання урану;

- економічні оцінки електроенергії, котра виробляється реакторами на швидких нейтронах, з урахуванням ціни U_3O_8 (продукту промислового видобування урану з уранових руд), об'єму розвіданих уранових ресурсів і капітальних витрат на будівництво реакторів, показали, що частка швидких реакторів у загальному виробництві електроенергії буде утримуватися на постійному рівні, тому що капітальні витрати на будівництво реакторів на теплових нейтронах однакової потужності з реакторами на швидких нейтронах завжди будуть нижчі. Також надлишок вторинного палива, що виробляється швидкими реакторами (матеріалу, здатного до ділення) повинен бути використаний, що простіше зробити в відпрацьованих і дешевих реакторах на теплових нейтронах.

Таким чином можна прогнозувати широке використання ядерних реакторів саме на швидких нейтронах.

4.1.6.5 Системи охолодження води в технологічному циклі АЕС

У технологічному циклі будь-якої АЕС передбачена система охолодження відпрацьованого теплоносія (води), щоб довести температуру теплоносія до значення, необхідного для повторного циклу або для скидання у відкриту водойму. Якщо поблизу електростанції є населений пункт, то тепло води використовується для опалення будинків і гарячого водопостачання, а якщо ні або скидання недостатнє, то зайве тепло скидається в атмосферу в градирнях, басейнах-охолоджувачах, каналах з трубами-бризками, рис. 4.16.

Для забезпечення передачі до систем охолодження відпрацьованої води другого контуру в приводі насосів використовують АД. Так на наших АЕС для приводу вертикальних гідравлічних насосів подачі води на градирні та в бризкальні басейни використовують АД серії ДВДА-2-235. Це електродвигуни із короткозамкненим ротором підвісного типу, рис. 4.17. Він має дві хрестовини і, відповідно, два напрямних підшипників і опорний підп'ятник, розміщений у оливній ванні верхньої та нижньої хрестовини. Система подачі оливи – замкнута, з'єднує оливні ванни верхньої та нижньої хрестовини.

*a**б**в*

Рисунок 4.16 – Системи охолодження відпрацьованого теплоносія (води) на АЕС: *a* – промисловий майданчик ЗАЕС із басейнами-охолоджувачами; *б* – градирні Рівненської АЕС; *в* – бризкальний басейн Хмельницької АЕС;

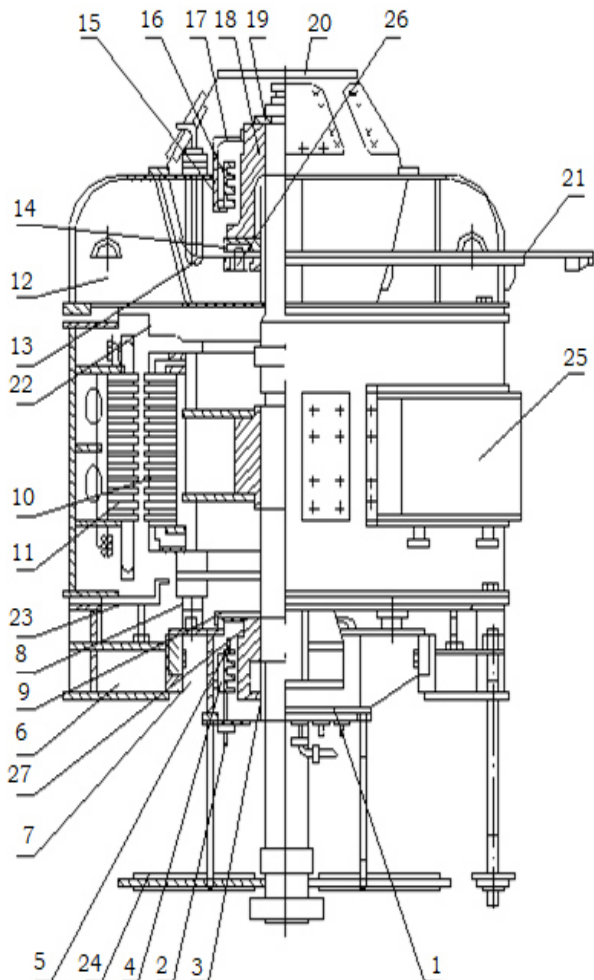


Рисунок 4.17 – Загальний вид двигуна ДВДА2-235/104 насосної системи градирні
 1 – днище нижньої хрестовини; 2 – оливо-охолоджувач нижньої хрестовини; 3 – вигородка; 4 – сегмент нижнього напрямного підшипника; 5 – датчик температури; 6 – фундаментна плита; 7 – хрестовина нижня; 8 – домкрат; 9 – щит нижньої хрестовини; 10 – ротор; 11 – статор; 12 – верхня хрестовина; 13 – оливний охолоджувач верхньої хрестовини; 14 – сегмент підп'ятника; 15 – гніздо напрямного підшипника; 16 – сегмент верхнього напрямного підшипника; 17 – щит верхньої хрестовини; 18 – втулка підп'ятника; 19 – кільце запірне; 20 – кожух; 21 – верхнє перекриття; 22 – захисні чохлаи двигуна; 23 – захисні чохлаи двигуна; 24 – ремонтний майданчик; 25 – охолоджувач; 26 – напрямний сегмент підп'ятника; 27 – втулка нижнього напрямного сегмента

Олива охолоджується водою, що протікає по трубках охолоджувачів. Вентиляція – за розімкненим циклом з водяними охолоджувачами повітря. Підп'ятник складається із сегментів, що встановлюються самі і поверхня тертя

яких залита бабітом. Кожен сегмент спирається на сферичну поверхню опорних гвинтів, вгорнутих в опорний диск верхньої хрестовини. Висота кожного сегмента регулюється поворотом опорного гвинта. По бабітовій поверхні тертя обертається шліфований сталевий диск, укріплений на втулці підп'ятника. Напрямні підшипники ковзання – сегментні, з робочою поверхнею, залитою бабітом. Сегменти, що самовстановлюються, взаємозамінні. У верхньому та нижньому підшипниках сегменти однакові.

Оливо-охолоджувачі, що встановлюються у ваннах верхньої і нижньої хрестовин, призначені для відведення тепла, що виділяються в підшипниках. Охолоджувачі мають патрубки для приєднання трубопроводу технічної води. В електродвигуні ДВДА-2-235 передбачений термоконтроль підп'ятника, напрямних підшипників, оливи, обмотки статора, охолоджувачів. Технічні дані електродвигуна ДВДА-2-235 наведені у табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Технічні дані електродвигуна ДВДА-2-235

Потужність, кВт	2500/4000
Напруга, кВ	6,0
Струм статора, А	432/547
Частота обертання, об/хв.	250/300
Маса, кг	41700

Ставки-охолоджувачі використовуються для охолодження циркуляційної води із систем оборотного водопостачання АЕС. Охолодження здійснюється внаслідок випаровування та конвективної тепловіддачі. Такі водойми зазвичай неглибокі – до 3,5-4 метрів. Вони великі за площею та відокремлені від інших водних об'єктів. Найбільшим по площі і об'єму води серед вітчизняних АЕС є ставок-охолоджувач ХАЕС (Нетішинське водосховище): $S = 20,0 \text{ км}^2$, $V = 120,0 \text{ млн м}^3$.

4.1.6.6 Проблема, стан та перспективи зберігання відпрацьованого ядерного палива

Однією з основних проблем АЕС у світі є питання зберігання ВЯП, створення постійних, довготривалих сховищ. Вони повинні повністю забезпечувати зберігання ВЯП на кілька тисяч років, тому що тільки протягом цього часу паливо самостійно втратить свою залишкову радіоактивність. Нині жодна держава у світі немає повноцінного постійного сховища, хоча робота з їх створенням ведеться безупинно. У СРСР було передбачено вивіз ВЯП (після 2,5-3-х річного

утримання у басейнах первинної витримки в реакторній зоні блоку) до стаціонарного сховища в Сибірі (сховище «Красноярськ-17»). Однак незабаром стало ясно, що через обмежені можливості сховища, відсутність можливості його розширення, а також неможливість переробки ВЯП безпосередньо після його доставки з блоків АЕС, виникнуть проблеми з атомною енергетикою в загалі.

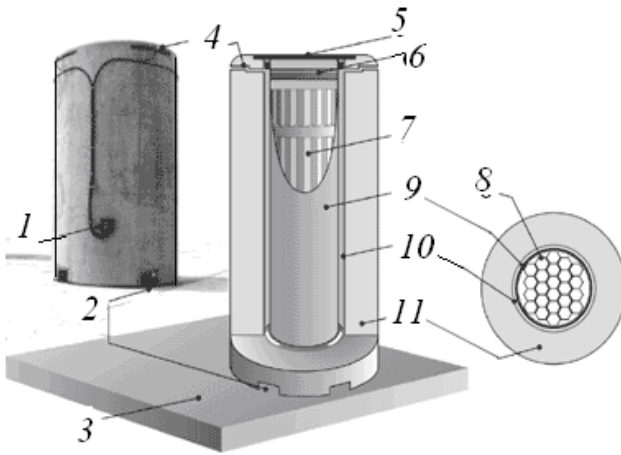
Після розвалу СРСР це стало для України одним з самих важливих завдань.

Тому з 1991 р. розпочалися пошуки нових способів зберігання ВЯП для всіх АЕС України, і насамперед для найбільшої АЕС України – Запорізької АЕС. За прогнозами фахівців, на цій станції через дефіцит вільних осередків у басейнах первинної витримки вже у 1998 році довелося б зупинити всі блоки та залишити без електроенергії половину підприємств та населення України. За погодженням із Держкоматомом України, ЗАЕС оголосила міжнародний конкурс на найкращий проект сховища для ВЯП.

Після ретельного аналізу було обрано проект, заснований на технології сухого вентильованого контейнерного зберігання, запропонований компаніями «*Sierra NewClear Corporation*» і «*Duke Engineering and Services*» (DE&S). Технологія фірми DE&S була визнана найбільш екологічно безпечною, практичною, ефективною, рентабельною для ЗАЕС, що саме вона найбільш відповідає потребам українських АЕС.

Проект фірми DE&S був ліцензований у наглядових органах США та на момент вибору для ЗАЕС був уже реалізований на двох АЕС США. При виборі враховували можливість виготовлення контейнерів для сухого зберігання відпрацьованого ядерного палива (СЗВЯП) на підприємствах України з вітчизняних матеріалів (наприклад, у м. Енергодар). Тип сховища було затверджено рішенням Науково-технічної Ради Держкоматому 12.01.1995 р.

У вибраному варіанті СЗВЯП використовується технологія зберігання ТВЗ у вертикальному положенні у бетонних контейнерах, що вентилуються. Контейнери забезпечують сухе, герметичне та безпечне зберігання ТВЗ. Кожен контейнер СЗВЯП розрахований на безпечне зберігання 380 ТВЗ (9000 ТВЕЛ) від реакторних установок ВВЕР-1000. Система є пасивною і після встановлення бетонних контейнерів на майданчик зберігання не потребує значного технічного обслуговування, крім контролю вмісту гелію (He) поблизу контейнерів СЗВЯП: обсяг контейнерів перед остаточним заварюванням кришки заповнюють газоподібним гелієм для контролю його герметичності. Термін функціонування контейнера СЗВЯП дорівнює 30 рокам, потім необхідне перевантаження в новий контейнер, рис. 4.18.



а

- 1 – датчик температурного контролю;
 2 – вхід повітря та напрямні пази для транспортування;
 3 – бетонний майданчик зберігання;
 4 – вихід повітря; 5 – кришка бетонного контейнера; 6 – силова та захисна кришки кошику; 7 – блок із 24-х напрямних трубок для ВЯП; 8 – напрямна трубка; 9 – корпус багатомісного кошика зберігання; 10 – обічайка; 11 – бетонний контейнер, що вентилюється.



б

Рисунок 4.18 – Контейнер СЗВЯП та його транспортування

а – конструкція контейнера СЗВЯП;

б – транспортування контейнера СЗВЯП

СЗВЯП складається з трьох основних частин, рис. 4.16,а: вентилязованого бетонного контейнера, кошика зберігання, перевантажувального контейнера. Вентилюваний бетонний контейнер СЗВЯП призначений для довгострокового проміжного зберігання ВЯП, забезпечуючи їх охолодження та необхідний біологічний захист. Охолодження здійснюється власною циркуляцією повітря навколо сталевих стінок кошика, який проходить по циліндричному зазору між зовнішньою поверхнею кошика і внутрішньою поверхнею бетонного контейнера. Вентилювані бетонні контейнери СЗВЯП

переміщують спеціальними транспортерами на бетонний майданчик, розташований у межах території АЕС, рис. 4.16,б. Кошик зберігання – це герметично закрита ємність, розрахована для розміщення у перевантажувальному контейнері СЗВЯП 24 ТВС з реактора ВВЕР-1000. Перевантажувальний контейнер – це ємність, призначена для тимчасового розміщення та транспортування завантаженого кошика від басейну первинної витримки до контейнера СЗВЯП. Основне призначення перевантажувального контейнера – забезпечити захист персоналу АЕС від радіаційного впливу під час виконання транспортно-технологічних операцій із кошиком. Контейнер виготовляється із зварних металевих конструкцій та бетону. У табл. 4.7 наведено конструкційні параметри перевантажувального контейнера СЗВЯП.

Таблиця 4.7 – Параметри перевантажувального контейнера СЗВЯП

Елемент	Параметр	Розміри, мм
Бетонна оболонка	Зовнішній діаметр	3378
	Внутрішній діаметр	2007
	Товщина	686
	Висота	5809
	Матеріал	бетон із портландцементу
Облицювання	Зовнішній діаметр	2007
	Внутрішній діаметр	1854
	Товщина	76
	Висота	5200
	Матеріал	сталь вуглецева А36
Кришка	Діаметр	2184,4
	Товщина	57

Для забезпечення зберігання ВЯП використовують обладнання, майданчики та системи ремонтних майстерень; зони зберігання та транспортування; системи дезактивації, електропостачання та зв'язку, вентиляції та кондиціювання; системи пожежогасіння.

Спочатку сухе зберігання було запроваджено не на всіх АЕС України, а лише на ЗАЕС. В серпні 2001 року на майданчику СЗВЯП був встановлений перший контейнер ВКЗ-ВВЕР, рис. 4.19. На рис. 4.20 подано план розміщення будівель та обладнання ЗАЕС.



Рисунок 4.19 – Майданчик СЗВЯП на ЗАЕС. Перші контейнери

В цілому на площадці СЗВЯП може бути встановлено 380 вентильованих контейнерів зберігання, що можуть вмістити 93 ТВЗ або 9000 ТВЕЛ-ів. ВЯП інших АЕС вивозили до сховищ Росії. З 2005 р. Україна заплатила Росії \$2 млрд за зберігання ВЯП з вітчизняних АЕС.

Створення власного сховища ядерних відходів (СВЯП) у 2,5 рази дешевше, ніж така передача на зберігання. Тому роботи зі створення нових видів власних сховищ

безперервно тривали і було запропоновано на території ЧАЕС створити нове центральне сховище – ЦСВЯП.

На ЦСВЯП (або СВЯП-2) зберігання ВЯП здійснюватиметься також за технологією сухого модульного зберігання у герметичних кошиках, заповнених інертним газом. Фахівці вважають, що довго зберігати ВЯП краще не у водному середовищі, а у газовому. Кошики будуть розміщені в бетонних модулях. Сама конструкція модуля буде служити радіаційним захистом, а також буде запобігати пошкодженню металевого кошика. Прийнята для СВЯП-2 технологія передбачає використання двох-стінного сухого екранованого пенала, конструкція якого забезпечує тривале зберігання за рахунок ізоляції від навколишнього середовища. Відповідно, радіаційний вплив на довкілля при нормальному зберіганні в бетонних модулях буде відсутній.

Перевантаження ТВЗ із басейну первинної витримки реакторної зони у вагон-контейнер здійснюється за допомогою спеціального пристрою, який дозволяє перевести контейнер у вертикальне положення, завантажити ТВЕЛ-и із гарячої камери, повернути в горизонтальне положення та перевезти на місце зберігання. Робота нового ЦСВЯП на території ЧАЕС (СВЯП-2) на повну потужність мала розпочатися 2020 року, і планувалося, що з 2022 року Україна зможе відправляти ВЯП з трьох своїх АЕС (Рівненської, Південно-Української та Хмельницької) на ЦСВЯП.

Перед війною роботи зі створення українського сховища добігали кінця.

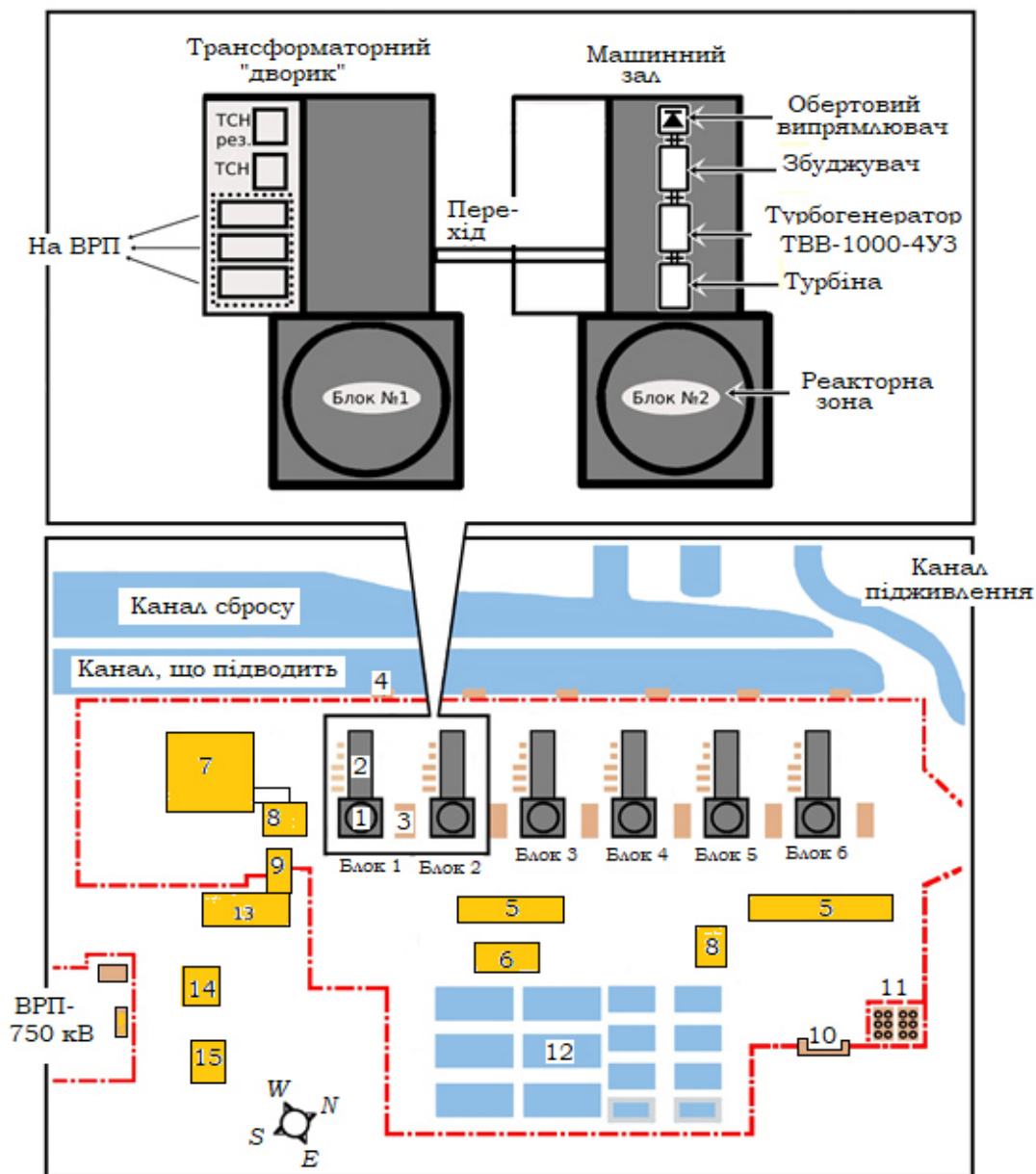


Рисунок 4.20 – План розміщення будівель та обладнання ЗАЕС

1. Реакторне відділення	9. Адміністративний корпус
2. Турбінне відділення	10. Контрольно-пропускний пункт 2
3. Дизель-генератор	11. Майданчик зберігання СЗВЯП
4. Блочна насосна станція	12. Бризкальні басейни
5. Спеціальні корпуси 1 і 2	13. Контрольно-пропускний пункт 1
6. Сховище твердих відходів	14. Повномасштабний тренажер
7. Допоміжний корпус	15. Навчально-тренувальний центр
8. Лабораторно-побутові корпуси	

Також планувалося, що за 9-10 років ВЯП з усіх блоків українських АЕС (ПУ-АЕС, РАЕС та ХАЕС) перемістять до СВЯП-2, де воно зможе зберігатися ще 100 років. рис. 4.21.



Рисунок 4.21 – ЦСВЯП за технологією сухого модульного зберігання (СВЯП-2) на території ЧАЕС

Економічна криза, а потім війна відсунула офіційне відкриття ЦСВЯП. Вже було розроблені та побудовані герметичні вагони-контейнери, в яких можна перевозити ВЯП та радіаційні відходи з АЕС у бетонні модулі зберігання СВЯП-2, рис. 4.22. І тільки у 2023 р. нове сховище ВЯП поступово почали вводити в експлуатацію.



Рисунок 4.22 – Герметичний вагон-контейнер для перевезення ВЯП

4.2 Технологічні процеси одержання енергії на електростанціях, що працюють від відновлюваних джерел енергії

4.2.1 Перспективні напрями використання ВДЕ

Для сучасної цивілізації потрібні ВДЕ. Вуглецеві джерела енергії (газ, нафта, вугілля, уран), що забезпечують до 87% світової енергетики, мають великі, але все ж таки обмежені запаси, які до того ж розподілені на Землі дуже нерівномірно. ГЕС та ГАЕС в цілому невеликі по потужності, прив'язані до місця і залежать від сезону. Для всіх цих станцій потрібні протяжні ПЛЕП. Електроенергію, що отримується від вітру та Сонця, можна отримувати безпосередньо біля споживачів, і в міру вдосконалення технологій з кожним роком це стає дедалі доступнішим.

Зростаючий інтерес до відновлюваних ресурсів пояснюється глобальним потеплінням на планеті, що є результатом дії парникового ефекту від промислової діяльності людей: емісія діоксиду вуглецю призводить до глобального потепління, а діоксид сірки (SO_2) є причиною кислотних дощів. Викиди CO_2 у країнах Азії досягають 16 тон/рік на одного мешканця; в Європі – 12 тон/рік. Пропозиції Кіотського протоколу (грудень 1997 р., конференція ООН щодо зміни клімату), в якому вперше було прописано квоти на викид парникових газів для кожної держави і який було ратифіковано 191 державою, позитивного ефекту не дали. Китай, США та Індія, на які припадає понад 50% загальносвітових викидів вуглекислоти, метану, озону, фреону та інших газів, відмовилися виконувати умови документа.

За оцінкою Єврокомісії (ЄК), з 1990 до 2016 року країни ЄС скоротили викиди вуглекислоти в атмосферу на 20,8 %. Однак Міжнародна спільнота вчених (*The Global Carbon Project*) вважає, що навіть у період дії Кіотського протоколу викиди збільшувалися приблизно на 3% на рік, можливо за винятком інтервалу з 2014 до 2016 року. Але вже 2016 року країни ЄС збільшили викиди вуглекислоти в атмосферу на 0,2%. Крім того, США в червні 2017 року заявили про вихід з Паризької угоди щодо клімату (2015 р.), яка була схвалена 195 країнами і прийшла на зміну Кіотському протоколу. Також відмовляється виконувати квоти Паризької угоди щодо клімату Китай, на який припадає близько 27% викидів вуглекислоти, метану, озону, фреону та інших газів.

Якщо продовжувати забруднювати атмосферу Землі такими темпами, то це може призвести до різкої зміни клімату, до танення льодовиків і, як наслідок, до підвищення рівня океану, руйнування земель, довкілля тварин і загрози самого існування людства. У цій ситуації необхідне використання ВДЕ, оскільки вони не порушують природного балансу енергії, одержуваного нашою планетою.

До ВІЕ відносяться сонячна енергія, енергія вітру, річок, припливів та океанських хвиль, енергія, що міститься в біомасі та органічних відходах. Загальна встановлена потужність ВДЕ в Україні з 2018 до 2021 року зросла більш ніж у чотири рази – з 2,3 ГВт до 9,6 ГВт. В світі у 2021 році частка електроенергії досягла 8,1% або 12,8 ТВт·год.

У табл. 4.8 представлені деякі дані щодо структури вироблення електроенергії від ВДЕ в Україні.

Таблиця 4.8 – Вироблення електроенергії від ВДЕ в Україні

Структура виробництва електроенергії від ВДЕ у 2015 та 2021 роках, %		
Види ВДЕ	2015	2021
Вітрові електростанцій (ВЕС)	13,0	26,5
Сонячні електростанцій (СЕ)	6,5	10,3
ГЕС, ГАЕС	76,1	51,3
Мікро-, міні- і малі ГЕС	1,3	1,4
Біо-електростанції	2,7	9,3
Геотермальні електростанцій (гео-ТЕС)	0,4	1,2
ВСЬОГО	100,0	100,0

Обов'язковим напрямком розвитку енергетики від ВДЕ є вдосконалення сховищ та систем накопичення електроенергії. Накопичувачі стануть резервним джерелом живлення у разі виключення природного надходження енергії, наприклад, у разі зменшення сили вітру або вночі, коли практично не працюють сонячні батареї. Тому до факторів, що впливають на майбутнє застосування ВДЕ, входять параметри та технології будівництва таких накопичувачів. Світовий ринок накопичувачів енергії до 2031 року може досягти 500 ГВт·год, при цьому 75% припадатиме на США та Китай. В Європі – трохи менше, і до 2031 року прогнозується лише 159 ГВт·год.

Експерти Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) визначають, що енергетична криза, що виникла у світі через вторгнення Росії в Україну,

швидше за все, прискорить глобальний перехід від використання викопного палива до "зеленої енергії", зокрема, отриманої від вітрових і сонячних станцій. МЕА прогнозує, що в світі ВДЕ к 2050 року будуть виробляти до 75-80% електроенергії у загальному обсязі всіх нових потужностей. Вважають, що домінуватимуть вітрова та сонячна (фотоелектрична) енергія.

4.2.2 Гідроенергетика

Натепер в загальному об'ємі джерел електроенергії, що в світі отримують від ВДЕ, 70% займають ГЕС (ГАЕС), а на початок 2023 р. частка гідроенергії у загальному обсязі світової електроенергії становила близько 20%.

На рис. 4.23 представлено схему виробництва електроенергії на ГЕС.

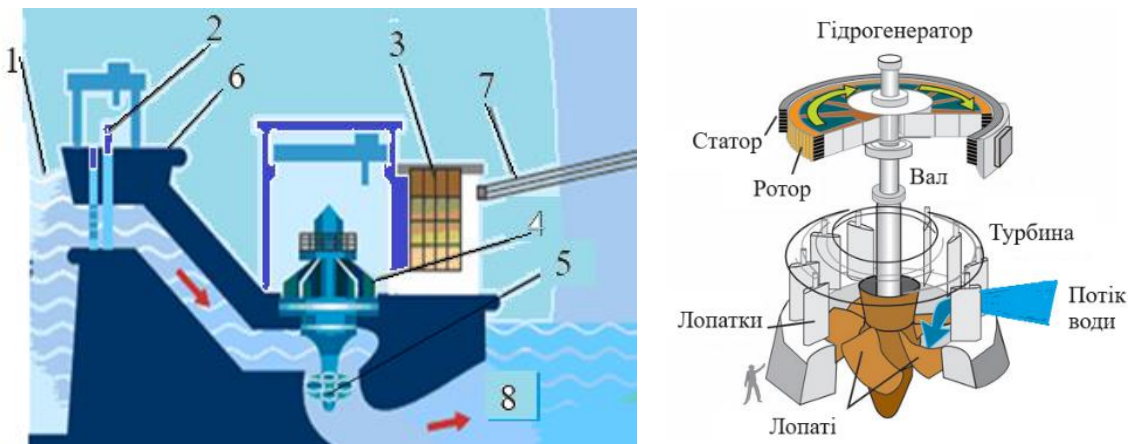


Рисунок 4.23 – Загальна схема виробництва електроенергії на ГЕС

- 1 – верхній басейн; 2 – затвор подачі води; 3 – трансформаторні підстанція;
4 – гідрогенератор; 5 – гідротурбіна; 6 – дамба (гребля);
7 – лінія передачі електроенергії; 8 – нижній басейн

Вклад гідроенергетики в різних країнах різний. У середині минулого століття в Європі та США ГЕС будували дуже активно, але з 1970-х років ця тенденція знизилася. Наприклад, натепер в США від всієї вироблюваної електроенергії від ВДЕ на ГЕС припадає лише близько 6%, але норвезькі ГЕС покривають потреби країни в електроенергії на 98%. В Австрії цей показник становить 65%, але до 2030 року країна має мету перейти на 100% ВДЕ.

Від ГЕС поступово відмовляються, оскільки вони шкодять довкіллю та не приносять достатнього прибутку. Нещодавно Світовий фонд природи заявив, що масштабне неконтрольоване будівництво ГЕС може спричинити

екологічну катастрофу, що ГЕС шкодять річковій екології: зникають унікальні види риб та інші організми, погіршується якість води. Їхнє будівництво призводить до переселення мільйонів людей, а випари із затоплених територій сприяють негативній зміні клімату. Але якщо розвинені країни відмовляються від ГЕС і навіть демонтують їх, то країни, що розвиваються, активно продовжують їх будувати – близько 3,7 тисяч великих і середніх ГЕС натеper знаходяться в стадії будівництва. При цьому дослідники зазначають, що ГЕС у країнах, що розвиваються, часто будують не для потреб громадян, а для великих індустріальних концернів. Наприклад, ГЕС, що будується на річці Конго, вироблятиме понад третину від усього нинішнього об'єму вироблення електроенергії в Африці. Але понад 90 % енергії цієї ГЕС піде на видобуток корисних копалин у Південній Африці, а не на забезпечення населення електроенергією. Від будівництва ГЕС на річці Меконг у Китаї, за оцінками дослідників, постраждає близько 60 млн осіб через зниження рівня води річки в країнах, що розташовані нижче за течією (у Таїланді, Лаосі, Камбоджі та у В'єтнамі), які живуть за рахунок рибальства.

Однак у забезпеченні стійкості роботи ОЕС гідроенергетика відіграє важливу роль, оскільки забезпечує енергетичну систему маневровими потужностями для регулювання добових графіків навантаження, покриває піки енергоспоживання, виконує функцію аварійного резерву. Гідрогенератори легко зупинити, щоб під час нічних провалів енергоспоживання, не виробляти надлишкову і непотрібну електроенергію, що допомагає підтримувати баланс активної та реактивної енергії в мережі. Це дуже важливо, тому що генератори ГЕС та ГАЕС знижують необхідність постійної роботи турбогенераторів ТЕС у перехідних режимах для регулювання балансу активної і реактивної потужності в мережі, що їх руйнує.

На 2020 р. найбільшою ГЕС в світі була ГЕС «Три ущелини» (22,5 ГВт) на річці Янцзи (Китай). Висота греблі – 185 м, довжина – 2309 м. Друга по потужності ГЕС «Ітайпу» (14 ГВт) на річці Парана (Бразилія та Парагвай). Висота греблі – 196 м, довжина – 7700 м. У китайській провінції Сичуань добудовується ГЕС «Байхетань» з греблею висотою 289 м. Вона має стати другою у світі за потужністю, але ненадовго, адже у Демократичній Республіці Конго вже зводять ГЕС «Гранд Інга» на 52 гідроагрегати, потужність якої складатиме 39 ГВт.

На сьогодні більш перспективним, ефективним і поширеним реальним джерелом регулювання вироблення та споживання електроенергії при зміні навантаження в ОЕС є ГАЕС. Генератори ГАЕС в нічні «провали» енергоспоживання не тільки не виробляють непотрібну електроенергію в мережу, а й переходять в режим двигуна (насосний режим) і забирають з мережі надлишкову електроенергію. У насосному режимі машина ГАЕС у нічний час переходить у режим двигуна, стає споживачем електроенергії, розвантажуючи мережу, і як насос перекачує воду у верхній басейн (б'йоф) водосховища з нижнього. Це забезпечує станцію запасами потенційної енергії на денний час.

Натепер у світі працює понад 460 ГАЕС сумарною потужністю близько 300 млн. кВт. Найбільша ГАЕС у світі має потужність (у генераторному режимі) 3,6 ГВт – це ГАЕС Feigning (2022 р., центральний Китай, провінція Хунань). На ній встановлено 12 реверсивних насосно-турбінних генераторів потужністю по 300 МВт. Будівництво цієї станції було розпочато ще у 2013 році. До того найбільшою була ГАЕС *Bath County* у США потужністю 3,003 ГВт. У Євросоюзі потужність ГАЕС в цілому становить понад 48 ГВт. Найбільшою станцією (1,8 ГВт) є ГЕС-ГАЕС «Гранд Мезо» у Франції. У 2021 р. був введений у промислову експлуатацію 4-й гідроагрегат Дністровської ГАЕС потужністю 324 МВт і загальна встановлена потужність її 7 гідроагрегатів досягла 1296 МВт (в генераторному режимі) та 1684 МВт (в насосному режимі). Натепер вона займає перше місце у Європі та шосте у світі.

ККД ГАЕС, під яким розуміють ставлення енергії, виробленої станцією в генераторному режимі, до енергії, витраченої в насосному режимі, змінюється від 50% на старих ГАЕС до 80% на нових. Але оскільки ці станції споживають більше енергії, ніж виробляють, їхня економічна ефективність багато в чому залежить від тарифу на електроенергію в години пік.

Для України з переважно рівнинним рельєфом будівництво додаткових потужностей ГЕС недоцільно. В цілому і до війни електроенергія від ГЕС/ГАЕС не перевищувала 7-9%. Через підлив Каховської ГЕС російськими окупантами 6 червня 2023 року ця частка є ще нижчою. Проте слід визнати, що робота ГАЕС є важливою для підвищення стійкості ОЕС. Генератор ГАЕС може включитися до мережі за 1-2 хв, а перехід із генераторного в насосний режим (режим двигуна) не перевищує 10 хв. Деякі сучасні ГАЕС здатні вийти на повну

потужність через 1,5 хв після запуску. Тобто ГАЕС можуть швидко реагувати на зміну навантаження, на відміну від дуже інерційних ТЕС і АЕС. Допустима кількість пусків на місяць оборотних гідроагрегатів ГАЕС сягає 700. Тому під час будівництва нових станцій та під час модернізації старих гідроагрегатів обирають не ГЕС, а ГАЕС.

Конструктивно ГАЕС можуть бути розділені на приливні та дериваційні, в яких концентрація діючого напору, тобто перепад між відмітками води у верхньому і нижньому водосховищах, здійснюється або греблею, або наземними або підземними тунельними або шахтними напірними водоводами. Вибір схеми концентрації напору для конкретної ГАЕС залежить від топографічних і геологічних умов місця будівництва станції.

Для забезпечення достатнього напору води на ГАЕС необхідний перепад висоти не менше 20-30 м між верхнім та нижнім басейнами. Для верхніх басейнів можуть використовуватися існуючі водойми (озера і водосховища) або створені штучні басейни. В якості нижніх, крім річок і озер, може використовуватися акваторія морських заток. Важливо, що ГАЕС може працювати в замкненій системі циркуляції води між верхнім та нижнім басейнами. В такому разі робота ГАЕС не буде залежати від сезонного напору води в річці, потребує менших територій під будівництво станції, водойм.

По компонованні електроенергетичного обладнання ГАЕС розрізняють дво-, три- та чотири-машинні гідроагрегати:

1) найбільш поширені двох-машинні агрегати, у яких є одна оборотна гідромашина (турбіна-насос) та одна електрична синхронна машина (генератор-двигун). У цьому агрегаті, залежно від режиму, гідроагрегат змінює напрямок обертання та змінює напрямок руху води при переході з генераторного режиму в режим двигуна (насосний режим);

2) у три-машинному агрегаті насос та турбіна розділені, але синхронна машина виконує функцію і генератора, і двигуна насоса;

3) у чотири-машинному агрегаті встановлено 4 одиниці обладнання: турбіна, насос, гідрогенератор та двигун насоса.

Інтерес до гідроенергетики посилюється у зв'язку з інтенсивним розвитком інших видів ВДЕ, на яких вироблення електроенергії нерівномірне, і питання накопичення та зберігання енергії стало ще актуальнішим. Одночасно з великими ГЕС (ГАЕС), останніми роками стали розвивати міні- та мікро-ГЕС,

які встановлюють на невеликих, мало-напірних річках, практично не завдають шкоди навколишньому середовищу та розміщуються близько до споживача.

4.2.3. Вітроенергетика

4.2.3.1 Стан та напрямки розвитку вітроенергетики. Прогнози

Хоча енергія вітру відома людству щонайменше 2000 років, але тільки в останні 35-40 років її почали використовувати для отримання електроенергії. Для помелу зерна в Персії (південний Іран) вже в 200-м році до н. е. використовували вітряні млини; також вони широко використовувались в інших регіонах ісламського світу. Хрестоносці в 13-м віці принесли їх ідею в Європу. Натепер в світі встановлено понад 20 тис. вітро-агрегатів, загальна потужність яких перевищує 16 ГВт. Сучасні вітроенергетичні установки (ВЕУ) мають потужність від одиниць кВт до 15 МВт і дозволяють ефективно з високою надійністю перетворювати енергію вітру в електроенергію. ВЕУ можуть використовуватися для різних цілей, починаючи від зарядки акумуляторних батарей (АБ) та енергопостачання індивідуальних об'єктів (будинки, ферми тощо) до подачі електроенергії до централізованих СЕП.

На суші в густонаселених європейських країнах не так легко знайти підходящі площі для встановлення великої кількості вітро-генераторів. Якщо, звичайно, не віддавати під них землі сільськогосподарського призначення. Тому наприкінці ХХ-го століття почало розвиватися будівництво ВЕУ на морських шельфах («офшорні» ВЕУ). У відкритому морі вітру завжди сильніші і більш постійні, тож можна встановлювати більш потужні ВЕУ, з більшими лопатями. Першу у світі вітроелектростанцію (ВЕС) морського базування «Vindeby» (відому як «Ravnosborg») потужністю 5 МВт у 1991 році побудувала Данія в Балтійському морі. Вона складалась з 11 вітротурбін потужністю по 450 кВт кожна. У Північному морі між Британськими островами, Скандинавією і континентальною Європою завжди сильні вітри. Саме у цьому місці, на неглибокій частині Атлантичного океану встановлена найбільша кількість вітро-парків, сумарна потужність яких наближається до 20 ГВт, що можна порівняти з 20 блоками АЕС з турбогенераторами потужністю по 1 ГВт (1000 МВт). Будівництво ВЕС на шельфах Північного моря продовжується.

В вересні 2022 р. міністри енергетики країн-членів ЄС: Бельгії, Данії, Німеччини, Ірландії, Люксембургу, Нідерландів, Франції та Швеції, а також Норвегії, яка у багатьох сферах тісно співпрацює з ЄС, – погодили та оприлюднили у Дубліні перспективний інвестиційний план. Згідно з цим планом вже в 2030 році потужність вітро-парків у Північному морі збільшиться майже в чотири рази – до 76 ГВт, до 2040 року – до 138 ГВт, а до 2050 року, коли в ЄС хочуть досягти кліматичної нейтральності, має бути побудоване 260 ГВт. Домовились з'єднувати північноморські вітро-парки, що споруджуються, підводними кабелями відразу з кількома країнами, що має забезпечити перетікання електроенергії туди, де її зараз найбільше потребують. До цього плану приєдналось ще 5 країн Північної Європи. і вона буде поширена на весь північноморський регіон (за винятком Великобританії, що вийшла з ЄС).

Розвиток європейської вітроенергетики йде і на морі, і на суші:

- у січні 2019 р. біля берегів Великобританії запрацювала найбільша у світі плавуча ВЕС *Walchem при ventpeney Extension* потужністю 659 МВт. Станція має 40 ВЕУ потужністю 7 МВт кожна (висота 188 м, фірма *Siemens Gamesa*) і 47 ВЕУ потужністю по 8 МВт (висота 195 м, фірма *MHI Vestas*), [42]. Згідно з дослідженням Імперського коледжу Лондона, за перші три місяці 2023 року третина електроенергії Великобританії надходила від ВЕС;

- в липні 2022 р. на атлантичному узбережжі Франції поблизу Сен-Назера почав виробляти електроенергію перший во Франції морський вітропарк, що складається з 80 ВЕУ. У той же день німецька енергетична компанія *RWE* та грецька *Hellenic Petroleum Windparks* оголосили про намір спільно розробляти, будувати та експлуатувати морські вітропарки біля грецького узбережжя Середземного моря;

- в серпні 2022 р. прем'єр-міністр Латвії Криш'яніс Каріньш оголосив на установчих зборах компанії «Латвійські вітропарки», що вирішено вкласти у вітроенергетику приблизно 1 мільярд євро і що це стане однією з найбільших інвестицій в історії країни;

- в серпні 2022 р. поблизу Амстердама офіційно ввійшов до строю найбільший у Нідерландах наземний вітропарк *Zeewolde*, що складається з 83 ВЕУ сумарною потужністю 320 МВт. Цій вітропарк перебуває у власності місцевих селян. Приблизно 200 родин взяли кредити та інвестували близько

0,5 млрд євро, щоб мати додатковий регулярний дохід від постачання «зеленої електрики» в 300 тисяч домашніх господарств.

У 2023 році в Китаї запустила вхід найбільший в світі вітрогенератор офшорного базування. Кожна лопать має довжину по 123 м, за один оборот виробляється близько 34.2 кВт·годин електроенергії. Очікується, що щорічно вітрогенератор буде виробляти близько 66 ГВт·годин.

У 2017 р. в Україні, у Миколаївській області було введено в експлуатацію найпотужнішу на той час ВЕУ (3,2 МВт). У 2018 році на території України функціонувало 14 ВЕС загальною встановленою потужністю 426,2 МВт. На Запоріжжі до війни велося будівництво найбільшої в Європі наземної ВЕС потужністю 500 МВт, виконували підготовчі роботи по створенню ВЕУ потужністю по 10 МВт. На 2020 рік в Україні працювало 5 потужних ВЕС, табл. 4.9, [66].

Таблиця 4.9 – Найбільші вітрові електростанції України станом на 2020 р.

Назва ВЕС	Початок експлуатації	Загальна потужність ВЕС, МВт	Кількість турбін (ВЕУ)	Висота вежі/ діаметр лопатей, м
Ботієвська ВЕС	2014	200	65 турбіни V-112 по 3 МВт (Vestas)	94/112
Приморська ВЕС	2019	200	52 турбіни GE-130 та GE-137 по 3,8 МВт	110/137
Мирненська ВЕС	2019 (будується)	163	35 турбін V-150 по 4,2 МВт та 4 турбін V-150 по 4 МВт (Vestas)	100-120/140
Орлівська ВЕС	2019	98,8	26 турбін V-126 по 3,8 МВт (Vestas)	112/126
Новотроїцьк ВЕС	2019	72,6	12 турбін V-126 по 3,65 МВт та 8 ВЕУ V-136 по 3,6 МВт (Vestas)	117/126 та 117/136
Овер'янівська ВЕС	2018	68,4	турбіни V-136 (Vestas) по 3,65 МВт	117/136
Вітряний парк Новоазовський	2011	57,5	23 турбіни FL2500-100 по 2,5 МВт	98,2/100

В 2015 році біля м. Старий Самбір Львівської області була пущена перша ВЕС в Західній Україні «Старий Самбір-1». Будівництво ВЕС здійснювалось у два етапу: у лютому 2015 року було запущено 2 агрегати Vestas V-112 загальною потужністю 6,6 МВт, а у жовтні 2016 року – ще 2 агрегата. Висота щогли ВЕС – 119 м, довжина лопаті – 56 м. Загальна встановлена потужність 13,2 МВт – 4 генератора по 3,3 МВт. За даними Нацкомісії України з державного регулювання енергетики та комунальних послуг на кінець 2021 року, загальна потужність ВЕС становила 1673 МВт.

Війна знищила близько 80% встановленої потужності ВЕС в Україні.

4.2.3.2 Енергія вітру та визначення вітрового потенціалу території

Вітер – спрямоване переміщення повітряних мас, що виникає через нерівномірне нагрівання Сонцем поверхні Землі. Тому енергію вітру можна сприймати як одну із форм використання сонячної енергії. Поверхня води та території, закриті хмарами, нагріваються повільніше, ніж інші поверхні. Повітря, що знаходиться над нагрітою поверхнею, піднімається нагору, створюючи внизу області зниженого тиску. З областей підвищеного тиску повітря переміщається у бік областей низького тиску, створюючи вітер. Вітер постійно змінюється, залежить від сезону, часу доби, наявності поряд морів та великих озер, рельєфу земної поверхні, включаючи різні природні та штучні перешкоди, такі як пагорби, гори, озера, дерева та будівлі. Перешкоди знижують швидкість вітру, призводять до завихрень, що ускладнює перетворення енергії вітру в електроенергію.

Швидкість вітру залежить від висоти над рівнем землі: ближче до землі вітер уповільнюється за рахунок тертя о земну поверхню та посилюється на висотах. Над полями і пустельними територіями зі збільшенням висоти в два рази швидкість вітру збільшується приблизно на 12 %. Тому ВЕС намагаються розташовувати на пагорбах, далеко від високих дерев, житлових будинків та інших споруд. Середньорічна швидкість вітру характеризує вітровий потенціал території і визначається, як середнє арифметичне значення всіх швидкостей вітру, що спостерігаються, протягом року.

Середні швидкості вітру обчислюють для місячних, добових і навіть годинних періодів.



Рисунок 4.24 – Виробництво електроенергії вітро-генератором потужністю 10 кВт в залежності від середньорічної швидкості вітру (Харківська область)

Енергія вітру перебуває у кубічній залежності від його швидкості, тобто подвоєння швидкості вітру дає збільшення енергії у 8 разів. Таким чином, при середній швидкості вітру 5 м/с виробляється приблизно 2 рази більше енергії, ніж при вітрі із середньою швидкістю 4 м/с, рис. 4.24. По світовим нормам вважається, щоб ВЕУ була рентабельна, середньорічна швидкість вітру в конкретному регіоні повинна становити не менше 5 м/с. Якщо швидкість вітру менша за 1,5 м/с, промислові ВЕУ не функціонують. А при ураганах (швидкість вітру понад 25-28 м/с)

система автоматики ВЕУ спеціально «виводить» його з-під вітру, гальмує для безпеки. При швидкості вітру понад 12 м/с включаються обмежувачі швидкості обертання лопатей ВЕУ.

Україна має значні ресурси вітрової енергії, і, що важливо, вони зосереджені головним чином у тих регіонах, де відсутнє (або нерентабельне) централізоване енергопостачання. Найбільш перспективними регіонами для використання енергії вітру є узбережжя Чорного та Азовського морів, Прикарпаття та Закарпаття, Одеська, Херсонська та Миколаївська області. Необхідною умовою надійного функціонування ВЕУ є рівномірність та повторюваність вітрових навантажень. А основним недоліком вітроенергетики є мінливість та нерегульованість потоку вітру, що не дозволяє прогнозувати об'єми виробництва електроенергії навіть на добу.

Війна зруйнувала багато встановлених потужностей: по дослідженню REN-21 аналітичного центру відновлюваних джерел енергії та Європейської економічної комісії ООН станом на червень 2022 року 90% потужностей вітрової енергетики та 30% потужностей сонячної енергетики в країні були виведені з експлуатації, [98].

4.2.3.3. Типи ВЕУ, комплектація і правила установки

ВЕУ – інженерна система, яка перетворює енергію вітру в механічну енергію вітроколеса, а потім в генераторі, що з'єднаний валом з вітроколесом, вона перетворюється в електричну енергію. Група ВЕУ має назву вітроферма або ВЕС.

В перших ВЕУ застосовували вітроколеса «активного» (карусельного) типу, в яких безпосередньо використовували силу тиску вітру. Однак такі установки мали дуже низький ККД (менше 20 %), тому нині для виробництва енергії їх не застосовують. В даний час застосовуються дві основні конструкції вітроагрегатів: горизонтально-осьові та вертикально-осьові ВЕУ, в яких використовується підйомна сила, що діє на лопаті ВЕУ (рис. 4.25). Обидва типи ВЕУ мають приблизно рівний ККД, проте найбільшого поширення набули вітроагрегати першого типу.

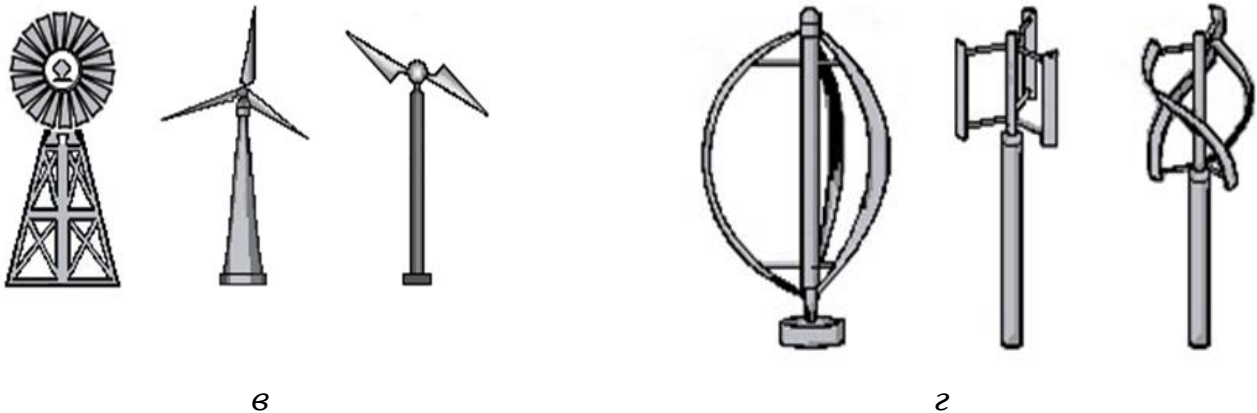
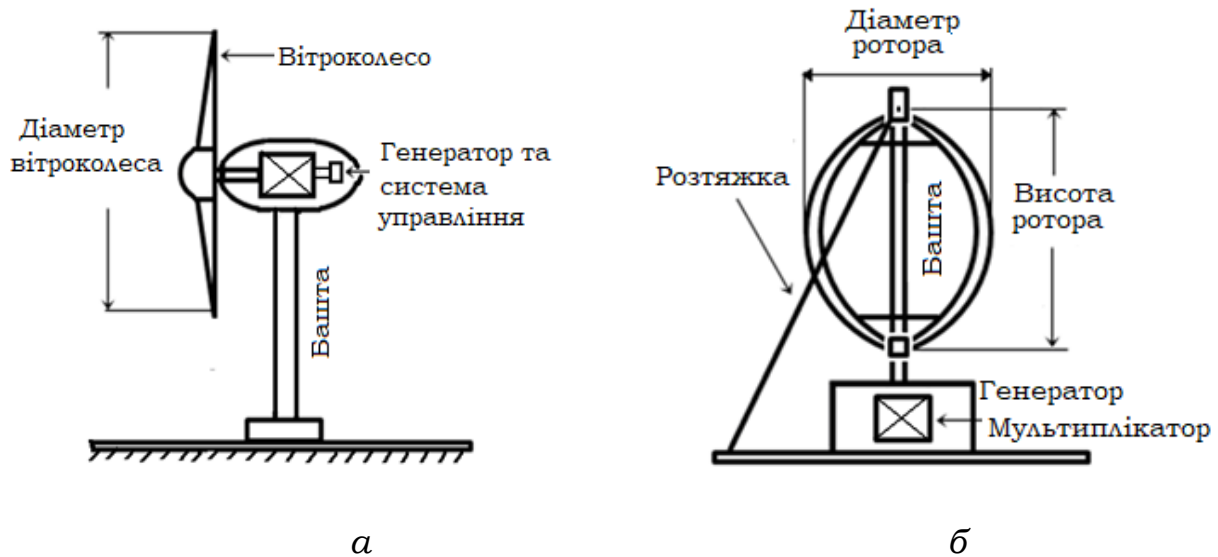


Рисунок 4.25 – Основні види конструкцій вітроагрегатів:

а, в – горизонтально-осьова; *б, г* – вертикально-осьова

Серед установок з вертикальною віссю обертання найбільш поширені ВЕУ з роторами Савоніуса, Ленца, Дар'є, Масгрува, Еванса, чашкові ротори, рис. 4.26.



а

б

в

Рисунок 4.26 – ВЕУ з вертикальною віссю обертання
а – ротор Савоніуса; б – ротор Ленца; в – ротор Дар'є

Установка з ротором Ленца має таку назву що в них застосовують принцип магнітної левітації, вони мають магнітний підшипник, який розраховують по правилу Ленца. ВЕУ Ленца надійні, тихохідні і безшумні, мають легкий старт і високу зносостійкість. Вертикальний вітро-генератор Ленца можна використовувати як автономне джерело електроенергії, а також паралельно з електромережею. Його установка може проводитися на будь-якій поверхні, в тому числі на дахах і балконах квартир. Лопаті такого вітрогенератора крутяться паралельно землі і напрямок вітру не має значення для їх руху.

Принципом дії є принцип магнітної левітації, закон електромагнітної індукції Лоренца – Ленца: індукційний струм, який наводиться в підшипниках, завжди має такий напрям, що він послаблює дію причини, що збуджує цей струм. В ВЕУ Ленца замість звичайних підшипників, які часто виходять з ладу через постійне механічного навантаження, використовуються магнітні. Вісь ротора ВЕУ утримуються за допомогою магнітного поля, фактично висить в повітрі в певній точці простору, опираючись на підшипники. При обертанні утворюються три сили: підйомна, імпульсна і сила гальмування. Завдяки двом першим лопаті пристрою крутяться. Завдяки застосуванню магнітного підшипника (правило Ленца), такий вітрогенератор є одним з найефективніших генераторів, який вирізняється легкістю старту обертання і високою зносостійкістю.

ВЕУ складається з гондоли, в якій розміщені електрогенератор та допоміжне обладнання, лопатей та щогли, рис. 4.27. На рис. 4.28 представлений варіант компонування гондоли ЕО для ВЕУ невеликої (рис. 4.28, а) і середньої потужності (рис. 4.28, б).

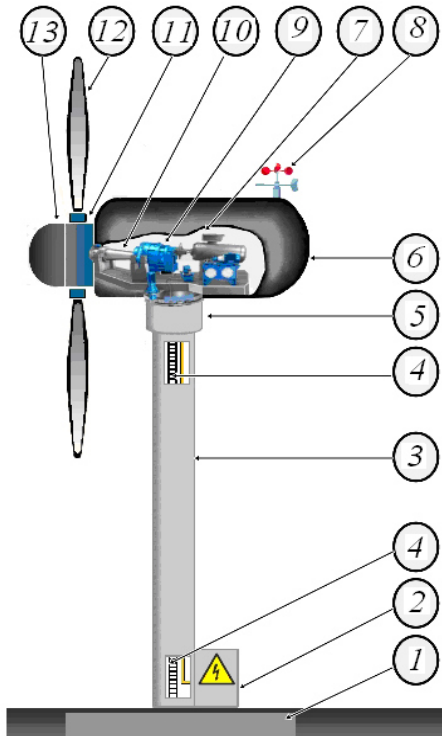
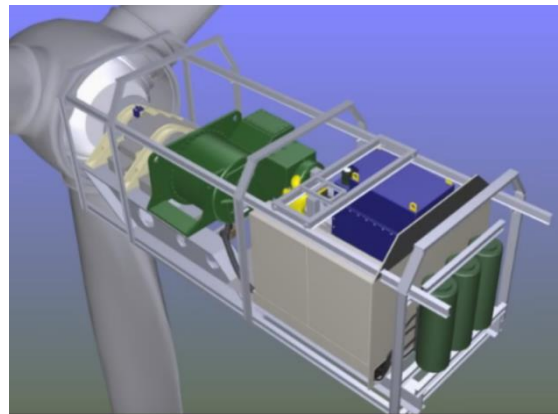
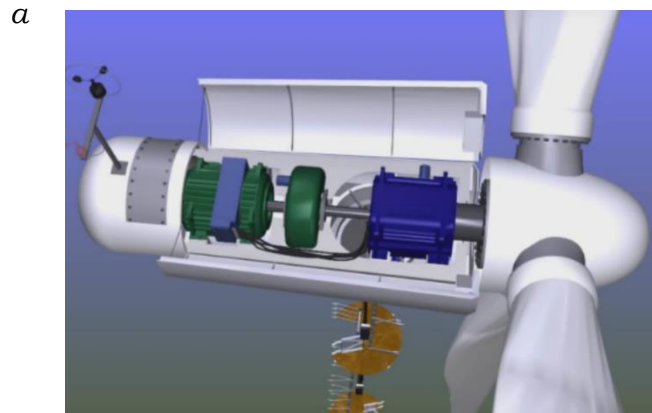


Рисунок 4.27 – Структурна схема ВЕУ: 1 – фундамент; 2 – силова шафа; 3 – опора; 4 – сходи; 5 – поворотний механізм; 6 – гондола; 7 – генератор; 8 – система стеження за напрямком та швидкістю вітру (анемометр); 9 – гальмівна система; 10 – трансмісія; 11 – лопаті ротора; 12 – система зміни кута атаки вітру на лопаті; 13 – ковпак ротора



б

Рисунок 4.28 – Схема компонування ЕО у гондолі ВЕУ
а – ВЕУ невеликої потужності;
б – ВЕУ середньої потужності з блоком акумуляторних батарей

Призначення основних компонентів ВЕУ:

1) вітроколесо перетворює енергію вітрового потоку на механічну енергію обертання турбіни. Діаметр вітроколеса змінюється від кількох метрів до десятків метрів. Вітроколесо встановлюють на вежі (її іноді зміцнюють сталевими розтяжками). Зазвичай це циліндричні щогли, хоча

застосовуються і ґратчасті вежі. На рис. 4.29 представлено внутрішню частину циліндричної вежі ВЕУ. Частота обертання змінюється від 15 до 100 об/хв. Для ВЕУ, з'єднаних із мережею, частота обертання вітроколеса має бути постійною; для автономних систем з випрямлячем та інвертором можлива змінна частота;



Рисунок 4.29 – Схема компонування циліндричної вежі ВЕУ (вигляд всередині)

2) мультиплікатор – проміжна ланка між вітроколесом та генератором; він підвищує частоту обертання валу вітроколеса та забезпечує узгодження з оборотами генератора. Винятком є ВЕУ малої потужності з генераторами на постійних магнітах, де мультиплікатори зазвичай не застосовуються;

3) основа (фундамент) призначена для встановлення ВЕУ.

При сильних поривах вітру та ураганах лопаті ВЕУ автоматично зупиняються. Для цього вони оснащуються гальмівними пристроями. Горизонтально-осьові ВЕУ також мають у своєму складі пристрій, що забезпечує автоматичну орієнтацію вітроколеса по вітру.

Вітроенергетика має особливості:

1) не завжди є можливість встановити ВЕУ поруч із споживачами електроенергії через відсутність вільних земельних ділянок або недостатню швидкість вітру. Будівництво ВЕС супроводжується розвитком інфраструктури для передачі, транспортування та розподілу електричної енергії;

2) потужність ВЕУ залежить від погодних умов, що призводить до нерівномірного вироблення електроенергії. Порівняно з іншими станціями ВЕС мають найменший рівень прогнозованості вихідних параметрів. Переваги та недоліки одержання вітрової енергії наведені в табл. 4.10;

Таблиця 4.10 – Переваги та недоліки отримання вітрової енергії

Переваги	Недоліки
Вітрова енергія є поновлюваною, тобто невичерпна	Нестабільність джерела – нестабільність вітру, тож неможливо гарантувати отримання необхідної кількості електроенергії
Виробництво енергії ВЕУ не супроводжується викидами в атмосферу вуглекислого чи іншого газу. Зменшується вітрова ерозія земель	Низька питома щільність електроенергії, що виробляється.
Зменшення потужності вітрів над ділянками суші та над акваторіями водосховищ та водойм.	Акустичний вплив (шумові ефекти) та оптичний вплив – зменшення прозорості атмосфери. Вплив на кліматичні умови, аж до посухи
Ергономічність (ВЕУ займають невелику площу та легко вписуються в будь-який ландшафт, а також добре поєднуються з іншими видами господарського використання територій)	Електромагнітний вплив, що перешкоджає радіозв'язку. Вплив на орнітофауну (ризик для птахів, кажанів) та на іхтіофауну (ризик для риб та тварин при морському або прибережному розміщенні ВЕУ). Можливий біо-резонанс.
Просте обслуговування, швидке встановлення, низькі витрати на технічне обслуговування та експлуатацію	Можливі аварійні ситуації при експлуатації ВЕУ: ризики руйнування конструкції вітро-башти, поломок або пошкоджень елементів вітроколеса. При його руйнуванні можливе руйнування поряд розташованих будівель та споруд. Існує проблема утилізації відпрацьованих лопатей.

3) можлива паралельна робота різних джерел енергії. Наприклад, ВЕУ та дизель-генераторна станція (ДЕС). Продуктивність ДЕС не залежить від швидкості та ресурсів вітру. При паралельній роботі ВЕУ і ДЕС вклад вітроагрегату в загальну систему за потужністю не повинен перевищувати

15–20 % від потужності дизель-генератора. Тому більш рентабельним буде використовувати їх окремо. У режимі роздільної роботи ВЕУ та ДЕС можна підняти частку участі ВЕУ до 50-60% і більше. Це ускладнює систему за рахунок необхідності введення системи управління, випрямлячів, інверторів та накопичувачів (акумуляторних батарей, гідро- та аеро-накопичувачів), які акумулюють надмірну енергію від вітро-агрегату. Дизель-генератор включають у періоди вітрового затишшя або якщо розрядилися акумуляторна батарея (АБ);

4) вітро-сонячні (гібридні) системи, рис. 4.30. Використання сонячної енергії разом із ВЕУ (установка фотоелектричних батарей (ФБ)) досить ефективно. Поєднання цих систем вигідно для індивідуальних споживачів своєю стабільністю, незважаючи на їхню досить високу вартість, рис. 4.31;



а



б

Рисунок 4.30 – Гібридна вітро-сонячна станція:
а – Флорида, США; б – Запорізька обл., Україна

5) можливе використання ВЕУ спільно з міні- та мікро-ГЕС. У таких системах за вітряної погоди ВЕУ виробляє електроенергію, а надлишки енергії використовують для закачування води з нижнього б'єфу у верхній. У періоди затишшя енергія виробляється на міні- та мікро-ГЕС, які особливо ефективні при малих для ГЕС/ГАЕС гідроресурсах;

б) генератори ВЕУ, підключені до енергомереж, отримують від неї активну та реактивну потужність для забезпечення запуску, роботи та контролю. А електроенергія, вироблена на ВЕУ, віддається безпосередньо в мережу.



Рисунок 4.31 – Приклад вітро-сонячної установки для приватного будинку з резервним дизель-генератором

Синхронізація електричних параметрів генератора ВЕУ із параметрами мережі забезпечується за рахунок регулювання струму збудження. Сполучені з мережею ВЕУ встановлюються на територіях зі стійкими вітроенергетичними ресурсами. На вітростанціях ВЕУ встановлюються рядами перпендикулярно до панівного напрямку вітру. Під час побудови ВЕС будують шляхи для обслуговування агрегатів та підстанцій. Зазвичай ділянка землі, відведена під ВЕС, використовується і для інших потреб, наприклад, сільськогосподарських.

Для ВЕС застосовують об'єднання ВЕУ потужністю від 250-1000 кВт і більш. Загальна потужність ВЕС може досягати десятків і сотень МВт. Цей тип станцій стає дедалі популярнішим, особливо у країнах, де реалізують мету зниження емісії парникових газів, (Київський протокол, Паризька угода) [46].

ВЕУ повинні бути віддалені від інших установок, щоб уникнути ефекту вітрового екранування та виникнення небажаної турбулентності вітрового потоку. Близьке розташування на ВЕС одного агрегату поруч з іншим може призвести до того, що в зону дії наступного вітроагрегату потрапляє «відпрацьований вітер», ослаблений проходженням через вітроколесо першої ВЕУ. Це призводить до зниження потужності, а виниклі завихрення вітрового

потоків можуть викликати небезпечні навантаження на механічні елементи ВЕУ. Для зменшення взаємного впливу ВЕУ вони повинні бути віддалені один від одного на відстань, не менше 5-10 діаметрів вітроколеса.

Як було зазначено, ВЕУ можуть встановлюватися на суші (*on-shore*) і водної поверхні (*off-shore*), рис. 4.32. Робота офшорних ВЕУ аналогічна до роботи установок, розміщених на суші, але їх конструктивні елементи мають підвищений захист від корозії. На рис. 4.33 показані різні варіанти монтажу опор офшорних ВЕУ на морському дні, які за принципом кріплення схожі на кріплення буйка. Можлива установка на глибині не більше 60 м, а далі використовують плавучі платформи для ВЕУ. Електричний кабель від офшорної ВЕУ до трансформатора на берег прокладають під водою.



Рисунок 4.32 – ВЕУ, встановлені на морському шельфі (*off-shore*)

Питання розміщення та вибір конструкції ВЕС вирішується з урахуванням екологічної безпеки для довкілля: людей, тварин, птахів. ВЕУ мають аеродинамічний шум, який може спричинити дискомфорт людям. З цієї причини в деяких країнах Європи ухвалено закон, за яким відстань від ВЕУ до житлових будинків має бути не менше 300 м, а рівень шуму не повинен перевищувати 45 дБ вдень і 35 дБ вночі. Від роботи ВЕУ вдень гинули птахи, а вночі дуже вразливими виявилися кажани, оскільки через будову їх легень вони отримують смертельні баротравми при попаданні в область зниженого тиску біля країв лопатей.

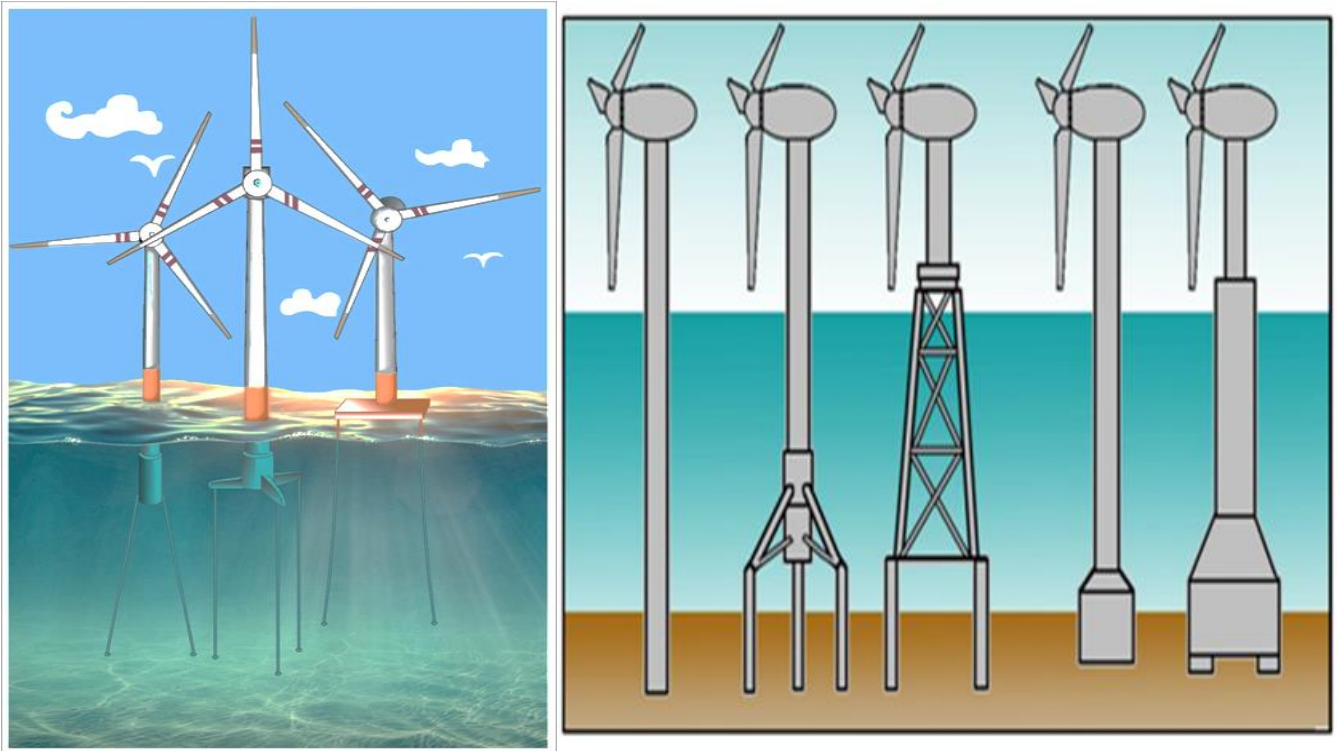


Рисунок 4.33 – Приклади монтажу опор офшорних ВЕУ на морському дні

До нових рішень створення вітрополів в морі слід віднести розробку нового проекту гігантської плавучої стіни вітряних турбін, висота якої дорівнює 320 м (2023 рік), що розроблена норвезькою компанією *Wind Catching Systems (WCS)*. Замість однієї великої турбіни з лопатями максимальної довжини проект *WCS* виглядає як суцільна стіна із 150 турбін із діаметром лопатей до 30 м кожен. Завдяки такій висоті суцільна стіна може зібрати максимум енергії з невеликої площі. Виробництво, складання та обслуговування секційної установки очікується дешевшим за обслуговування однієї гігантської вітряної вежі, рис. 4.34. Очікується, що утилізація лопатей такої конструкції також буде простіше і повніше, на відміну від 100-м лопатей сучасних ВЕУ, які доводиться закопувати в землю. Спрощується система передачі електроенергії з моря до материка.

Прагнення збільшувати потужність морських ВЕУ пояснюється тим, що більшість витрат на їх встановлення припадає на облаштування фундаменту на морському дні (див. рис. 4.32). Чим більша потужність вітрогенератора, тим менша питома вага умовно-постійних витрат на одиницю електроенергії, яку він виробляє.



Рисунок 4.34 – Плавуча стіна з вітряних турбін норвезької компанії *Wind Catching Systems* (2023 рік)



Рисунок 4.35 – Безлопатева вітряна турбіна *Vortex Bladeless* (фото Vortexbladeless.com)

Розвиток вітроенергетики йде постійно в різних країнах. Тому цікавою виявилася нова розробка іспанської компанії *Vortex Bladeless* – безлопатева вітротурбіна. Вони безпечніші для довкілля і є альтернативою вже відомим вітротурбінам. У такій вітротурбіні лопаті виконані у вигляді пропелера, вона має вигляд «сигарети-самокрутки» та генерує електроенергію завдяки ефекту завихрення, рис. 4.35.

Зазвичай інженери борються з ефектом гойдання вітроферм від завихрень повітря, оскільки це може спричинити руйнування конструкцій, але розробникам *Vortex Bladeless* вдалося використати ефект розгойдування.

Легка конструкція з композитного матеріалу, що складається зі скла та вуглецевого волокна, дозволяє зробити завихрення у турбіні синхронними, а вібрації – максимальними. Амплітуда руху турбіни збільшується не тільки під впливом вітру, але і завдяки двом магнітам, що розташованим внизу щогли і виконують роль «неелектричного двигуна». ККД безлопатевої турбіни *Vortex Bladeless* в середньому в 3 рази менше, ніж лопатевої.

Але компенсувати різницю, на думку розробників, можна за рахунок більшої кількості компактних конструкцій на ідентичній за розміром площі. До того ж, безлопатеві турбіни дешевші, вони безшумні та безпечніші для навколишнього середовища (у лопаті випадково не потрапляють птахи та кажани).

Дослідники вважають, що перспективні також «літаючі» ВЕУ, які в даний час активно розробляються в Саудівській Аравії, Великобританії (Шотландії), Норвегії тощо.

4.2.3.4 Типи генераторів для ВЕУ

Проблеми сучасної електроенергетики: війна, економічна криза, знос обладнання тощо, – потребують постійного дослідження. До таких рішень відноситься вибір напрямків подальшого розвитку електроенергетики від ВДЕ.

В Україні актуальним і перспективним є отримання рішень щодо подальшого вдосконалення ВЕУ, розробка нових технічних рішень, направлених на підвищення ККД ВЕУ, зниження порогу мінімальної швидкості вітру в умовах нашої країни з забезпеченням рентабельності роботи ВЕУ, що дозволить розширити території можливого використання ВЕУ не тільки для побутового споживача, але й для підвищення ролі ВЕС в промисловому виробництві електроенергії.

Слід пам'ятати, що тільки 59% (критерій Бетца $16/27=0,59$) механічної енергії вітрового колеса може перетворитися в електричну енергію генератора; тобто тільки 59% потужності потоку повітря, що проходить через площу, яку обмітає вітрове колесо, перетвориться в електричну енергію генератора ВЕС. Інколи критерій Бетца називають теоретичним КПД ідеального вітрового колеса. Але, як показує практика, ККД навіть для кращих вітрових колес не перевищує 40-45%.

Для визначення оптимального типу електричного генератора для ВЕУ використовують критерії Вальда, Лапласа, Гурвіца, Севіджа, критерій додатків, критерій нестримного оптимізму. Важливо, що ці розрахунки дозволяють отримати результат порівняння в відносних одиницях, що дозволяє не враховувати додатково коефіцієнт інфляції.

Наприклад, вибір рішення по критерію Вальда (r_{ij}), який ще називають міні-максимальний критерій (ММ-критерій) відбувається таким чином:

матриця рішень доповнюється додатковим стовпцем з найменших результатів e_{ir} кожного рядка. Необхідно вибрати ті варіанти в рядках яких мають найбільше значення e_{ir} цього стовпця:

$$r_{jr} = \max_i \cdot \min_j e_{ij}$$

Вибрані варіанти виключають ризик помилки. Це означає, що обране рішення не може мати гірший результат, ніж той, на який він орієнтується. Ця властивість дозволяє вважати ММ-критерій одним з фундаментальних.

Як генератори для ВЕУ можна розглядати такі машини:

- асинхронні генератори (АГ) з КЗ ротором, (фактично серійна асинхронна машина), знаходять найбільше застосування для автономних ВЕУ потужністю до 200-500 кВт, рис. 4.36,а;



а



б



в

Рисунок 4.36 – Генератори, що можуть бути запропоновані для ВЕУ

а – асинхронний генератор з короткозамкненим ротором;

б – синхронна машина з радіальним розміщенням постійних магнітів на роторі; в – синхронний генератор з електромагнітним збудженням

- багатополюсні тихохідні синхронні генератори (СГ) з магнітоелектричним збудженням (з постійними магнітами). Це СГ потужністю до 50-100 кВт, рис. 4.36,б;

- швидкохідні СГ з електромагнітним збудженням потужністю понад 500 кВт, встановлюються разом із мультиплікаторами, рис. 4.36,в;

- асинхронізовані синхронні турбогенератори (АСТГ). Вони поки не застосовуються в нашій країні, але мають переваги – стійке перетворення кінетичної енергії в електричну, стабільна частота генерованої напруги.

- для ВЕУ мегаватного діапазону потужності найбільш рентабельні синхронні ТГ з електромагнітним збудженням. Але є проблема підвищення башт ВЕУ (до 300 м) та встановлення на такий висоті важких машин.

В табл. 4.11 показані результати порівняння вартості та енергетичних показників генераторів для ВЕУ потужністю від 1 кВт до 10 кВт та від 10 кВт до 100 кВт.

Таблиця 4.11 – Порівняльний аналіз вартості та енергетичних показників різних типів генераторів для ВЕУ, в.о.

Тип генератора	Критерій Вальда	ККД	Витрати на обслуговування	Витрати на монтаж	Вартість генератора і вмісту гондоли	Вартість ВЕУ
До 10 кВт						
АГ з КЗ ротором	0,096	0,80	0,638	0,479	0,288	0,096
СППМ	0,100	0,93	1,00	0,50	0,286	0,100
СГ	0,096	0,82	0,528	0,475	0,256	0,095
АСГ	0,095	0,83	0,526	0,473	0,248	0,095
До 500 кВт						
АГ з КЗ ротором	0,099	0,80	0,638	0,479	0,275	0,096
СППМ	0,100	0,90	1,00	0,5	0,26	0,100
СГ	0,096	0,86	0,528	0,475	0,23	0,095
АСГ	0,096	0,87	0,526	0,473	0,228	0,095

Аналізуючи результати табл. 4.11, можна побачити, що натеper при потужності до 10 кВт краще використовувати СГ зі збудженням від постійних магнітів (СППМ), але при потужності від 10 кВт більш рентабельні і перспективні АГ з КЗ ротором.

Ця межа не є постійною. З часом технології виготовлення постійних магнітів удосконалюється, їх собівартість знижується. Тож дослідження щодо вибору генераторів для ВЕУ необхідно вести постійно.

У табл. 4.12 наведено перелік загальних переваг та недоліків різних типів генераторів для ВЕУ, що слід враховувати під час вибору типу генератора для ВЕУ з урахуванням її потужності, [70, 79].

Таблиця 4.12 – Переваги та недоліки різних типів генераторів для ВЕУ

Переваги	Недоліки
1. Асинхронні генератори з КЗ ротором	
1) низькі масогабаритні показники і вартість; проста конструкція; легкість обслуговування; високий ККД; 2) низький коефіцієнт гармонік при паралельній роботі, при змінній швидкості вітру та його поривах; стійкість до КЗ; 3) в номінальному режимі маємо незначний нагрів ротора, що дозволяє герметизувати генератор в гондолі ВЕУ і захистити його від впливу зовнішнього середовища;	1) необхідність встановлення редукторів, тому що використовують тихохідні турбіни (із частотою обертання 20-30 об/хв). Тому генератор приєднують через редуктор з високим коефіцієнтом перетворення ($K_{ред}=50-70$), що потребує додаткових витрат на встановлення, обслуговування, ремонт, знижує надійність, є джерелом механічного шуму; 2) неможливо керувати параметрами, що необхідно при поривчастому вітрі; 3) для роботи в автономному режимі необхідне джерело реактивної потужності; 4) обмеження у промисловому застосуванні через спотворену форму вихідної напруги та незадовільні динамічні властивості, тобто гірша, ніж у СГ стабільність напруги та здатність до пускових перевантажень.
2. СГ з магнітоелектричним збудженням	
1) висока надійність, простота конструкції, надійне збудження, немає ковзного контакту, 2) мала інерційність при перехідних процесах; 3) високе значення ККД	1) необхідність у дорогих постійних магнітах, технологія яких в Україні не відпрацьована, відсутність вітчизняної бази виробництва і, як наслідок, обмежена величина потужності; 2) неможливо регулювати магнітний потік; 3) висока вартість
3. Спеціальні типи СГ з магнітоелектричним збудженням	
1) Немає ковзного контакту, простіше в експлуатації; 2) високий ККД; 3) стійкі робочі характеристики найменше 10 років, а з магнітами серії IGBT – до 20 років.	1) Необхідність у постійних магнітах, технологія яких в Україні не відпрацьована, немає вітчизняної бази виробництва; 2) неможливо регулювати магнітний потік; 3) висока вартість генераторів

Продовження табл. 4.12

Переваги	Недоліки
4. АГ з фазним ротором	
1) Можливо використовувати в автономних системах у поєднанні з іншими машинами. Можливе каскадне з'єднання двох АГ або з'єднання АГ та генераторів постійного струму (ГПС) з паралельним збудженням; 2) надійні, прості в обслуговуванні; 3) мають порівняно малі коливання генерованої потужності та струму при паралельній роботі та при змінній швидкості вітру та його поривах.	1) Потрібні редуктори з високим коефіцієнтом перетворення ($K_{ред} = 50-70$), що вимагає додаткові витрати на встановлення, обслуговування, ремонт, знижує надійність, є джерелом механічного шуму; 2) неможливо керувати параметрами, що необхідно при поривчастому вітрі; 3) до роботи в автономному режимі необхідне джерело реактивної потужності; 4) спотворення форми вихідної напруги та незадовільні динамічні властивості; 5) наявність ковзного контакту, що знижує надійність.
5. СГ з електромагнітним збудженням	
1) При застосуванні перетворювачів з явною ланкою постійного струму та інвертором напруги, при широтно-імпульсному управлінні, можна отримати в струмі низький склад високих гармонік; 2) можливість управління реактивною потужністю з генераторної сторони; 3) Витримує короточасні перенавантаження (до 3-кратних значень), підтримка напруги в мережі з високою точністю	1) Висока вартість, складність конструкції, нижча надійність, ніж у АМ; при безредукторній установці ускладнюється конструкція, збільшується вага та вартість; 2) наявність ковзного контакту та необхідність джерела постійного струму для обмотки збудження; 3) частота ЕРС залежить від швидкості обертання, що обмежує, а в регіонах з різкими поривами вітру, унеможливає вмикання в мережу без напівпровідникового перетворювача частоти.

4.2.4. Сонячна енергетика

4.2.4.1. Типи сонячних електростанцій

В Україні певною мірою перспективною є сонячна енергетика. Але при її використанні необхідно враховувати низьку питому щільність одержуваної енергії в наших широтах: з 1 м² освітленої поверхні можна отримати максимум 250-300 Вт, тобто для отримання 100 МВт потрібна площа щонайменше 1 км².

Тому можна вважати, що сонячна енергетика у промислово розвинених країнах з низьким сонячним потенціалом доцільна лише для індивідуальних споживачів.

Проте за обсягом інвестицій сонячна енергетика (СЕ) вважається першою серед ВДЕ та перевершує навіть вітроенергетику. Наприклад, у 2015 р. світові інвестиції у ВДЕ становили \$367 млрд. З них \$161 млрд було спрямовано на розвиток сонячної енергетики і лише \$110 млрд – на розвиток вітряної. Починаючи з 2000 р. потужність СЕ у світі подвоюється кожні три роки. Лідерство у виробництві сонячних батарей-панелей, що складаються з паралельно або послідовно з'єднаних фотоелектричних сонячних елементів для СЕ розподіленого типу, з кінця ХХ століття належить Китаю.

В даний час будують СЕ різних типів: СЕ баштового типу та СЕ розподіленого типу, тарільчасті, фотоелектричні, параболо-циліндричні концентратори, аеростатні сонячні станції, сонячно-вакуумні, комбіновані:

1) *електростанції баштового типу*. В їх основі лежить принцип випаровування води під впливом сонця. У центрі стоїть башта заввишки 18-24 м, на вершині якої знаходиться резервуар із водою. Резервуар фарбують у чорний колір для кращого поглинання тепла. У вежі встановлені насоси, що закачують воду у резервуар. Навколо вежі розташовуються дзеркала (геліостати), кожний площею в кілька квадратних метрів, закріплені на опорах і підключені до загальної системи позиціонування, що дозволяє дзеркалам змінювати орієнтацію в залежності від положення Сонця, щоб усі відбиті промені потрапляли на резервуар. У ясну сонячну погоду температура води в резервуарі може досягати +700 °С (у резервуарі підтримують підвищений тиск, щоб зберігати воду в рідкому стані), рис. 4.37. Такі самі температури використовуються на більшості ТЕС, тому для отримання електроенергії використовуються стандартні турбіни. Станції такого типу мають порівняно великий ККД (близько 20%) та високі потужності. Однак такі станції шкодять живій природі: гинуть птахи, які виявляються надто близько до зони концентрації сонячної енергії. За даними *E&E Publishing, LLC* на *CE Ayvonpa* (Каліфорнія, США) один птах гине кожні 2 хвилини.

2) на станціях тарільчастого типу використовують принцип отримання електроенергії, подібний до способу отримання енергії баштовими СЕ, але є відмінності в конструкції самих станцій.

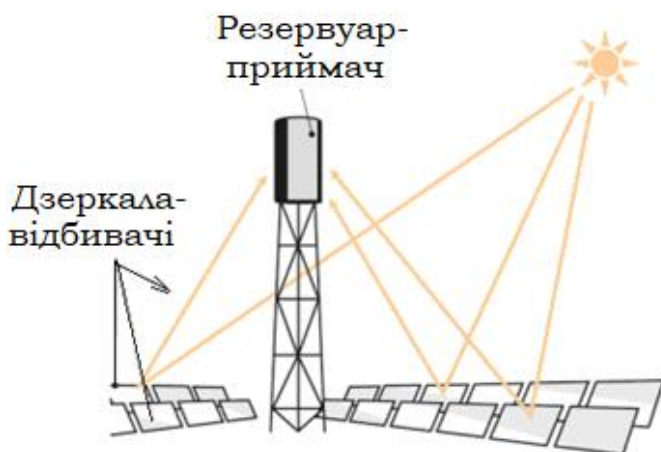


Рисунок 4.37 – Електростанція баштового типу

Станція збирається з окремих модулів, вона складається з опори, на яку кріпляться приймач та відбивач. Приймач розмішують в області концентрації відбитого сонячного світла. Відбивач складається із дзеркал у формі «тарілки», радіально розташованих на фермі. Діаметри цих дзеркал сягають 2 м, а кількість дзеркал – кількох десятків (залежно від потужності модуля). Такі станції можуть складатися з одного модуля (автономні) або кількох десятків (для роботи паралельно з мережею);

3) найбільш поширені в даний час станції, що використовують фотоелектричні модулі (фото-батареї), рис. 4.38. Вони складаються з великої



Рисунок 4.38 – Сонячна станція з фотоелектричними модулями

кількості окремих модулів (фото-батареї) різної потужності. Станції застосовують для енергозабезпечення як малих, так і великих об'єктів (приватні котеджі, пансіонати, санаторії, промислові будівлі тощо). Фото-батареї можуть встановлюватися практично скрізь, починаючи від даху та фасаду будівлі, закінчуючи спеціально виділеними територіями. Перспективне і можливе використання фотоелектричних модулів на автомобілях, літаках, автобусах, на морських судах

тощо, рис. 4.39;

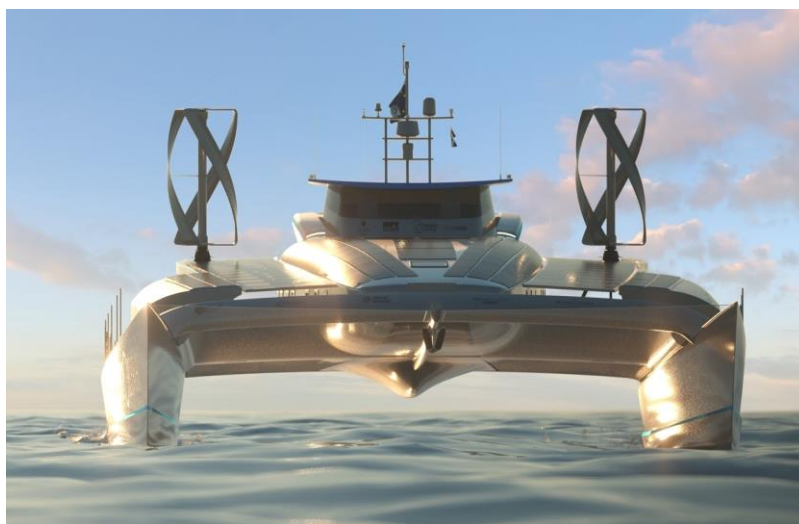
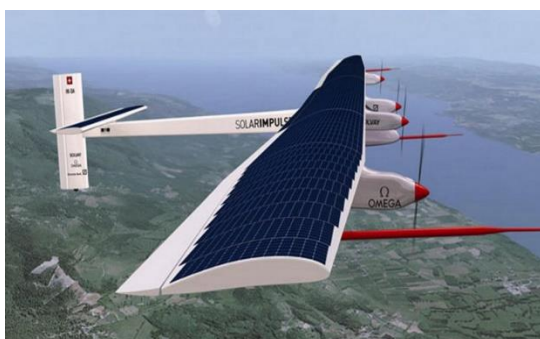
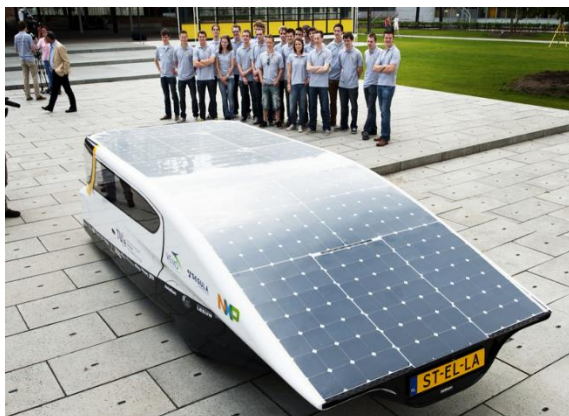


Рисунок 4.39 – Транспортні засоби з використанням фото-батарей (фотоелектричних модулів)

4) на станціях, які використовують параболічні концентратори, теплоносії нагрівається до високої температури. На фермі конструкції встановлюється параболо-циліндричне дзеркало з великою довжиною циліндричної осі. У фокусі параболи встановлюється трубка, якою тече

розігрітий теплоносіє (найчастіше олива). Теплоносіє у теплообмінному апараті віддає тепло воді, яка перетворюється на пару. Пара надходить у турбіну, з'єднану з ротором генератора;

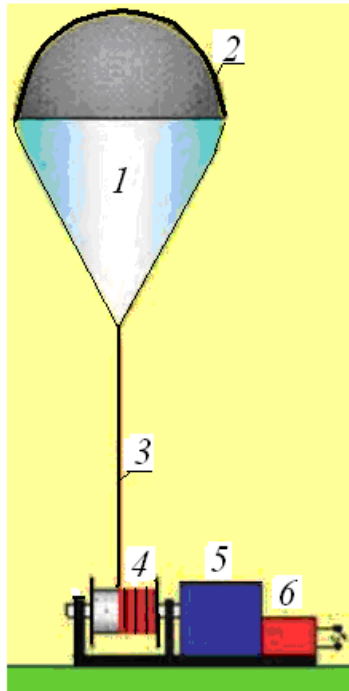
5) на комбінованих станціях додатково встановлюють теплообмінні апарати для отримання гарячої води, яка використовується для технічних потреб, гарячого водопостачання та опалення. Також на одній території можливе паралельне встановлення концентраторів та фото-батарей, що також вважається комбінованою сонячною електростанцією;

б) аеростатні сонячні станції бувають 2х типів:

- сонячні елементи розташовуються на поверхні аеростату. Їх ККД не перевищує ККД наземних сонячних батарей і становить близько 15 % (максимально 40 %), рис.4 40. Аеростати підіймаються понад 20 км і не бояться затінення хмарами, а рухаючись з повітряними потоками, не відчують вітрових навантажень. Орієнтування на Сонці здійснюється за рахунок перекачування баластної рідини (води), точне орієнтування досягається гіроскопами. В одному дирижаблі може бути кілька плаваючих кулястих модулів, рис. 4.40, в;

- у конструкції другого типу як рефлектор для концентрації сонячної енергії використовується параболічний плівковий концентратор (плівкові дзеркала). Плівковий концентратор параболічної форми виготовляють з армованої металізованої плівки, в центрі проходить термо-концентратор (труба), що охолоджується легким газом (воднем або гелієм). Вартість 1 м² плівки менше, ніж вартість сонячних батарей з будь-якими іншими поверхнями, що поглинають або відбивають, рис. 4.41;

7) сонячно-вакуумні станції використовують енергію вітру, що штучно створюється за рахунок різниці температури повітря біля землі і повітря на деякій висоті. Для цього ділянку землі накривають скляним дахом. В комплектацію входить висока вежа, біля основи якої мають повітряну турбіну та електрогенератор. Вироблена потужність зростає із зростанням різниці температур, яка збільшується із збільшенням висоти вежі. Завдяки запасам тепла нагрітої Землі такі станції можуть працювати практично цілодобово, що є їх перевагою;



а



б



в

Рисунок 4.40– Аеростатна сонячна станція

а – схема; б – аеростат; в – плаваючий кулястий модуль

1 – оболонка балона аеростату; 2 – тонко-плівкові сонячні елементи;

3 – канат із електричним кабелем; 4 – барабан;

5 – електромотор керування барабаном; 6 – інвертор

Рисунок 4.41 – Довгі параболічні (у поперечному перерізі)
дзеркала-плівки з трубами для розігріву теплоносія (фото Solucar)

8) *лінзові сонячні електростанції* мають плоскі та сферичні панелі. У таких станціях для збирання сонячної та навіть місячної енергії

використовують концентратори на основі сферичних лінз або так званих лінз Френеля. Сферичні лінзи використовувалися для створення сонячних концентраторів ще в 70-х роках XX століття, і були запатентовані у Франції, Німеччині, Італії, Японії, США та СРСР. У 2012 році німецький архітектор Андре Броссел розробив сферичний концентратор, який може підвищити ефективність фотоелектричної панелі на 35 %. Для цього він використовував скляну кулю, яку наповнював водою. Такий шар здатний концентрувати енергію Сонця в 10 тис разів краще, ніж плоскі панелі, рис. 4.42.



Рисунок 4.42 – Сферична сонячна електростанція

Недоліком такого концентратора можна вважати його велику вагу, що важливо при його розташування на даху будинку. Вирішальним фактором у подальшому розвитку таких проектів є їхня здатність вловлювати не тільки сонячну, а й місячну енергію та генерувати електричну енергію навіть уночі, рис. 4.43. Сфери здатні збирати навіть розсіяне місячне світло і перетворювати його на стійке джерело енергії. Проект є дуже красивий, сфери добре виглядають на дахах будинків;

9) *Плавучі сонячні електростанції (СЕ).* Розробка та конструювання плавучих СЕ стикаються з різними проблемами через гідродинамічні навантаження на конструкцію, ризик корозії та додаткові компоненти, які необхідно спроектувати, встановити та обслуговувати, наприклад, поплавці, якоря та швартовні троси, рис. 4.44. Конструкція плавучих СЕ не стандартизована і значно залежить від розташування, розміру, типу водойми, структури та умов навколишнього середовища. Незважаючи на те, що доступна земля вже активно використовується для встановлення наземних СЕ, водна поверхня все ще залишається в основному недоторканою.

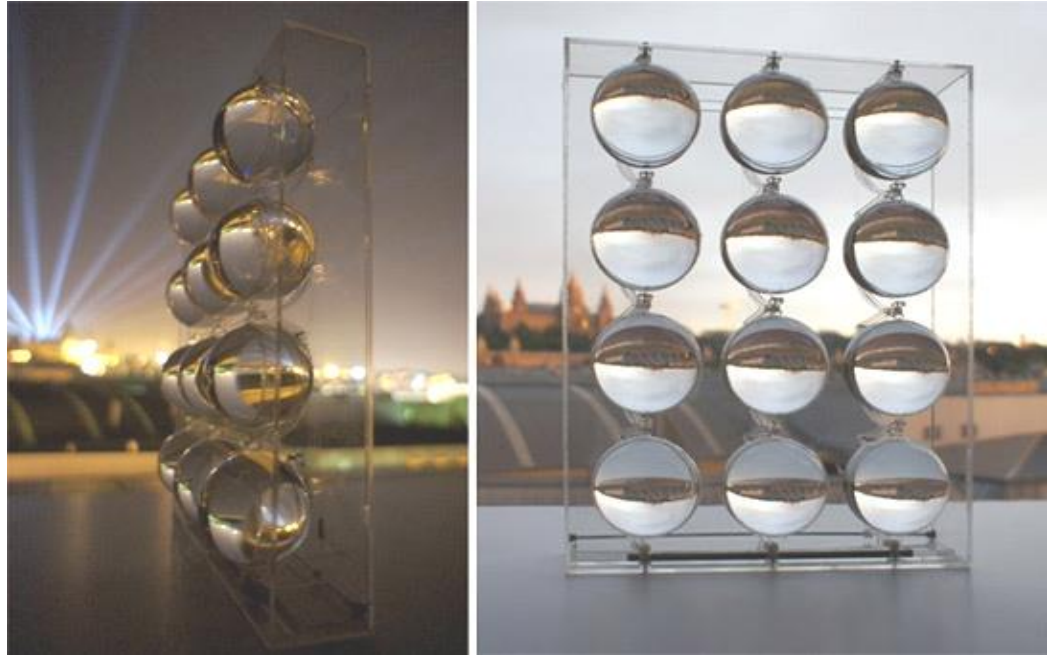


Рисунок 4.43 – Сферична сонячна електростанція у нічний період



Рисунок 4.44 – Плавучі сонячні електростанції

Поєднання рибальства та іншої комерційної діяльності в морях, озерах, водосховищах, гідро-дамбах і каналах з генерацією енергії від ВДЕ робить використання плавучих сонячних батарей перспективним. Через недостатність площ для розміщення СЕ в країнах Європи

(Німеччина, Нідерланди тощо) запропоноване використовувати технічні водойми, які виникли на місці колишніх вугільних розрізів, штучних озер та інших кар'єрів. Плавучі сонячні енергоустановки поки ще коштують дорожче за звичайні, але є й переваги: набагато менше конфліктів через використання площі, дія сонця над водою протягом дня дещо триваліша, ніж над сушею, до того ж, близькість води сприяє охолодженню панелей.

4.2.4.2. Коротка історія створення та розвитку сонячної енергетики

У 1839 р. французький фізик А.-Е. Беккерель виявив виникнення електричного струму у освітленому електроліті. У 1883 р. американський інженер Ч. Фріттс створив фотоелектричний сонячний елемент із селену з мікронним покриттям із золота для перетворення енергії поглиненого світла

в електроенергію з ККД, що дорівнював 1%. Тому саме 1883 рік прийнято вважати початком ери сонячної енергетики.

Подальший розвиток сонячної фотоелектричної енергетики належить А. Ейнштейну, який заклав основи загальної теорії фотоефекту, за що у 1921 р. він отримав Нобелівську премію з фізики. У роботах А. Ейнштейна було досягнуто розуміння фотоефекту на рівні, достатньому для цілеспрямованого створення ефективних фотоелектричних сонячних елементів, для появи сонячної фотовольтаїки (*solar photovoltaic*).

Перший промисловий сонячний елемент був створений у 1953 році, і вже у 1958 році на супутниках Землі (наприклад, на американському супутнику "Авангард-1", серія "*Explorer*") почали встановлювати сонячні батареї, рис. 4.45. Через низьку щільність сонячної енергії для орбітальних станцій потрібні сотні квадратних метрів сонячних батарей, що визначає проблему транспортування цих батарей у космос. Але в космосі альтернативи немає.

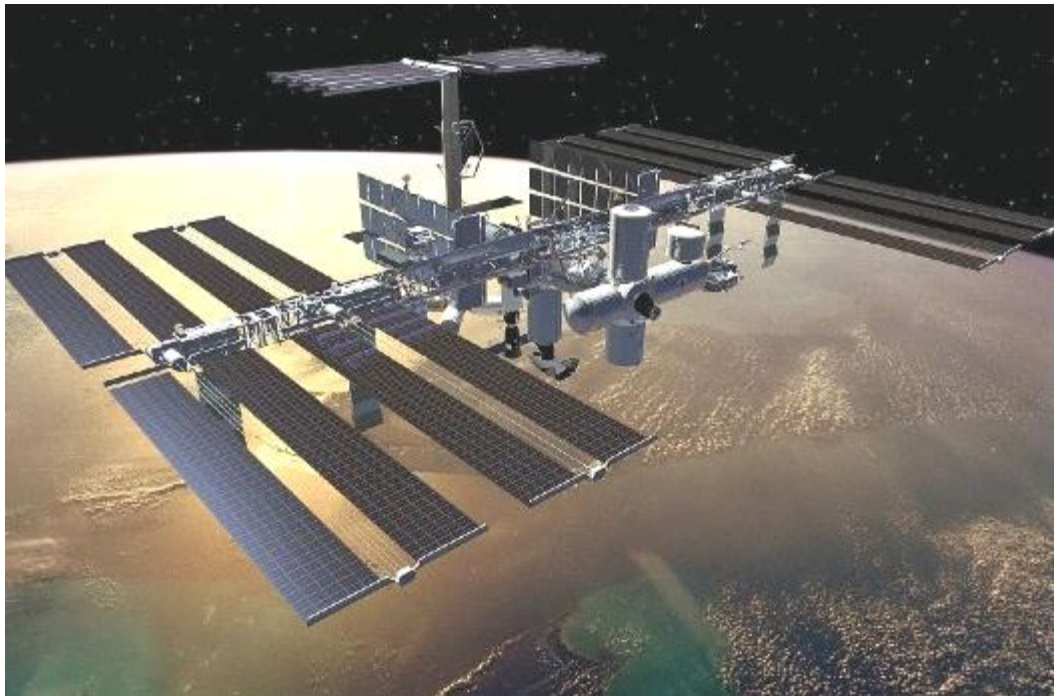


Рисунок 4.45 – Сонячні батареї на міжнародній космічній станції

На землі майже немає проблем із транспортуванням, і основне питання - вартість електроенергії: для створення сонячних станцій з виробленням електроенергії в промислових об'ємах потрібні величезні витрати на придбання вихідного матеріалу для перетворювачів (монокристалічного

кремнію), конструкційних сталей, систем управління та спеціального захисту тощо. У космосі питання вартості також важливе, але там це практично безальтернативний варіант.

Щоб отримати позитивний економічний ефект, потрібно знижувати вартість сонячних панелей. Вже зараз вартість даху із сонячних панелей *Tesla* дорівнює або нижча за вартість звичайної покрівлі, наприклад, з черепиці. Сонячну черепицю *Tesla Solar Roof* часто компонують з домашніми накопичувачами енергії *Tesla Powerwall*. При достатній площі така система здатна забезпечувати енергією домашню техніку та освітлювальні прилади, а також заряджати акумулятор електромобіля.

В Україні, де кількість сонячних днів у багатьох регіонах не сягає й половини календарних, використання сонячної енергетики є доцільним для невеликих селищ, ферм та індивідуальних споживачів, рис. 4.46.



Рисунок 4.46 – Дахи житлових будинків із встановленими сонячними батареями

Історично першими фотоелектричними сонячними елементами з ефективністю, більшою за 1% (а саме, 6%), стали елементи на основі кристалічного кремнію (c-Si), які нарівні з елементами на основі германію прийнято вважати елементами першого покоління. Вони зараз становлять 90 % всього ринку виробництва сонячних елементів і мають ККД близько 20 %. Такі елементи мають недоліки: висока вартість, токсичність процесу виготовлення та утилізації, велика кількість токсичних відходів тощо.

Існує міжнародна угода, за якою сонячні модулі повинні проходити єдині стандартні випробування: температура модуля повинна бути не більше

+25°C, а сонячний радіаційний показник повинен мати енергетичну щільність 1000 Вт/м² зі спектральним енергетичним розподілом – «повітряний показник 1,5» (АМ-1,5). Цей показник визначається відстанню, яку проходять промені Сонця, доки досягнуть атмосфери. За межами атмосфери Землі випромінювання Сонця має енергетичну щільність приблизно 1365 Вт/м².

Фотовольтаїчні елементи з'єднують у панелі та захищають скляною заслінкою. Потужність панелей визначається піковою потужністю (W_p) – потужністю пристрою за інтенсивності сонячного випромінювання 1,0 кВт/м² при температурі +25 °С. Такі умови існують, коли Сонце знаходиться у найвищій точці небосхилу. Для досягнення потужності 1 W_p необхідний елемент розміром приблизно 100 см². Перевагою фотовольтаїки є те, що панелі можна додавати і збільшувати потужність станції. Панелі та інші частини – переносні, отже, їх можна встановлювати будь-де.

Упродовж багаторічної історії розвитку фотовольтаїки було розроблено багато різноманітних видів сонячних батарей, які поділяють по технологіям на 3 покоління: 1) кремнієві; 2) тонкоплівкові; 3) органічні.

Сонячні елементи 2-го покоління вимагають менше сировини, їх виробництво простіше ніж виробництво елементів на основі кристалічного кремнію. При їх виготовленні споживається менше енергії, вони випускаються гнучкими, пластичними, у вигляді тонких плівок. Ці переваги призвели до розвитку сонячних елементів саме 2-го покоління як на основі кремнію (Si), так і на основі багатокомпонентних напівпровідників.

Середня ринкова вартість 1 кВт електрики від сонячних батарей 2-го покоління становить \$0,6-0,9. Це вже досить розумна ціна, і становить інтерес для світового ринку для промислового виробництва.

Сонячні елементи другого покоління мають недоліки:

- висока токсичність виробництва багатокомпонентних напівпровідників та ряду матеріалів, з яких їх виробляють;
- нестабільність сонячних елементів;
- залежність від умов навколишнього середовища (необхідність очищення від снігу та забруднень, зниження вихідної потужності при розсіяному світлі).

Наступним етапом удосконалення сонячної фотовольтаїки стало створення сонячних елементів 3-го покоління на основі:

- провідних полімерів, у тому числі органічних;
- пігментів (органічних барвників);
- органо-неорганічних напівпровідників;
- сонячних елементів на «гарячих електронах»;
- сонячних елементів із поділом сонячного спектру.

При створенні таких елементів намагаються вирішити вже відомі проблеми: знизити токсичність виробництва та кількість відходів, собівартість, матеріальні та енергетичні витрати; збільшити швидкість та спростити процес виготовлення; досягти максимальної стабільності роботи у різних погодних умовах. Розвиток сонячних елементів 3-го покоління продовжується, є нові технічні рішення, з'являються нові матеріали.

Натепер найвищу ефективність серед комерційно доступних панелей забезпечують монокристалічні сонячні панелі. Сонячні фотомодулі виготовляють із кристалів кремнію. В цілому існує дві основні технології виготовлення сонячних панелей: полікристалічна та монокристалічна.

На сьогоднішній день полікристалічні сонячні панелі займають близько 60% ринку, а монокристалічні – близько 30%. Полікристалічні фотоеlementи виготовляють з багатьох кристалів кремнію, які виходять шляхом заливання розпеченого кремнію в спеціальні форми. Потім заготовки доводять до повного остигання і розрізають на прямокутні зливки. Таким чином, формуються дрібні різноспрямовані кристали, до яких приєднують електроди і наносять покриття, яке віддзеркалює. Полікристали включають декілька домішок, отже, структура у них не однорідна, а вони можуть переливатися декількома кольоровими відтінками. Полікристалічні панелі мають строго квадратну або прямокутну форму, а монокристалічні панелі мають закруглені кути, що пов'язано з технологією виробництва. Монокристали мають однорідну структуру і колір, монофотомодулі мають продуктивність на 15-20% вище, ніж полікристалічні. ККД полікристалічних панелей (12-22)%, а ККД монокристалічних панелей досягає 18-40% (залежно від моделі). Але полікристалічні фото-модулі дешевші у 2-3 рази.

4.2.5. Біо-енергетика. Отримання електроенергії від спалювання біогазів

Промислове використання біогазів ґрунтується на розкладанні органічних речовин (біомаси), при якому складні органічні сполуки розщеплюються на елементарні та виділяють біологічні гази (наприклад, метан, що бере участь у формуванні глобального парникового ефекту). Процес розщеплення органічних речовин можна контролювати, а отримані гази слід використовувати для енергетики. В світі щорічно оцінюють приріст біомаси у 200 млрд. тон в перерахунку на суху речовину, що енергетично еквівалентно 80 млрд. тон нафти. Зважаючи на об'єм сировини, біопаливо є одним з перспективних джерел відновлювальної енергетики.

Біомаса (або біопаливо) – речовини, відходи та залишки біологічного походження (рослинного та тваринного), одержувані у сільському та лісовому господарстві, рибальстві, з промислових та міських відходів. Біомаса може бути спеціально вирощена для енергетичних потреб. Для переробки сільськогосподарських та харчових відходів, вироблення екологічно безпечних органічних добрив та кормових добавок природного складу, утилізації продуктів виробництва та життєдіяльності тварин, для збереження та захисту довкілля в агропромислових зонах використовують біоенергетичні установки (БЕУ).

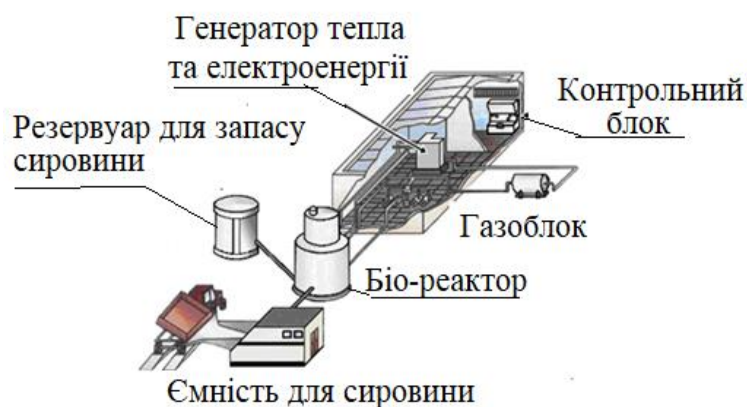


Рисунок 4.47 – Схема перетворення органічної речовини на біогаз

У БЕУ використовують процес метанового зброджування, рис. 4.47. Останнім часом використовуються нові методи та технології, застосовують біо-реактори удосконаленої конструкції із стійким тиском газу та з використанням спеціальних каталізаторів, які допомагають створювати модифіковані закваски. Перетворення органічної

речовини дає велику кількість біогазу та рідкого шламу, який використовують для органічних добрив та кормових добавок.

Біо-газ може замінити природний газ. Біогаз – це суміш метану (CH_4) та вуглекислого газу (CO_2). Питома теплота згоряння такої суміші сягає 5500-

6500 ккал/м³. За 1 добу з 1 м³ робочого реактора можна отримати від 5 м³ до 10 м³ біогазу, який використовують для отримання електроенергії шляхом його зпалювання. БЕУ задовольняють і власні потреби в електроенергії, використовуючи не більше 20% енергії від спалювання зібраного газу.

Таким чином, використання БЕУ дозволяє вирішити три завдання:

1) утилізація відходів у місцях виробництва сільсько-господарських продуктів, що сприяє забезпеченню безпеки довкілля;

2) виробництво енергетичних ресурсів на базі власної відновлюваної сировини;

3) виробництво недорогих, екологічно безпечних добрив.

Об'єм аграрної біомаси залежить від урожайності. Тому енергетичні установки необхідно забезпечувати дублюючим, стабільнішим видом палива – спеціально вирощують рослини, які називаються «енергетичні культури». Це паливо не використовують інші галузі, тому місцеві спільноти можуть самостійно забезпечувати себе паливом у необхідній кількості, рис. 4.48. Головним недоліком отримання такого ВДЕ є необхідність вільних площ, які раніш були використані для вирощування сільськогосподарських культур.



Рисунок 4.48 – Можливе паливо для біо-енергетичних установок

Розрізняють рідке, газоподібне та тверде біопаливо. Перспективне використання рідкого біопалива, яке можна отримати з рослинної сировини: цукрова тростина, цукровий буряк, ріпак та кукурудза. До рідкого біопалива

відносять біо-етанол, біо-метанол та біо-дизель. Біо-етанол може також застосовуватися як паливо для автотранспорту, табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Промислові форми твердого палива (біо-маси)

Промислова форма	Типовий розмір	Загальні виробничі процеси
Ціле дерево	Більш 500 мм	Необроблене дерево, включаючи гілки та коріння
Тріска та подрібнена деревина	5...100 мм	Різання та дроблення гострими інструментами
Кругляк, поліна/дрова	100...1000 мм	Рубка та різання гострими інструментами
Кора	Різний	Залишки кори
Пил, борошно	Менш 1 мм	Помол
Тирса	1...5 мм	Різання гострими інструментами
Стружка	1...30 мм	Стругання
Брикети	Діаметр > 25 мм	Пресування
Гранули (палети)	Діаметр < 25 мм	Теж саме
Тюки:	0,1 м ³ 3,7 м ³ 2,1 м ³	Тиск (пресування) та зв'язка
- малі прямокутні		
- великі прямокутні		
- круглі (рулони)		
Подрібнена солома та трава	10...200 мм	Подрібнюють під час збирання врожаю
Зерно, насіння, ядра плодів	Різне	Без сушіння, не пресовані
Волокниста макуха	Різне	З волокнистих відходів сушінням

Для України перспективною є тверда біомаса, яку можна спалювати в котлах. Її використання вимагає найменших витрат на обладнання, а процес перетворення на енергію найефективніший. Наприклад, гранули з твердої біомаси мають високу енергетичну щільність, зручні при транспортуванні та зберіганні, процес їх спалювання можна автоматизувати. Тверда біомаса є паливом, як природний газ або вугілля, тому отримання електроенергії відбувається аналогічно класичним ТЕС: біомасу спалюють в котельнях, в котлах ТЕС або в когенераційних установках, отримуючи теплову і електричну енергію. Загальний енергетичний потенціал біомаси в Україні оцінюється в 27,5 млн тон умовного палива (т у.п.) на рік, табл. 4.14, рис. 4.49.

Таблиця 4.14 – Потенціал різних видів біомаси

Вид біо-маси	Теоретичний потенціал, млн тон	Частина доступна для отримання енергії, %	Економічний потенціал, млн т у.п.
Солома зернових культур	30,6	40	4,54
Солома ропака	4,2	40	0,84
Відходи кукурудзи (стебла, стрижні)	40,2	40	4,39
Відходи соняшника (стебла, кошики)	20,9	40	1,72
Вторинні відходи сільхоз-господарства (лушпиння, жом)	6,8	63	0,69
Деревна біомаса (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки)	4,6	96	1,97
Біо-дизель (з ропака)	-	-	0,47
Біо-етанол (з кукурудзи та цукрових буряків)	-	-	0,99
Біогаз з відходів та побічної продукції агропромислового комплексу	1,6 млрд м ³ метану (CH ₄)	50	0,97
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)	1,0 млрд м ³ CH ₄	23	0,27
Енергетичні культури:			
- верба, тополя, клен (ясен)	11,5	90	6,28
- кукурудза (на біогаз)	3,3 млрд м ³ CH ₄	90	3,68
Торф	-	-	0,4
Всього (млн т у.п.)			27,47

Тверда біомаса та її фізико-хімічні характеристики змінюються в широких межах, тому обладнання для її спалювання може мати різні конструкції. Як правило, тип котла визначається розмірами та видом частинок. В табл. 4.15 наведена загальна схема та технології перероблення біо-маси в біо-паливо.

4.2.6. Геотермальна та гідротермальна енергетика

Геотермальна енергія – енергія, що накопичена у формі теплової енергії під твердим шаром земної поверхні, енергія з гарячих джерел і підземних вод. Також є гідротермальна енергія – енергія, що накопичена у формі тепла в поверхневих водах, які разом належать до ВДЕ.

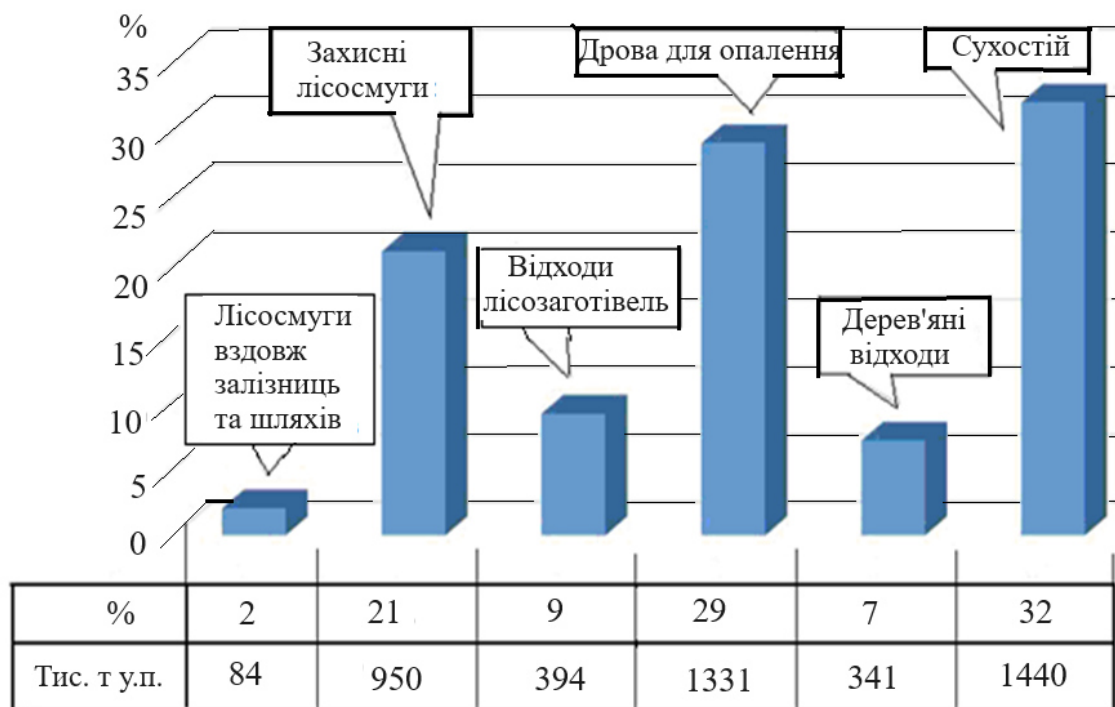


Рисунок 4.49 – Потенціал отримання деревної біомаси з різних джерел, % (тис. т у.п.)

Таблиця 4.15 – Загальна схема та технології перероблення біо-маси в біо-паливо

Біо-маса	Методи перероблення	Технологічні процеси	Енергетичні продукти
Природні ліси Спеціально вирощена сировина Стебла і солома злакових рослин Відходи тваринництва Міські відходи Органіка з рік, озер, морів, океанів	Термохімічні методи	Спалювання	
		Піроліз	Газ, рідини, мастила, деревне вугілля
		Газифікація	
	Біохімічні методи	Бродіння	Етанол
		Анаеробний розклад	Біогаз, метан
		Біо-фотоліз	Водень
	Агрохімічні методи	Екстракція	Рідини, мастила
		Етерифікація	Біо-дизель

В Україні, за даними Державного комітету з енергоефективності, певний потенціал має геотермальна енергетика. За різними оцінками, економічно-доцільний енергетичний ресурс термальних вод України становить до 8,4 млн. т н.е./рік, [12, 23].

Геотермальна енергія перетворюється в електрику на гео-електростанціях (гео-ЕС). Гео-ЕС рентабельні лише там, де термальні води знаходяться на невеликій глибині, а їх температура з глибиною зростає дуже швидко. Виробництво електроенергії від тепла геотермальних джерел обмежується високими експлуатаційними витратами та витратами на технічне обслуговування. Енергія гео-ЕС вважається прибутковою, коли вихід енергії буде перевищувати первинне споживання енергії. Геотермічний градієнт у свердловинах становить приблизно 1 °C на 36 м заглиблення.

Геотермальну енергію найефективніше використовувати для опалення і гарячого водопостачання до комунально-побутових споживачів, для технологічних процесів сільськогосподарських та промислових підприємств, для видобутку корисних компонентів з руди та іншого.

Геотермальна енергетика використовується та має тенденцію до збільшення в країнах ЄС та в світі. Натепер приблизно 90 країн світу мають потенціал для виробництва тепла й електрики з геотермальних джерел. Далі наведені дані щодо вироблення електроенергії на гео-ЕС зі встановленою потужністю більше 1 ГВт (дані на 2022 рік):

1) по виробленню електроенергії за геотермальних джерел перше місце займає США: зафіксована потужність гео-ЕС 3679 МВт, з яких 900 МВт отримують від Великих Гейзерів;

2) в Італії та в Мексиці встановлена потужність майже однакова – 944 МВт та 951 МВт. В Мексиці найбільша гео-ЕС розташована в Серро Пріете, потужність цієї станції становить 820 МВт, що складає до 86% всієї геотермальної електрики країни. В Італії геотермальний комплекс Лардерелло забезпечує енергією майже 2 млн сімей;

3) геотермальна потужність Ісландії відносно невелика – 755 МВт. Але ця частка виробленої енергії становить 28% від усієї виробляємої енергії в країні, що є найвищим питомим показником у світі;

4) на четвертому місці в світі по виробництву гео-електроенергії займає Туреччина, що має виробничу потужність 1347 МВт;

5) зафіксована потужність вироблення електроенергії на гео-ЕС в Індонезії становить 1948 МВт, це другий в світі показник отримання геотермальної електроенергії. Розвиток цього напрямку використання ВДЕ продовжується;

6) Філіппіни – третя в світі країна по виробництву геотермальної електроенергії (1868 МВт);

7) У Новій Зеландії геотермальна потужність становить 1005 МВт, що складає 13% загального об'єму виробленої електроенергії в країні.

У всіх країнах застосовують установки подвійного циклу: на першому етапі йде миттєвого випаровування, а на другому – та одержання енергії від нагрітої рідини з температурою $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Технологія «миттєвого випаровування» полягає в тому, що з колодязів глибиною 3-4 км піднімають гарячу воду, яка під землею була під високим тиском. При підйомі тиск падає, і більшість води миттєво перетворюється на пару. По трубопроводу вода-пар («геотермальний розсіл») надходить у сепаратор. Тут пара відокремлюється від гарячої води. Після сепаратора пара потрапляє у газоочисник, де очищається від механічних включень. Потім очищена пара надходить на електростанцію, де її ще раз пропускають через газоочисник, щоб видалити конденсат, що утворився, підігрівають і тільки потім пара надходить в турбіну, рис. 4.50.

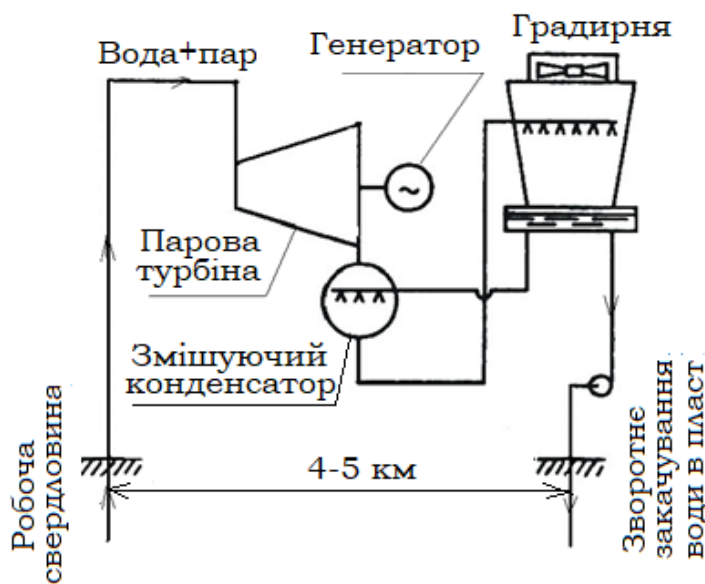


Рисунок 4.50 – Принципова схема роботи гео-ЕС

Переваги гео-ЕС:

- 1) запаси геотермальної та гідротермальної енергії досить великі, не вимагають поставок палива із зовнішніх джерел;
- 2) робота гео-ЕС майже не супроводжується шкідливими або токсичними викидами;
- 3) гео-ЕС не потребують значного відведення землі. У середньому на гео-ЕС треба 400 м^2 на $1000\text{ МВт}\cdot\text{год}$ виробленої електроенергії.

Для порівняння – на вугільних ТЕС цей показник 3600 м^2 ;

4) для технологічних процесів гео-ЕС не потрібні зовнішні джерела електроенергії, крім джерела, яке необхідно для запуску насосів. Згодом насоси переходять на електроенергію, яка виробляють на станції, тобто йде самозабезпечення. Крім того, типова гео-ЕС для своєї роботи споживає приблизно в 50 разів менше прісної води, ніж ТЕС і АЕС. Також можливе

опріснення води шляхом дистиляції: розігрів води та охолодження водяної пари безпосереднє в процесі роботи електростанції;

5) експлуатація гео-ЕС не потребує додаткових витрат, крім витрат на профілактичні техобслуговування та ремонти.

До недоліків гео-ЕС слід віднести:

1) зазвичай експлуатаційними свердловинами є тільки 60-65 з кожних 100, а інші (нагнітальні) використовуються для зворотного закачування води під землю, щоб не завдавати шкоди навколишньому середовищу та відновлювати тиск у внутрішніх порожнинах,

2) діюча гео-ЕС може зупинитися внаслідок природних змін на глибині, в землі або через надмірне повернення води через нагнітальну свердловину. Інтенсивна експлуатація геотермальних свердловин може призвести до зниження температури ґрунту та його швидкого виснаження;

3) через свердловини можуть виділятися горючі та токсичні гази, викидатися мінерали. Їх необхідно збирати і переробляти (наприклад, нафту-сирець або природний газ), тобто необхідно заздалегідь встановлювати додаткове обладнання, яке може ніколи не буде використовуватись;

4) у геотермальній парі зазвичай міститься сірководень, який у великих кількостях отруйний, а в невеликих має неприємний запах через сірку. Однак системи, що видаляють цей газ, більш ефективні та дієві, ніж системи зі зниженою токсичністю відходів (золи) на звичайних ТЕС. Частинки в пароводяному потоці містять невелику кількість миш'яку та інших отруйних речовин, але після повернення води, що відпрацювала, в землю небезпека їх впливу мінімальна;

5) можливе забруднення ґрунтових вод. Щоб цього не сталося, геотермальні колодязі мають бути укріплені сталевими або цементними каркасами;

6) низька питома щільність вироблення електроенергії. Серед всіх ВДЕ геотермальні – найменш потужні.

Важливою властивістю гео-ЕС є практично незмінне електричне і теплове навантаження протягом усього життєвого циклу (*capacity factor*), яке досягає 92 % (для порівняння: на АЕС – 90 %, на ТЕС – 85 %, наземні ВЕС – 38 %, сонячні електростанції – 20 %).

Дослідники вважають, що для України геотермальна електроенергетика може розвиватися за такими напрямками:

1) середні гео-ЕС з одиничною потужністю 10-20 МВт на базі родовищ за температурою понад $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$; малі гео-ЕС з одиничною потужністю 0,05-5 МВт – з температурою $+(90-120)\text{ }^{\circ}\text{C}$;

2) перспективним є використання електростанцій комбінованого циклу, які зможуть в процесі роботи використовувати геотермальну енергію та енергію згорання органічного палива (вугілля, газ, біомаса, торф) для виробництва не тільки електроенергії, а й тепла. Також для отримання цінних елементів з геотермальних вод.

Наразі в Україні немає діючих гео-ЕС, хоч на території Чернігівської, Полтавської, Харківської, Луганської та Сумської областей виявлено великі запаси термальних вод. Тож геотермальна енергія в Україні має перспективу розвитку завдяки своїй екологічності і доступності. Щодо впливу на навколишнє середовище, даний вид відновлювальної енергії є перспективним. І, якщо правильно утилізувати геотермальні води, гео-ЕС не завдасть шкоди навколишньому середовищу.

Будівництво гео-ЕС пов'язане з довгостроковою стратегією – зазвичай для будівництва гео-ЕС необхідно 5-7 років залежно від конкретних умов і потужності станції, а строк експлуатації гео-ЕС становить 30-50 років.

Закон України «Про альтернативні джерела енергії» визначає, що альтернативні джерела енергії – це ВДЕ, до яких належать гідроенергія, сонячна, вітрова, геотермальна, гідротермальна, аеро-термальна енергія, енергія хвиль та припливів, енергія біомаси та біогазів: газів з органічних відходів, каналізаційно-очисних станцій, – та вторинні енергетичні ресурси, до яких належать доменний та коксівний газ, газ метан дегазації вугільних родовищ та промислових технологічних процесів тощо.

В Законі перераховані майже всі можливі альтернативні джерела енергії, але в посібнику ми розглянули не всі з них, а тільки ті, що є або мають перспективу розвитку в Україні.

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть можливі сценарії розвитку електроенергетики України.
2. Назвіть головні стратегічні напрями проведення робіт із забезпечення енергоефективності процесу вироблення електроенергії та промислового виробництва.
3. Що таке «піки» та «провали» енергоспоживання?
4. Назвіть основні існуючі типи електростанцій.
5. Назвіть основні етапи та відмінності технологічних процесів отримання електроенергії на ТЕС та ТЕЦ.
6. Назвіть етапи, переваги та недоліки процесу одержання електроенергії на енергетичних установках малої потужності БМІ.
7. Назвіть основні етапи технологічного процесу електроенергії на одно- та двоконтурній АЕС. Що таке ТВЕЛ, ТВЗ?
8. Які види електростанцій працюють на ядерному паливі? Які із них працюють в Україні? Перерахуйте їх.
9. Чим відрізняються реактори РМБК та ВВЕР, АР 1000? Як регулюють ядерні процеси в таких реакторах?
10. Назвіть системи зберігання відпрацьованого ядерного палива (ВЯП)? Яка система використовується на Запорізькій АЕС?
11. Назвіть основні частини контейнера СЗВЯП.
12. Яке сховище буде створено на території Чорнобильської АЕС? Яка технологія зберігання ВЯП застосовуватиметься на СВЯП-2?
13. Назвіть переваги міні-ТЕЦ. Як вони працюють?
14. У чому відмінність ГЕС та ГАЕС? Назвіть переваги та недоліки отримання електроенергії на ГЕС та ГАЕС.
15. Назвіть переваги та недоліки отримання електроенергії на ВЕС. Що таке вітро-сонячні електростанції?
16. Які типи електричних генераторів можна використати на ВЕУ? Назвіть їх переваги та недоліки.
17. Поясніть спосіб отримання електроенергії від спалювання біогазів. Що може бути біопаливом? Що таке біо-реактор?
18. Що таке "геотермальна енергетика"? Оцініть її переваги та недоліки, перспективу використання в Україні.

Література: 1-3, 6, 9-12, 63, 19, 23-30, 32, 36, 39, 45, 48, 49, 51-55, 58, 59, 63, 67-70, 74, 75, 77, 79, 80, 83, 84, 95, 99.

5. ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

5.1. Терміни та основні характеристики повітряних ліній електропередачі

Повітряні лінії електропередачі (ПЛЕП) – пристрої для передачі електричної енергії по проводах, протягнутих на відкритому повітрі та прикріплених до опор за допомогою ізоляторів та арматури, а на мостах та шляхопроводах – за допомогою кронштейнів та стоек. У табл. 5.1 наведено деякі специфічні терміни та їх визначення, що використовуються для роботи з ПЛЕП.

Таблиця 5.1 – Терміни та визначення, що використовуються під час роботи з ПЛЕП

Терміни	Визначення
Аварійний режим ПЛЕП	Стан ПЛЕП при обриві одного або кількох проводів та тросів
Анкерний перехідний проліт	Проліт, обмежений двома анкерними опорами, на які натягнуті дроти через будь-яку споруду або природну перешкоду (залізниця, річка тощо)
Анкерні опори	Інженерні опори, що встановлюються на перетині з різними спорудами, а також у місцях зміни кількості, марок та перерізів дротів. На них встановлюють необхідну апаратуру, системи компенсації та запаси дроту.
Анкерне кріплення	Кріплення дротів на анкерній опорі, призначене для сприйняття тяжіння дроту в прольоті
Великі переходи	Перетини судноплавних річок, потоків або каналів, на яких встановлюються опори заввишки 50 м і більше, а також перетини будь-яких водних просторів з прольотом понад 700 м незалежно від висоти опор ПЛЕП
Ваговий проліт	Ділянка ПЛЕП, вага проводів та тросів якої сприймається опорою
Вітровий прольот	Ділянка, на який опора сприймає тиск вітру на дроти та троси
Ввід від ПЛЕП	З'єднання відгалужень від ПЛЕП до внутрішньої СЕП, рахуючи від ізоляторів, встановлених на зовнішній поверхні будівлі або споруди (на стіні, на даху), до затискачів ввідного пристрою
Прольот	Відстань по ґрунту між опорами ПЛЕП, на яких жорстко закріплені дроти. Проліт між двома анкерними опорами – анкерована ділянка або анкерний прольот. Проміжний проліт – відстань між сусідніми проміжними опорами або між ними та анкерною опорою

В ПЛЕП напругою до 10(35) кВ неізолювані або захищені полімерною ізоляцією багатожильні алюмінієві або сталєалюмінієві проводи з антикорозійним заповненням або без нього кріплять до ізоляторів, встановлених на траверсах дерев'яних або залізобетонних опор. Інколи використовують багатожильні сталеві проводи. Над ПЛЕП напругою 35-50 кВ і вище для захисту від ударів блискавки підвішують заземлені троси зі сталевих або сталєалюмінієвих проводів. Грозозахисні троси служать для захисту ліній від грозових розрядів. Це переважно сталеві або сталєалюмінієві троси, що розміщуються над фазовими проводами ПЛЕП чи підстанції. Заземлювальні пристрої та розрядники призначені для відведення струмів блискавки або короткого замикання у землю.

На лініях напругою від 35 кВ та більше використовують підвісні ізолятори, які складають в гірлянди з окремих ізоляторів необхідної довжини залежно від напруги лінії. Штирові ізолятори використовують лише при одній напрузі лінії. ПЛЕП 330 кВ, 500 кВ і 750 кВ можна визначити за кількістю проводів кожної фази. Починаючи від 330 кВ, фази йдуть розщеплені.

По ПЛЕП також можна передавати інформацію за допомогою високочастотних сигналів або по волоконно-оптичній лінії передачі (ВОЛП), яка призначена для передачі інформації у оптичному діапазоні, як правило в інфрачервоному. Вони використовуються для передавання телеметричних даних, сигналів релейного захисту та протиаварійної автоматики та для диспетчерського керування.

ПЛЕП – найменш витратний спосіб передачі великих об'ємів електроенергії і вони залишаються важливим елементом СЕП. В порівняно з кабельними лініями, вони дешевші в будівництві, не потребують проведення земляних робіт для прокладання або заміни проводів, мають вищу ремонтпридатність та пропускну здатність, можливий візуальний огляд стану лінії. Постійно проводяться роботи з їх обслуговування, ремонту та технічному переоснащенню.

Одним з важливих та перспективних напрямків модернізації ПЛЕП низької та середньої напруги є заміна неізолюваних проводів на самонесучі ізолювані проводи (СПП), що знайшли застосування в різних країнах світу і поєднують невисоку вартість, достатню захищеність і технологічність.

5.2. Номінальні значення напруги і частоти ПЛЕП. Призначення вставок постійного струму у ПЛЕП

Значення стандартної напруги ПЛЕП змінного струму у різних країнах світу різні і наведені у табл. 5.2.

Допустимі відхилення частоти напруги у СЕП (в джерелах, перетворювачах та приймачах електричної енергії) змінюються від 0,0002% до 5-10% від номінального значення частоти.

Таблиця 5.2 – Ряди значень змінної напруги високовольтних ПЛЕП у світі

Країна	Стандартні напруги, кВ	Примітка
Україна	6; 10; (35)*; 110	лінії високої напруги
	110; 150; 330; 750	лінії надвисокої напруги
Канада	500; 735	-
Азія (без країн колишнього СНД)	400	Індія, Туреччина, Ірак, Іран
	275; 500; 1100***	Китай, Пакистан, Японія
	345; 735**	Японія, Південна Корея
Африка	220; 330; 400; 500	Не в кожній країні
Західна Європа	380; 420	Енергооб'єднання UCPTE, (12 країн Європи, до якого з 2014 р. підключено країни Східної Європи та Україна)
	110; 150; 230	Розподільні мережі всередині країн
	750	Франція
США	110; 220; 345; 500; 765; 1600**	По всій країні
	138; 345; 765	Додатково на півдні, у центрі та на півночі
	115; 230; 500; 765	Додатково на Заході та Південному сході країни зв'язок з енергосистемою Канади
	230; 345	Зв'язок із енергосистемою Мексики
Мексика, Центральна і Південна Америка	220; 400	Основна мережа в Мексиці
	220; 230; 500	Міждержавні зв'язки
	345; 400; 735	Бразилія

* Нестандартне значення застосовується для густонаселених територій (Донбас); **Проект; ***Японія

В світі найбільш поширені два основних стандарти значень напруги та частоти. Це американський стандарт, що дорівнює 100-127 В при 60 Гц та європейський стандарт – 220-240 В при 50 Гц. Більшість країн світу під єднались до одного з цих стандартів, хоча зустрічаються також перехідні та унікальні стандарти. Європейський стандарт з напругою 50 Гц є загальноприйнятим стандартом для всіх країн Євразійського континенту, Африки, Австралії і ряду південноамериканських країн. Американський стандарт (60 Гц) використовують в США, Канаді, в Мексиці, на островах Мікронезії, у більшості країн Центральної Америки: в Гватемалі, Гондурасі, Коста-Ріці, Нікарагуа, Панамі та Сальвадорі, – на островах Карибського моря та прилеглих островах: на Кубі, Гаїті, Тринідад і Тобаго, в Домініканській республіці, на Бермудських, Віргінських та Багамських островах. А також в деяких країнах Південної Америки; Венесуела, Колумбія, Еквадор.

У всіх розвинених країнах світу велика увага приділяється питанню електропередачі з використанням вставок постійного струму (ВПС). У тих країнах, де вже існують такі вставки (США, Канада, Західна Європа, Бразилія, Аргентина) планують подальше збільшення їхньої кількості, доводячи до виконання всіх міжсистемних зв'язків лініями-вставками постійного струму. В Україні була одна високовольтна ВПС «Волгоград-Донбас» – біполярна лінія завдовжки 475 км та напругою 800 кВ (між полюсами, або +400 кВ та -400 кВ щодо землі). Ця лінія могла передавати до 750 МВт год електроенергії. З грудня 2014 р. лінія не використовується, демонтована.

ВПС використовують для об'єднання енергосистем, що працюють на різних або несинхронних частотах, для видалення реактивної складової потужності. Вони складаються з двох перетворювальних пристроїв, один з яких працює на одному кінці ВПС в режимі випрямлювача, а інший – на іншому в режимі інвертора. По виду ланки постійного струму розрізняють ВПС:

- на основі перетворювачів струму зі згладжуючим реактором в колі постійного струму, рис. 5.1,а;
- на основі перетворювачів напруги з батареєю конденсаторів постійного струму, рис. 5.1,б.

ВПС на основі перетворювачів струму виконуються на тиристорах і тому мають більш високий ККД в порівнянні з ВПС на основі перетворювачів

напруги, в яких використовуються повністю керовані прилади – силові біполярні транзистори з ізолюваним затвором (*Insulated Gate Bipolar Transistors* – IGBT).

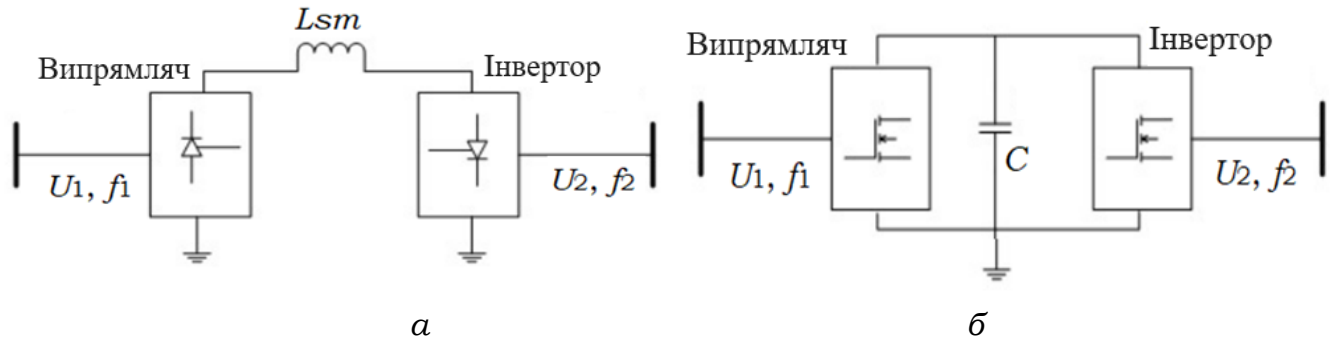


Рисунок 5.1 – Вставка постійного струму на основі перетворювачів:
а – струму; б – напруги

ВПС на базі двох перетворювачів напруги (рис. 5.1,б) забезпечує регулювання як активної, так і реактивної потужності в широких межах, що дозволяє відмовитися від використання додаткових пристроїв для компенсації реактивної потужності, необхідних якщо використовується ВПС тиристорного типу.

ВПС на базі перетворювачів напруги може застосовуватися для несинхронного об'єднання будь-яких енергосистем, у тому числі з міжсистемними зв'язками, що відносять до категорії «слабких», де потрібне регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні для забезпечення сталої роботи енергосистеми. ВПС може бути розташована або поблизу однієї з систем, що зв'язуються між собою, або на одній з проміжних підстанцій електропередачі змінного струму, яка пов'язує ці дві системи.

Останні десятиліття електроенергетики різних країн дедалі частіше застосовують постійний струм на вирішення різних завдань, зокрема і завдання передачі електричної енергії на великі відстані.

Зрозуміло, генерація, передача на великі відстані, розподіл та майже все споживання електроенергії здійснюються на змінному струмі. А постійний струм використовується для вирішення порівняно невеликого, але досить важливого кола завдань, що пояснюється специфічними властивостями постійного струму і характером електромагнітних процесів, пов'язаних з передачею електроенергії.

5.3. Види та конструкції опор ПЛЕП

5.3.1. Види та основні характеристики опор ПЛЕП

Залежно від конструкції, призначення та місця встановлення розрізняють проміжні, кутові (поворотні), анкерні, транспозиційні, відгалужувальні та кінцеві опори [13, 21, 22].

Габарити, довжина та конструкція кожного типу ПЛЕП залежать від струму (змінний або постійний), електричної енергії та напруги, яка може бути менше 0,4 кВ або досягати 1250 кВ. В Україні максимальна напруга становить 750 кВ. Схематично будь-яку ПЛЕП можна уявити так: опора; дроти; лінійна арматура; ізолятори. Додатково до елементів ПЛЕП відносять фундаменти опор, систему грозозахисту та заземлювальні пристрої. На ПЛЕП змінного трифазного струму підвішують не менше трьох проводів, рис. 5.2, на ПЛЕП постійного струму – два дроти.



Рисунок 5.2 – ПЛЕП змінного трифазного струму

Проміжні опори служать підтримки проводів певній висоті від землі і розраховані зусилля від проводів у поздовжньому напрямі чи під кутом. Їх встановлюють на прямих ділянках траси на відстані 35-45 м при нарузі ПЛЕП до 1 кВ, 50-60 м – при 6-10 кВ, близько 100 м – при вищих значеннях напруги. На проміжних опорах дроти закріплюються в підтримуючих затискачах. Якщо на проміжних опорах використовують підвісні ізолятори, то дроти закріплюються у

вертикальних гірляндах. На опорах зі штировими ізоляторами закріплення проводів проводиться дротяною в'язкою.

Проміжні опори сприймають горизонтальне навантаження від тиску вітру на дроти і опору, і вертикальне – від ваги проводів, ізоляторів і власної ваги; вони, як правило, не сприймають горизонтального навантаження від натягнення проводів і тросів, тому вони виконуються більш легкої конструкції,

ніж опори інших типів, наприклад, анкерні або кінцеві, що сприймають тяжіння проводів і тросів. Однак для забезпечення надійної роботи проміжні опори повинні витримувати деякі навантаження також в напрямку лінії. Проміжні опори становлять понад 80% загальної кількості опор ПЛЕП, рис. 5.3 та рис. 5.4.



Рисунок 5.3 – Проміжна опора ПЛЕП 750 кВ «Хмельницька АЕС – Жешув (Польща)»

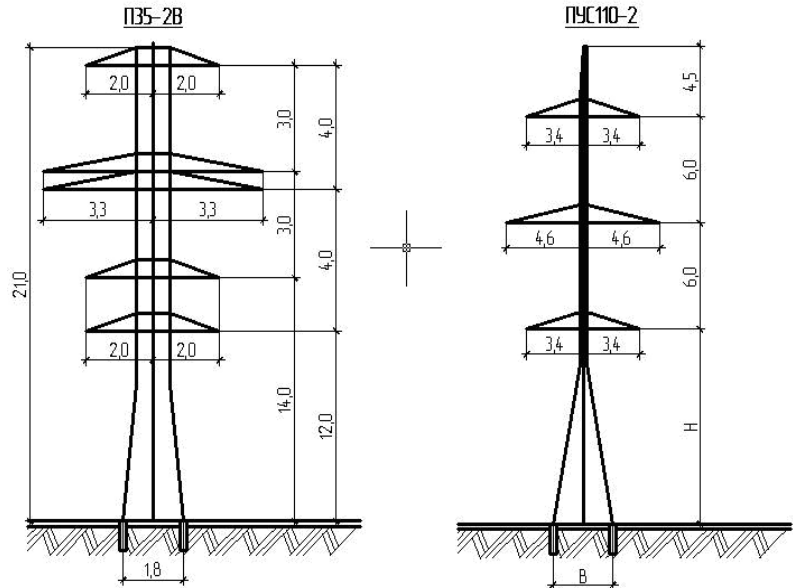


Рисунок 5.4 – Проміжні опори ПЛЕП 110 кВ і 35 кВ

Кутові (поворотні) опори встановлюють у місцях повороту ліній, у місцях зміни напрямку ПЛЕП, на кутах повороту лінії з підвіскою проводів у гірляндах. При нормальному режимі кутові опори сприймають одностороннє тяжіння по бісектрисі внутрішнього кута лінії. Крім навантажень, що діють на проміжні прямі опори, кутові опори сприймають навантаження від поперечних складових тяжіння проводів і тросів. Їх встановлюють у місцях зміни спрямування траси ПЛЕП, рис. 5.5 та рис. 5.6.

Кутом повороту лінії вважають кут, що доповнює до 180° внутрішній кут лінії. При кутах повороту більше 20° вага проміжних кутових опор зростає. Тому їх застосовують для кутів до $10-20^\circ$, для великих кутів повороту (до 90°) їх виконують за типом анкерних, рис. 5.7 та рис. 5.8. Анкерні опори служать для натягу дротів, вони сприймають зусилля, спрямовані вздовж ПЛЕП. Їх

встановлюють на прямих ділянках траси в опорних точках, а також на перетинах з різними спорудами, іншими лініями та перешкодами, рис. 5.8.



Рисунок 5.5 – Кутова опора 0,4 кВ



Рисунок 5.6 – Кутова опора 220 кВ



Рисунок 5.7 – Анкерна кутова опора
500 кВ

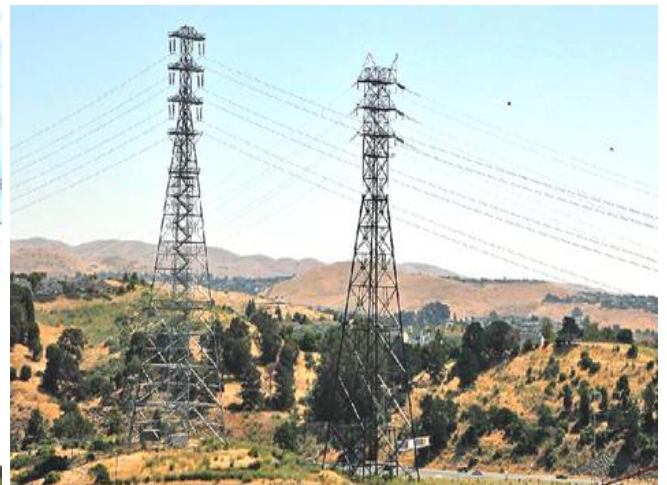


Рисунок 5.8 – Перетин кутових опор
330 кВ та 500 кВ (зверху)

Анкерні опори можуть бути проміжними, кутовими, відгалужувальними або кінцевими. При встановленні анкерних опор на прямих ділянках траси і підвісці проводів з обох боків від опори з однаковими тяжіннями горизонтальні поздовжні навантаження від проводів врівноважуються, і анкерна опора працює так само, як і проміжна, тобто вона сприймає лише горизонтальні та

вертикальні навантаження. У разі необхідності дроти з одного та з іншого боку від анкерної опори можна натягувати з різним зусиллям.

На лініях із підвісними ізоляторами дроти на анкерних опорах кріпляться у затискачах натяжних гірлянд. Ці гірлянди є ніби продовженням дроту і передають його тяжіння на опору. На лініях зі штировими ізоляторами дроти закріплюються посиленою в'язкою або спеціальними затискачами, що забезпечують передачу повного тяжіння дроту на опору через ізолятори.

Коли ПЛЕП проходить над водними басейнами, інженерними спорудами або іншими об'єктами, то на кінцях ділянки встановлюють опори з натяжними пристроями, а відстань з-поміж них називають проміжним анкерованим прольотом, рис. 5.9.

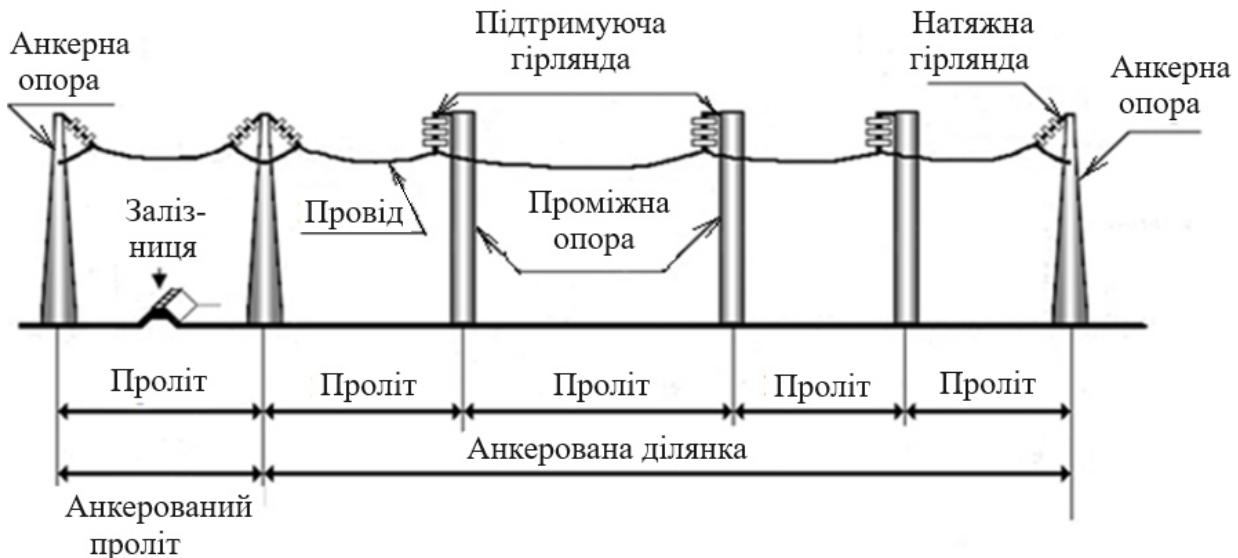


Рисунок 5.9 – Схема анкерованої ділянки ПЛЕП

Кінцеві опори встановлюються на початку та наприкінці ПЛЕП. Вони сприймають повне одностороннє тяжіння проводів та тросів з одного боку, яке спрямовані вздовж лінії. На рис. 5.10 представлена кінцева анкерна опора.

Спеціальні опори споруджують для транспозиції проводів, при переходах через річки, залізниці, ущелини тощо. Вони зазвичай значно вищі за нормальні, і їх виконують за особливими проектами:

1) транспозиційні – для зміни порядку розташування проводів на опорах з метою зміни взаємного розташування фаз та компенсації електромагнітної несиметрії ПЛЕП.



Рисунок 5.10 – Кінцева анкерна опора

Транспозицію застосовують на лініях довжиною понад 100 км та напругою 110 кВ і вище. Провід кожної фази проходить одну третину довжини лінії, другу – іншою, третю – ще іншою. Одне таке переміщення дротів називають «циклом транспозиції». На рис. 5.11 представлена ПЛЕП та схема транспозиції лінії напругою 110 кВ, на трасі довжиною $l = 120$ км;

- 2) перехресні – при перетині ПЛЕП двох напрямів;
- 3) противітрові – для посилення механічної міцності ПЛЕП;
- 4) перехідні – при переходах ПЛЕП над інженерними спорудами, через природні перепони, при перетині річок тощо;
- 5) відгалужувальні – для відгалуження ліній від основних та від магістральних ПЛЕП через велику віддаленість споживачів.

В різних країнах шукають різні рішення конструкцій опор для ПЛЕП.

Є країни, в яких дуже важливою вимогою є те, щоб вони не псували пейзажі країни. Архітектори з фірми *Choi+Shine Architects* (Ісландія) придумали структурованих гігантів, які несуть електричні дроти, рис. 5.12. Вони не зіпсували краєвиди унікального острова, але зробили їх ще кращими.

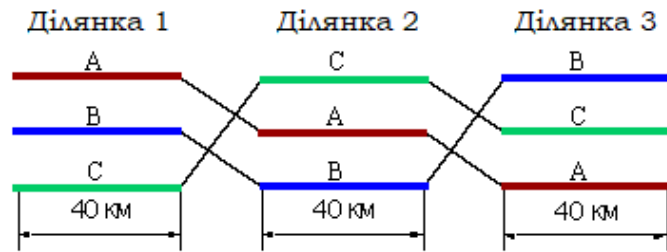
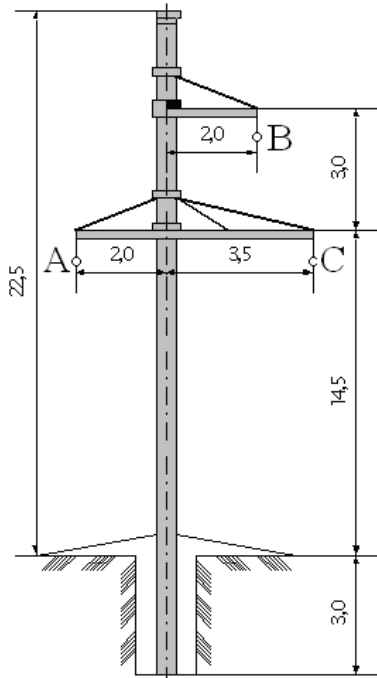


Рисунок 5.11 – ПЛЕП та схема
транспозиції лінії напругою 110 кВ,
довжиною $l = 120$ км
(Розміри опори ПЛЕП в метрах)



Рисунок 5.12 – Унікальні високовольтні опори ПЛЕП, що не псують пейзажі
(Ісландія, побудовані частково, проект архітектурної студії Choi+Shine Architects)

5.3.2. Вимоги до опор ПЛЕП

Конструкція опори ПЛЕП повинна відповідати двом основним вимогам: надійна передача електроенергії та забезпечення безпеки людей, тварин, будівель та обладнання. Кількість та тип опор, а також відстань між ними («крок» опор) визначаються складністю та конфігурацією траси; матеріалом та перерізом проводів; кліматичними умовами району; ступенем заселеності

території, якою проходить траса; вимогами, що забезпечують надійність та безпеку експлуатації [7, 13, 19, 22, 32, 37, 41, 74].

Також необхідно враховувати, що на ПЛЕП у процесі експлуатації діють різні природні явища (урагани, пориви вітру, льод, іній), від яких вони піддаються підвищеним механічним навантаженням, рис. 5.13.



Рисунок 5.13 – Провисання дротів від ваги налипших снігу та інію

5.3.3 Захист ПЛЕП від удару блискавки

ПЛЕП монтують високо, на відстані не менш 5 м від землі, тому вони схильні до удару блискавкою: статистика показує, що 75-80% аварій на ПЛЕП відбуваються від розряду блискавки, тому завжди вживають заходи щодо захисту ПЛЕП під час грози. Від високого розряду спрацьовує протиаварійна автоматика, що призводить до знеструмлення великих районів, до аварій на станціях і підстанціях.

Для захисту ліній монтують спеціальний оцинкований сталевий або сталє-алюмінієвий грозозахисний трос, перерізом 50-70 мм², який розташовують над фазними проводами (див. рис. 5.2). Це забезпечує безпечну експлуатацію ПЛЕП в будь-яких погодних умовах, бо блискавковідвід приймає удар на себе і відводить струм в сотні ампер через заземлюючі пристрої. Грозозахисний трос використовують на ПЛЕП з напругою від 110 кВ та з металевими або залізобетонними опорами.

Захист від блискавки для ПЛЕП з напругою 6-35 кВ на дерев'яних опорах роблять лише на підходах до станцій. Для ПЛЕП напругою до 1000 В захист проводів від прямого удару блискавки, як правило, не використовують.

Головною відмінністю грозозахисних тросів від інших сталевих канатних виробів виступає покриття цинком кожного окремого дроту в пасмах. Оцинкована сталь має невисокий опір, тому падіння напруги, що викликане дуже великими струмами, не завдає сталевому канату шкоди через короткостроковість розряду блискавки. Цинкове покриття дозволяє обійтися без густої змазки, воно захищає трос від корозії, що особливо важливо при роботі в умовах агресивних середовищ. Металеве осердя забезпечує тросу достатню міцність і довговічність.

Іншим способом захисту від удару блискавки є забезпечення малого електричного опору заземлення опори ПЛЕП, що знижує ймовірність ураження блискавкою фазових проводів та обмежує вплив імпульсної напруги на ізоляцію при ударі блискавки.

В даний час для захисту ПЛЕП середньої напруги (6-20 кВ) від грозових перенапруг застосовують спеціальні пристрої – довго-іскрові розрядники петльового типу РДІП, які встановлюють на всій ПЛЕП, на підходах до підстанції та перед кабельними вставками. Вони виключають перекриття фазних ліній та усувають негативні наслідки, що індуковані грозовими перенапругами, рис. 5.14.

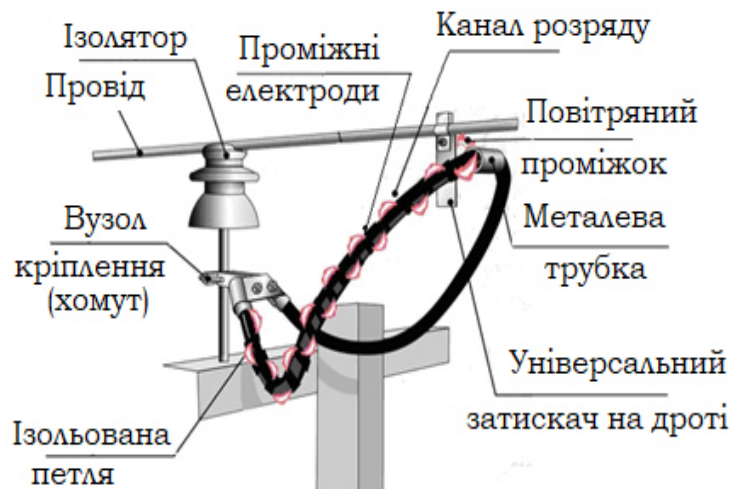


Рисунок 5.14 – Довго-іскровий петльовий розрядник

Довго-іскрові розрядники не руйнуються від дугових замикань через вплив блискавок і наведених струмів, як нелінійні обмежувачі перенапруги або трубчасті і вентильні розрядники оскільки ці струми протікають поза конструкцією розрядника. Універсальний сталевий затискач закріплюють

напроти металевої трубки розрядника на дроті ПЛЕП. Він покритий захисним шаром з цинку, що створює необхідний іскровий проміжок і зміцнює ізольовану петлю розрядника. Затискач забезпечує надійне кріплення до елементів арматури ПЛЕП і дозволяє встановлювати його як на неізольовані, так і на ізольовані дроти, наприклад, на СІП. Розрядники захищають ізоляцію від грозових перенапруг, а дроти ПЛЕП – від перепалів. Також розрядники захищають ПЛЕП та встановлене на неї обладнання від грозових відключень, пошкоджень та від дугових замикань.

Робота розрядника заснована на ефекті ковзаючого розряду, який забезпечує велику довжину імпульсного перекриття по поверхні розрядника і запобігає за рахунок цього переходу імпульсного перекриття в електричну дугу зі струмом промислової частоти. При виникненні на проводі індукованого грозового імпульсу іскровий повітряний проміжок між проводом ПЛЕП і металевою трубкою розрядника пробивається і напруга прикладається до ізоляції між металевою трубкою і металевим стрижнем петлі. Імпульсна напруга створює ковзаючий заряд вздовж поверхні ізоляції петлі від металевої трубки до затиску кріплення розрядника. При впливі грозової перенапруги розрядник перекривається, а ізолятор – ні. Після закінчення дії імпульсного струму блискавки ковзаючий розряд гасне, не переходить в дугу. Це виключає виникнення КЗ і пошкодження проводів. Якщо встановлювати петльові розрядники по одному на кожному опорі з послідовним чергуванням фаз, можна захистити проводи від грозового впливу, а ПЛЕП – від аварійного відключення.

5.3.4 Матеріал опор ПЛЕП

5.3.4.1. Дерев'яні опори для ПЛЕП

Для ПЛЕП застосовують дерев'яні, залізобетонні та сталеві опори. Останнім часом для освітлювальних мереж стали застосовувати сталеві оцинковані опори та щогли круглого та восьмигранного перерізу.

Дерев'яні опори широко застосовують у багатих лісами районах, де можна використовувати природний круглий сортамент. До переваг дерев'яних опор слід віднести невелику вагу, достатню механічну міцність, високі природні електроізоляційні властивості, що дозволяє знизити кількість ізоляторів та відмовитися від грозозахисного троса. Дерев'яні опори найдешевші з усіх видів

опор та допускають спільну підвіску силових ліній 0,4-10 кВ та ліній вуличного освітлення.

До недоліків дерев'яних опор слід віднести можливість розщеплення блискавкою, а також те, що вони недовговічні: навіть при хорошому просоченні та належному обслуговуванні вони служать лише 30-40 років, тому їх поступово замінюють залізобетонними, термін служби яких становить 50-60 років.

Дерев'яні опори мають прості форми: одиночний стовп, П- та А-подібна форма, портал. Більш складні дерев'яні опори не використовують, бо це неекономне, рис. 5.15.

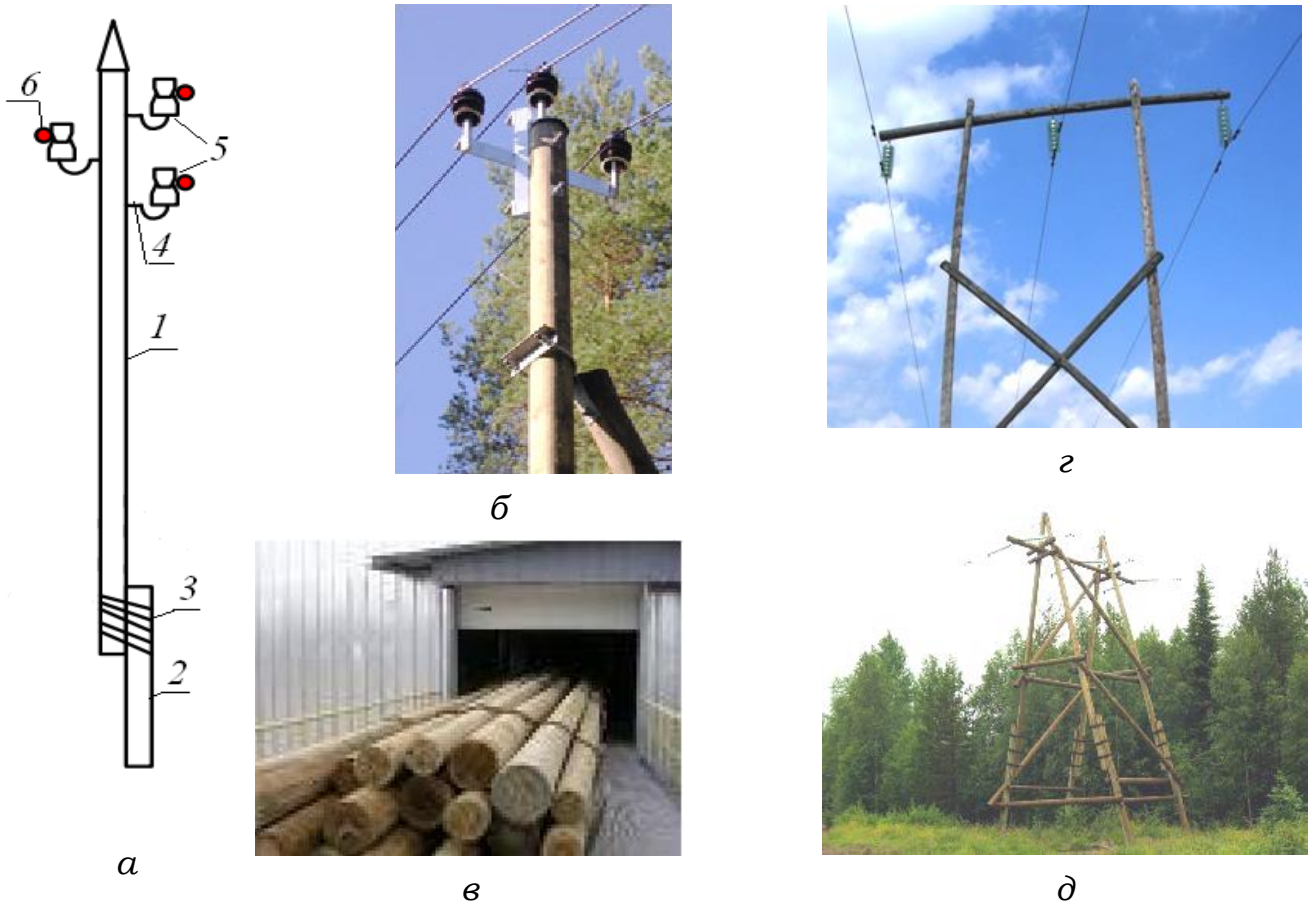


Рисунок 5.15 – Види дерев'яних опор ПЛЕП

а – ескіз одно-стійкової проміжної опори ПЛЕП 6 кВ;

б – одно-стійкова проміжна опора ПЛЕП 6 кВ;

в – колоди зі знятою корою для ПЛЕП;

г – дерев'яна П – подібна двох-стійкова опора ПЛЕП 35 кВ;

д – дерев'яна АП-подібна двох-стійкова опора ПЛЕП 35-110 кВ;

1 – опори; 2 – пасинок; 3 – бандаж; 4 – гак; 5 – штирові ізолятори; 6 – дроти

Дерев'яні опори ПЛЕП зазвичай виготовляють із сосни або модрина. В окремих випадках застосовують ялинку, кедр, ялицю (крім траверс та приставок). Термін служби дерев'яних опор залежить від сорту та якості деревини, атмосферних умов, характеру ґрунту тощо. Але в середньому для непросоченого лісу він становить: 25-30 років – для модрина, 14-15 років – для сосни, 12-13 років – для ялинки. Залежно від кліматичних умов термін служби може істотно змінюватися.

У зв'язку з тим, що непросочена деревина гниє дуже швидко, то опори ПЛЕП виготовляють тільки після просочення спеціальними протигнильними речовинами-антисептиками. Модрина зимової рубки добре протистоїть загниванню, тож її іноді застосовують непросоченою. Для просочення використовують мідно-хром-миш'якові (МХМ) склади, креозотові та сланцеві оливи. Опори, просочені МХМ, використовують під час будівництва ПЛЕП з напругою 0,4-10 кВ, і термін їх служби в середньому дорівнює 40 років. Опори, просочені складами МХМ, на відміну від опор, просочених креозотом або сланцевою оливою, не мають запаху і не виділяють пари просочення в навколишнє середовище.

Найкращим способом антисептування деревини опор вважається просочення кам'яновугільною оливою, що отримується при перегонці сирої кам'яновугільної смоли. Хороші результати дає також просочення антраценовою оливою та флегмою. При цьому вологість деревини має бути не більше ніж 25 %.

Різні породи дерев просочуються по-різному. Найкраще піддається просоченню сосна. Ялина і модрина погано піддаються просоченню, особливо зовнішні шари, тому їх можна просочувати тільки водорозчинними антисептиками в сталевих циліндрах під надлишковим тиском до 0,9 МПа. Для цього рекомендується використовувати доналіт різних марок. Просочені деталі не слід обробляти. У крайньому випадку затесане місце або просвердлений отвір слід додатково просочити.

За конструкцією розрізняють цілісно-стійкі та складні дерев'яні опори зі стійок та приставок-«пасинків», які бувають залізобетонні або дерев'яні, рис. 5.16, а. Іноді для пасинків використовують списані залізничні шпали чи відрізки рейок. Для суцільно-стійкових опор (рис. 5.16, а, б) застосовують довгомірну пропитану деревину високої якості, що обмежує їх застосування.

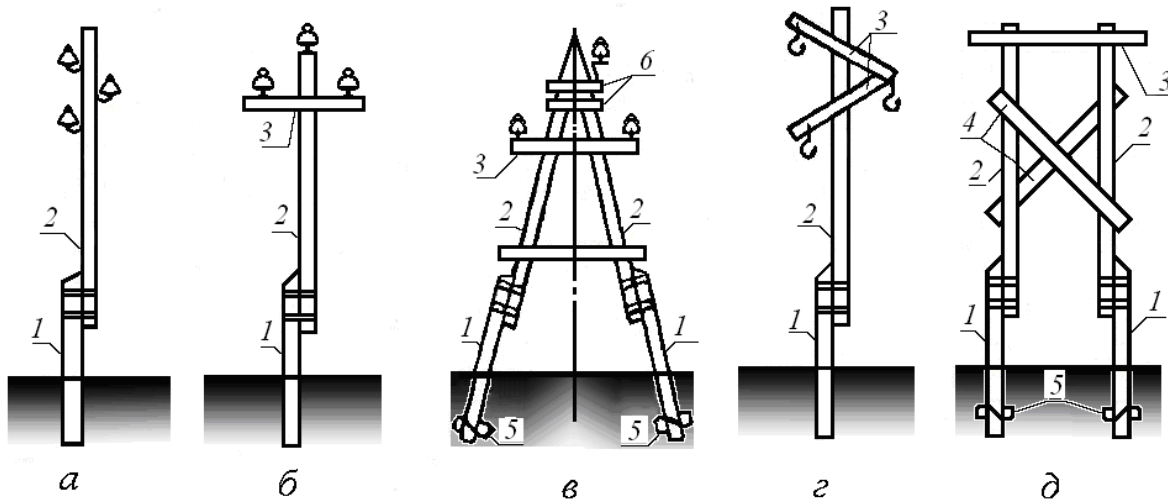


Рисунок 5.16 – Ескізи основних видів дерев'яних опор ПЛЕП:
 а – одно-стоїчна проміжна 0,4-10 кВ; б – проміжна 0,4-35 кВ;
 в – кутова проміжна з підкосом 6-35 кВ; г – проміжна 35 кВ;
 д – проміжна 35-220 кВ, що вільно стоїть;
 1 – пасинок (приставка); 2 – стійка; 3 – траверса; 4 – розкоси;
 5 – ригель; 6 – підтраверсний брус

Для суцільно-стійкових опор використовують стійкі завдовжки 9,5 та 11 м, а для складових – 9,5; 7,5 і 6,5 м у поєднанні із залізобетонними приставками («пасинками») завдовжки 3,25 м або 4,25 м. Можливе використання дерев'яних приставок завдовжки 3,5 м або 4,5 м. Опори із залізобетонним «пасинком» поєднують у собі переваги залізобетонних та дерев'яних опор: мають достатньо високу грозостійкість та високий опір гниттю у місці торкання з ґрунтом. Більшість проміжних опор виконують одно-стоїчними. При проходженні ПЛЕП по місцях, де можливі низові пожежі, застосовують опори тільки із залізобетонними приставками-пасинками.

Анкерні та кінцеві дерев'яні опори виконують А-подібними. Для напруги 110 кВ та вище опори проміжного типу виконують П-подібними, а анкерні – АП-подібними. За кордоном при виготовленні анкерних, кінцевих та інших складних опор застосовують відтяжки із сталевих тросів. В Україні вони не використовуються.

Бандажі для з'єднання пасинків з опорою виконують з м'якого сталевого оцинкованого дроту діаметром не менше 4 мм. Допускається застосування неоцинкованого дроту, покритого асфальтовим лаком, діаметром 5-6 мм.

Кількість витків бандажу залежить від діаметра дроту і, якщо немає спеціальних вказівок у проекті, дорівнює 12 витків – при діаметрі дроту 4 мм, 10 витків – при 5 мм та 8 витків – при 6 мм. Усі витки бандажа повинні бути рівномірно натягнуті та щільно прилягати один до одного. Кінці бандажного дроту забивають у дерево на глибину 20–25 мм. Натомість дротяних бандажів допускається застосовувати спеціальні стяжні хомути, механічна міцність яких перевіряють розрахунком і з'єднує не більше двох деталей опори.

Для опор ПЛЕП використовують деревину не нижче за 3-й сорт. При оцінці деревини враховують її міцність, природні вади (сучки, тріщини, гнилизна тощо), горючість, гігроскопічність. Також враховують зменшення міцності при підвищеній вологості та розмірів під час сушінні.

5.3.4.2 Залізобетонні опори для ПЛЕП

Залізобетонні опори виконують різних типів: одно-стійкові, вільно-стоячі, без відтяжок або з відтяжками, порталні вільно-стоячі та порталні на відтяжках. Опора складається зі стойки, виконаної з центрифугованого або віброваного залізобетону, траверси, грозозахисного троса із заземлювачем на кожній опорі (для захисту лінії від блискавки). Трос, пов'язаний із заземлювачем (провідник у вигляді труби, забитої в землю поруч із опорою), захищає ліній від прямих ударів блискавки за допомогою заземлюючого штиря.

Залізобетонні опори, порівняно з металевими, довговічніші та дешевші в експлуатації. Основна їх перевага – зменшення витрат сталі на 40-75%, а недолік – велика маса. За місцем виготовлення залізобетонні опори ділять на бетоновані на місці установки (застосовують за кордоном) або заводського виробництва.

Проміжні опори ПЛЕП від 6 до 220 кВ – одно-стійкові. Це вільні залізобетонні стойки із закріпленими на них сталевими траверсами. На деяких опорах додатково встановлюють тросостойку для кріплення грозозахисного троса. Тросостойки мають зварну конструкцію та кріпляться до стойки хомутами. На тросостойках опор ПЛЕП 35 та 110 кВ передбачають можливість підвіски грозозахисного тросу через ізолятор.

Всі види залізобетонних опор встановлюють або безпосередньо в пробурену свердловину, або кріплять на фланцях до залізобетонного фундаменту. Закріплення опор у ґрунті здійснюється шляхом встановлення їх у циліндричний котлован глибиною 2,5 м (іноді 3,5 м) з наступним заповненням «пазух» гравійно-

піщаною сумішшю. Для збільшення міцності кріплення опор у слабких ґрунтах встановлюють ригелі, прикріплені до стійок за допомогою напівхомутів. Для запобігання контакту стійки з ґрунтовими водами виконують гідроізоляцію нижньої частини стійки на висоту 3,2 м. Для захисту від попадання води всередину стійки зверху встановлюють бетонну кришку, яка збільшує площу опори нижнього торця стійки. Кріплення траверси до ствола стійки залізобетонної опори виконують за допомогою наскрізних болтів, пропущених через спеціальні отвори в стійці, або за допомогою сталевих хомутів, що охоплюють стовбур і мають цапфи для кріплення на них кінців траверс. Металеві траверси попередньо піддають гарячій оцинковці, щоб вони при експлуатації не вимагали спеціального догляду та спостереження. Для приєднання заземлення вище гідроізоляційного шару на стійці випускається сталевий дротик діаметром 12 мм, який приварюють до арматури.

Залізобетонні опори ПЛЕП на напругу до 1 кВ мають конічну форму та прямокутний або круглий переріз, рис. 5.17, та жорсткий металевий каркас з арматурної сталі, що підвищує механічну міцність опори. До арматури каркаса залізобетонних опор приварюють виводи для з'єднання нульового дроту лінії із заземленою нейтраллю. Залізобетонну опору встановлюють у блокових фундаментах або безпосередньо в землю з підкладкою під неї залізобетонної плити. Роботи з оснастки опор (траверси, штирі та ізолятори) виконують до їх підйому та встановлення, що значно полегшує працю монтажників.

Для ПЛЕП 220-330 кВ використовують вільні опори зі сталевими траверсами. Для їх закріплення в слабких ґрунтах встановлюють або більше ригелів, або внутрішні хрестові металеві зв'язки. Хрестові зв'язки економніше за установку ригелів, вони зменшують згинальні моменти на рівні закладення опори в ґрунт.

Ескізи деяких видів залізобетонних опор наведено на рис. 5.17.

5.3.4.3 Металеві (сталеві) опори для ПЛЕП (рис. 5.18) застосовуються при напрузі 35 кВ та вище. Опори роблять із сталевих прокату (в основному застосовують рівносторонній куточок); високі перехідні опори можуть бути виготовлені зі сталевих труб.

На рис. 5.19 наведений ескіз металевої опори ПЛЕП 220-330 кВ.

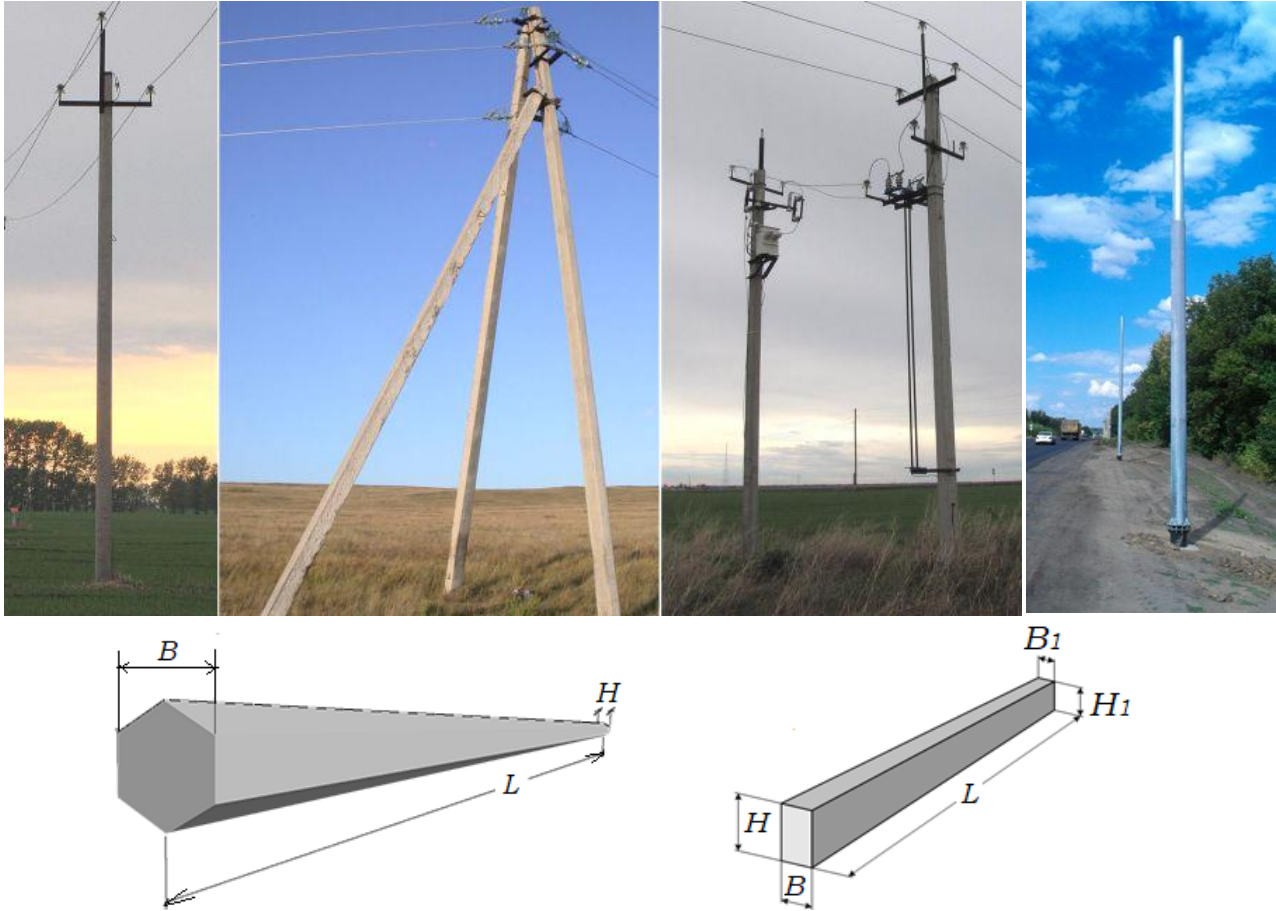


Рисунок 5.17 – Форми залізобетонних опор ПЛЕП

За конструкцією сталеві опори можуть бути двох видів:

- 1) баштові або одно-стійкові, які за способом закріплення поділяють на вільні та з відтяжками;
- 2) порталні вільно-стоячі та з відтяжками.

Проміжні сталеві опори баштового типу з одностороннім розташуванням проводів використовують для зменшення ширини просіки під охоронну зону в лісових масивах.

До переваг сталевих опор відносяться:

- витримують великі механічні навантаження, що дозволяє підвішування велику кількість проводів на значній висоті;
- висока механічна міцність та відносно мала маса;
- прості в виготовленні, складанні, встановленні та обслуговуванні на трасах.

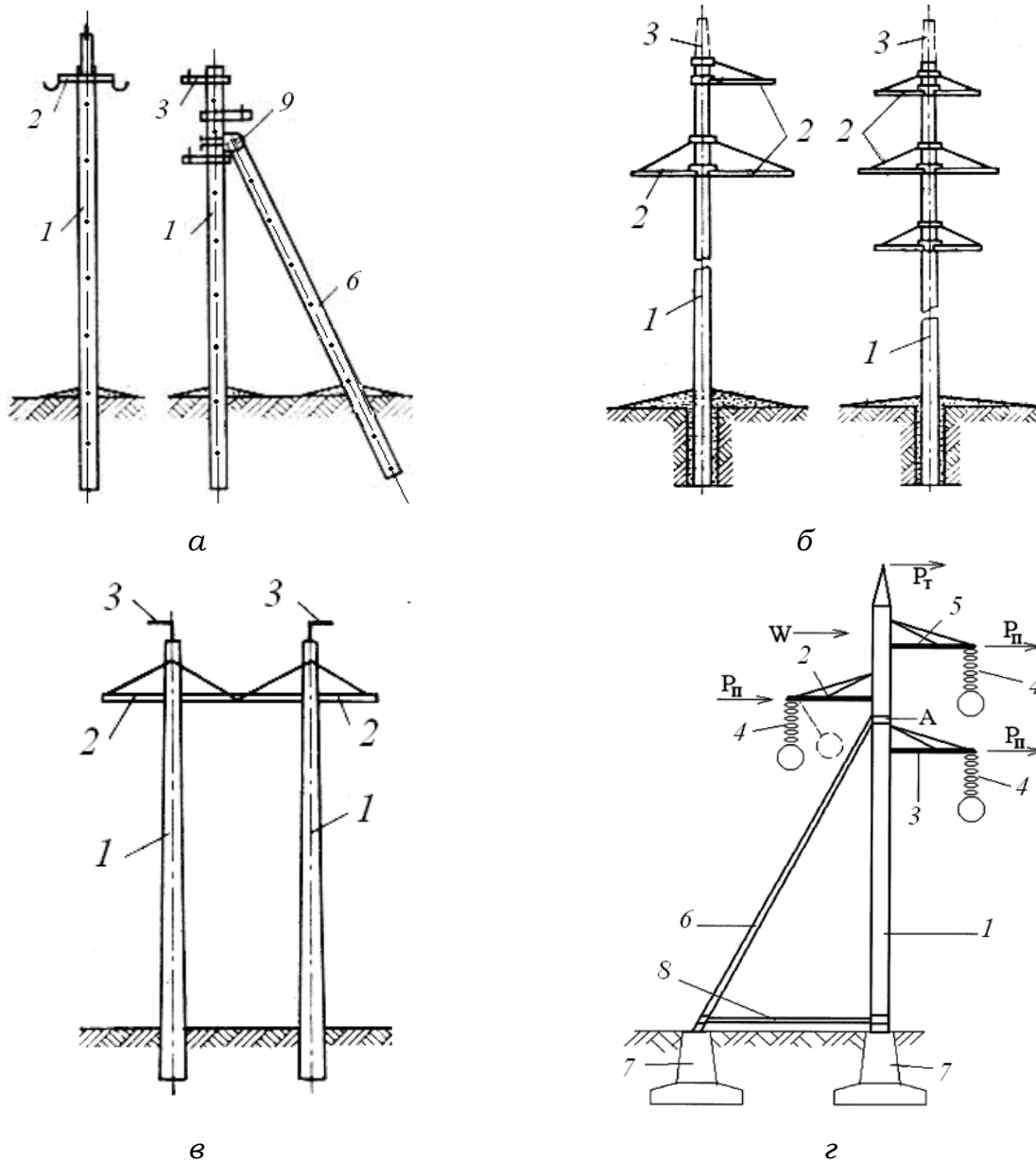


Рисунок 5.18 – Ескізи залізобетонних опор:

а – одно-стійкова проміжна опора та анкерна опора з підкосом, яку ставлять на кутах повороту ПЛЕП від 20 до 90 градусів при напрузі 6-10 кВ;
б – проміжні одно-стійкові опори 35-220 кВ; *в* – одно-стійкові вільно-стоячі опори 35-220 кВ; *г* – одно-стійкова залізобетонна опора з підкосом 35-220 кВ:

1 – опора (стійка); 2,3 – консоль; 4 – гірлянди підвісних ізоляторів;
 5 – консоль для вузла кріплення гірлянди підвісних ізоляторів для верхнього дроту; 6 – підкіс; 7 – фундамент; 8 – стяжка, яка пов'язує стійку (1) і підкіс (б) та формує силовий трикутник опори; 9 – стяжка опори та підкосу;

W – переважний напрямок вітру; P_{Π} – напрям тяжіння проводів;

P_T – напрям тяжіння грозозахисного троса

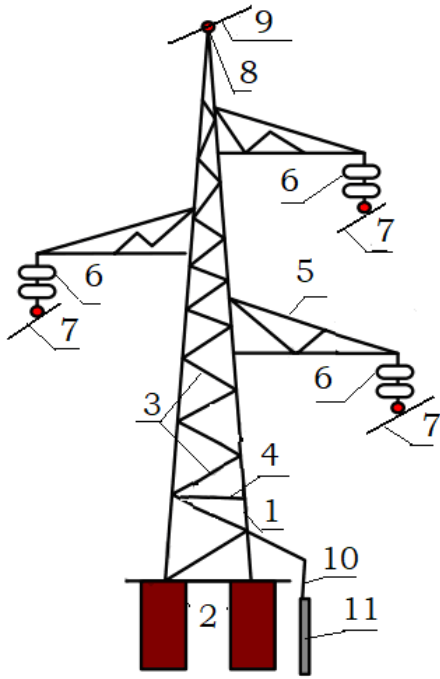


Рисунок 5.19 – Ескіз металевої опори ПЛЕП 220-330 кВ

- 1 – стойка; 2 – залізобетонний фундамент збірний або монолітний; 3 – розкоси; 4 – пояс опори; 5 – траверса (тяга та пояс траверси); 6 – гірлянда ізоляторів натяжна або підвісна залежно від призначення опори; 7 – провід; 8 – тросостойка; 9 – трос грозозахисний; 10 – заземлювач; 11 – заземлюючий стрижень

До недоліків сталевих опор слід віднести їх схильність до корозії, тому зварні секції та деталі опор на заводі фарбують 1-2 рази (відповідно до вимог замовника). Більш надійний захист опор від корозії забезпечує гаряче оцинкування елементів.

Сучасним варіантом сталевих опор є багатогранні металеві конічні опори (проміжні, анкерні та перехідні) на основі багатограних гнутих стійок, що використовують вже протягом 35–40 років для освітлення вулиць, для низько- та для високовольтних силових мереж (від 6-10 кВ до 330 кВ). Для ПЛЕП з напругою 110-500 кВ їх застосовувати як анкерні та кутові опори.

Багатогранні металеві опори – це гранований конічний стовбур зі стійок у вигляді порожнистих усічених пірамід зі листової сталі марки С245, С345 (ДСТУ 8539:2015) з поперечним перерізом у формі правильного багатогранника, див. рис. 5.20. Секції стійок з'єднані між собою телескопічними або фланцевими сполуками. Висота таких опор сягає 40 м, товщина стінок – від 3 до 12 мм, діаметр майданчика під опори – до 2 м. Антикорозійний захист виконується за допомогою гарячого оцинкування, що збільшує термін експлуатації до 50 років.

Можливі два варіанти з'єднання секцій між собою: фланцеве і телескопічне. При фланцевому варіанті з'єднання секції багатограних опор з'єднуються й скручуються болтами. У болтових конструкціях мінімальна відстань від центру болта до краю елемента стійки має бути не менше ніж 1,25 діаметра отвору для болта. Основним недоліком болтових опор є збільшення (в 1,5-2 рази) трудовитрат на їх складання на трасі та збільшення у 2,5-3 рази витрат болтів.



Рисунок 5.20 – Багатогранна металева
конічна опора

При телескопічному варіанті секції опори насаджуються одна на іншу й стягуються за допомогою спеціального пристосування і ручних лебідок у горизонтальному положенні. Траверси опор на металевих огранених стойках бувають багатогранні й ґратчасті. В Україні опори з телескопічним з'єднанням секцій раніше не застосовувалися через відсутність виробничої бази для їх виготовлення. Але ще до війни багато заводів України по виготовленню металоконструкцій почали

освоювати їх виробництво для ПЛЕП та освітлення.

Металеві багатогранні опори ПЛЕП значно надійніші за бетонні, особливо в складних кліматичних умовах, в районах з температурою повітря до -65°C і нижче, зі значними вітрами та можливими обледеніннями. В аварійному режимі багатогранна сталева опора витримує навантаження в 2-3 рази більше за залізобетонну опору. Для установки багатогранних опор використовують три основних способи:

- 1) встановлення щогли в пробурений котлован;
- 2) встановлення вежі на трубчастий фундамент. В цьому випадку в ґрунт встановлюється заставна деталь – труба потрібного діаметра з фланцем і вже до неї кріпиться опора;
- 3) встановлення опори на анкерний фундамент.

Мінімальна товщина стінки сталевих багатогранних опор напругою 110-500 кВ має бути не менш 5 мм. Нижній діаметр стойки опори (діаметр фланця) прийматися з урахуванням типу і габаритних розмірів фундаменту. Стойки гранованих опор можуть складатися з однієї, двох або кількох секцій в залежності від необхідної висоти. При встановленні в фундаменти з метою щільної посадки допускається встановлення між «п'ятою» опори та верхньою площиною фундаменту до чотирьох прокладок загальною товщиною 40 мм.

Ескізи сталевих опор наведено на рис. 5.21.

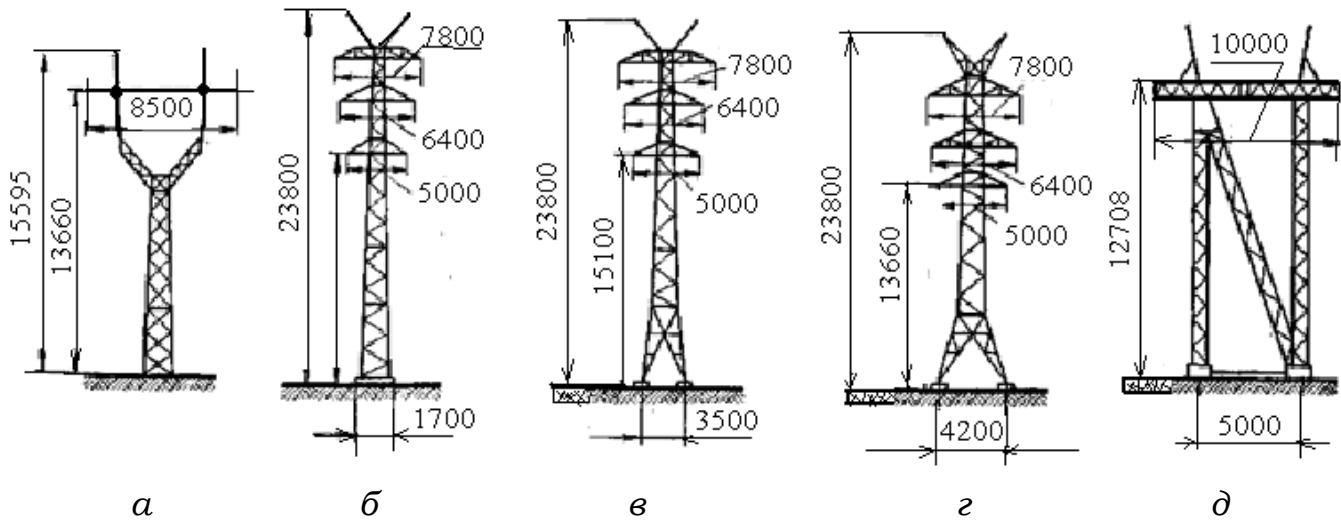


Рисунок 5.21 – Ескізи основних видів сталевих опор ПЛЕП напругою 220 кВ (розміри в мм):

а, д – проміжні вузько-базові опори типу «чарка»; *б* – проміжна широко-базова опора типу «чарка»; *в* – проміжна широко-базова опора стрижневого типу на тросових розтяжках; *г* – спеціальна проміжна широко-базова берегова опора стрижневого типу

5.3.5 Заземлювальні пристрої ПЛЕП

Заземлення ПЛЕП призначене для відведення в землю імпульсних струмів, що виникають при прямому ударі блискавки в опори або в грозозахисні троси, а також для зниження напруги ліній, яка може збільшитися через конденсаторний ефект «земля-лінія». Через зменшення енергоспоживання знижується завантаження ПЛЕП активним струмом і цей ефект посилюється, в лініях наводяться значні реактивні струми. Перевантаження ПЛЕП реактивною енергією є настільки значною проблемою, що у деяких енергетичних кампаніях ставлять питання зниження напруги високовольтних ПЛЕП або їх відключення, тому що надлишкова реактивна енергія пропорційна ($c \times U^2$), де c – ємність системи «земля-лінія»; U – напруга ПЛЕП.

ПЛЕП напругою понад 1000 В заземлюють на усіх розподільних пристроях і біля комутаційних апаратів для забезпечення відключення лінії. Для ПЛЕП напругою до 1000 В встановлюють заземлення тільки на робочому місці, [13].

До заземлюючого пристрою підключають трубчасті та вентильні розрядники; обмежувачі перенапруги; довго-іскрові або мульті-камерні розрядники тощо, рис. 5.22. Для захисту від комутаційних, резонансних і атмосферних перенапружень використовують розрядники.

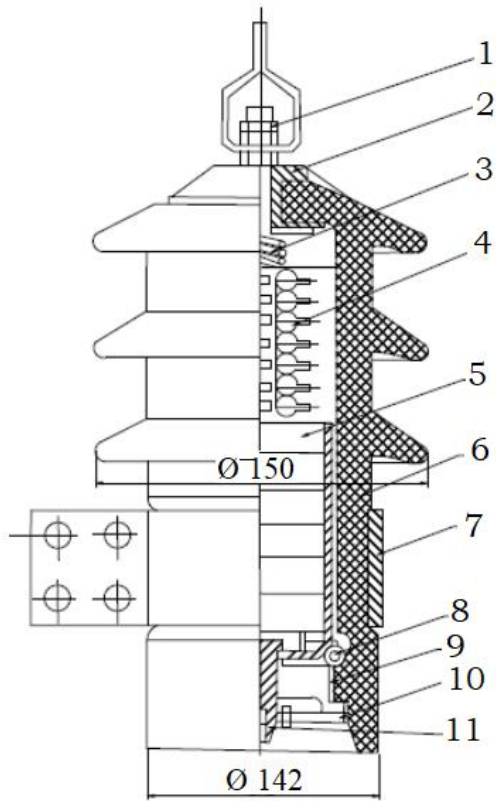


Рисунок 5.22 – Вентильний розрядник РВП-10

Заземлювачі можуть бути штучні та природні: арматура, стойки опор, залізобетонні фундаменти ПЛЕП. Якщо опір фундаментів великий, то разом з ними застосовують штучні заземлювачі, які виконують у вигляді горизонтальних променів з круглої сталі діаметром 10-16 мм або вертикально вбитих у землю стрижнів з труб або кутового профілю.

Заземлення опор виконується за наявності на ПЛЕП засобів блискавкозахисту. Головним засобом блискавкозахисту ПЛЕП є грозозахисний трос. На сталевих та залізобетонних опорах з'єднання грозозахисних тросів із заземлюючими пристроями завжди здійснюється з використанням металевих елементів опор. Заземлення опор потрібне для зменшення ймовірності зворотних перекидів від протікання струму по заземлювачу, що виникає від удару блискавки в опору або в трос.

В результаті на ПЛЕП підлягають заземленню:

- опори, що мають грозозахисний трос або інші пристрої грозозахисту;
- залізобетонні та сталеві опори ПЛЕП напругою 0,4-35 кВ;
- опори, на яких встановлені силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та інші апарати;
- сталеві та залізобетонні опори ПЛЕП 110-500 кВ без спеціальних систем блискавкозахисту, якщо це необхідно для забезпечення надійної роботи систем релейного захисту та автоматики.

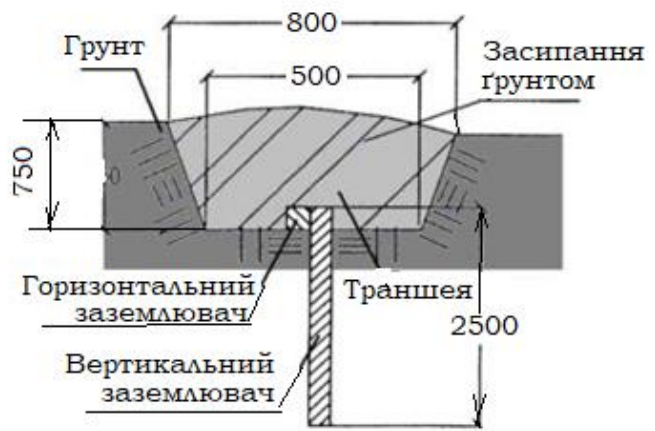
Для використання природної електричної провідності нижньої частини залізобетонних опор та фундаментів засипати котловани бажано вийнятим або

очищеним ґрунтом. Заземлювачі у вигляді кілець або прямокутників укладаються на дно котлованів під фундаменти. Краще один контур на весь котлован. Заземлювачі встановлюють на глибині, де вони можуть досягти шарів ґрунту, що добре проводить. Штучні заземлювачі виконують із сталевого прута діаметром 12-16 мм, а в агресивних ґрунтах – діаметром 18-20 мм.

Вертикальні заземлювачі, залежно від характеристик ґрунту, виконуються довжиною від 2,5 до 20 м. Найбільш економічні вертикальні заземлювачі з круглої сталі, що мають хорошу провідність і легко досягають провідні шари ґрунту. Їх встановлюють методом вдавлення чи загвинчування, рис. 5.23. Прутки заземлювачів зварюють внахлест по всьому периметру, при цьому довжина нахльостування повинна бути не менше шести діаметрів прутка.



а



б

Рисунок 5.23 – Встановлення заземлювачів

а – з'єднання круглого вертикального заземлювача з потужним ЕП;

б – план встановлення вертикального та горизонтального заземлювачів

У скельних ґрунтах допускається прокладка заземлювачів на незначній глибині в розробленому шарі ґрунту або по поверхні з бетонуванням, а при прокладанні в мерзлих ґрунтах – просто по поверхні. Коли провідність поверхневих шарів ґрунту досить висока і коли в кам'янистих і скельних ґрунтах неможливо забити вертикальні заземлювачі, можна застосовувати протяжні горизонтальні променеві заземлювачі. Їх прокладають паралельно поверхні землі на глибині 0,5-1 м. На ділянках з дуже високим питомим опором ґрунту

ефективне застосування безперервних горизонтальних заземлювачів, які з'єднують кілька опор.

5.4. Правила формування траси встановлення опор ПЛЕП

5.4.1. Вирубування просік для ПЛЕП. Охоронні зони ПЛЕП

Для забезпечення нормальної роботи ПЛЕП, що проходять лісовими масивами, для виключення її пошкодження та відключення при падінні дерев на дроти, дерева вирубують на смузі певної ширини, яка називається просікою, рис. 5.24. Рекомендована ширина вирубки просік наведена у табл. 5.3.



Рисунок 5.24 – Просіки для ПЛЕП

Вибираючи трасу для ПЛЕП, прагнуть максимально зберігати лісові масиви і зелені насадження.

Для виконання робіт з рубання просіки необхідно отримати дозвіл про відведення лісової смуги під вирубку. До початку робіт з влаштування просіки необхідно прибрати сухостійні дерева та дерева, що були повалені вітром. Просіку прорубають на всю проектну ширину. Повалений ліс очищають від сучків, складають у штабелі з обох боків кордонів просіки, а траса споруджуваної ПЛЕП має бути очищена від залишків деревини. У місцях спорудження фундаментів опор мають бути викорчувані пні.

Для попередження нещасних випадків та охорони ЛЕП (повітряних та кабельних) вздовж них формують охоронні зони, [59].

Таблиця 5.3 – Ширина просік при проходженні ПЛЕП у лісових масивах

Проходження ПЛЕП	Встановлена ширина просіки
У насадженнях заввишки не більше 4 м	
1) У зоні низькорослих насаджень заввишки до 4 м	Не менша відстань між крайніми проводами ПЛЕП плюс 6 м (по 3 м у кожную сторону від крайніх проводів). При цьому відстані крайніх проводів при їх найбільшому відхиленні до крони дерев повинні бути не менш: 2 м для ПЛЕП до 20 кВ; 3 м для ПЛЕП 35-110 кВ; 4 м для ПЛЕП 150-220 кВ; 5 м для ПЛЕП 330-500 кВ
2) На території фруктових садів із насадженнями не вище 4 м	Вирубвання просіки необов'язкове. Відстані від проводів при максимальному їх відхиленні до крони дерев повинні бути такими ж, що й для низькорослих насаджень заввишки до 4 м.
У насадженнях більше 4 м заввишки	
1) Для ПЛЕП 330–500 кВ, а також для радіальних, одно-ланцюгових та двох-ланцюгових ПЛЕП-220 кВ	Не менше відстані між крайніми проводами ПЛЕП плюс відстань, що дорівнює двом середнім висотам дерев (по одній висоті дерева в кожную сторону від крайніх проводів). Окремі високі дерева на краю просіки ПЛЕП мають вирубуватись
2) Для решти ПЛЕП 220 кВ і нижче, відключення яких не викликає припинення живлення споживачів	Ширина просіки дорівнює відстані між крайніми проводами плюс відстань від крайніх проводів при їхньому максимальному відхиленні: 2 м для ПЛЕП до 20 кВ; 3 м для ПЛЕП 35-110 кВ, 4 м для ПЛЕП 150-220 кВ, 5 м для ПЛЕП 330-500 кВ
3) На косогорах, у глибоких долинах та ярах	Просіки прорубують з урахуванням висоти дерев. Якщо відстань по вертикалі від верхівки дерева до проводів ПЛЕП більше 8 м, то просіка прорубується тільки під ПЛЕП шириною, що дорівнює відстані між крайніми проводами плюс 2 м у кожную сторону.
4) У парках, лісах, заповідниках, біля населених пунктів, у захисних смугах вздовж залізниць та шосейних доріг, в заборонених смугах вздовж річок та озер	Ширина просіки встановлюється організацією, під контролем якої перебувають насадження. При цьому відстані від проводів при їхньому найбільшому відхиленні до крони дерев повинні бути тими ж, що і для низьких насаджень, що заввишки до 4 м.

Охоронна зона ПЛЕП – земельна ділянка та повітряний простір (на висоту опор), що встановлюють уздовж ПЛЕП та вздовж їх переходів через водойми. Вона обмежена умовними вертикальними площинами, що віддаляються по обидва боки від крайніх проводів при їх невідхиленому стані:

- для ПЛЕП напругою до 1 кВ – до 2 м (крім ліній із СІП або із ізолюваними проводами, прокладеними по стінах будівель та конструкцій);
- від 1 до 20 кВ – 10 м (5 м – для ліній із СІП або із ізолюваними проводами при розміщенні у межах населених пунктів); 35 кВ – 15 м; 110 кВ – 20 м; 150-220 кВ – 25 м; 300, 500, 400 кВ – 30 м; 750 кВ – 40 м.

5.4.2. Перетини та зближення ПЛЕП між собою. Провіси дротів

Особлива увага при спорудженні ПЛЕП має приділятися дотриманню відстаней в місцях перетину та зближенні ліній між собою, зближення зі спорудами, з лініями зв'язку та сигналізації (ЛЗ), з лініями ретрансляційних мереж (РС), з дорогами, трубопроводами тощо. ПЛЕП повинні розміщуватись так, щоб опори не загороджували входи в будівлі та в'їзди у двори, не ускладнювали рух транспорту та пішоходів. У місцях, де є небезпека наїздів транспорту, опори мають бути захищені, наприклад, відбійними тумбами.

Для ПЛЕП напругою до 1 кВ відстань h від нижньої точки провисання до землі має бути не менше 6 м, рис. 5.25. У

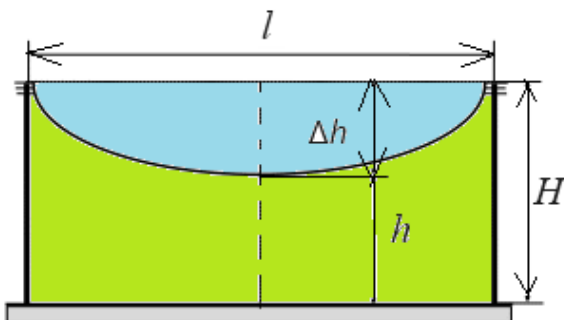


Рисунок 5.25 – Ескіз ПЛЕП між двома опорами (габаритний прогін)

важкодоступній місцевості ця відстань може бути зменшена до 3,5 м, а в недоступній місцевості (схили гір, скелі, скелі тощо) – до 1 м. Стріла провисання Δh – важливий конструктивний параметр ПЛЕП, і визначається вертикальною прямою, проведеною від уявної лінії з'єднання точок кріплення проводів на сусідніх опорах з довжиною прольоту l до нижньої точки

провисання проводів між цими опорами, що мають висоту H , рис. 5.25. При перетині з непроїжджою частиною вулиці відстань від проводів до тротуарів та пішохідних доріжок можна зменшити до 3,5 м. При перетині судноплавних водойм ПЛЕП з будь-якою напругою відстань до води становить 50 м. Розрахунок

відстані нижньої точки провисання до води несудноплавних рік розраховується так само, як і для суші, [22].

При будь-якій напрузі не можна накидати на дроти та опори ПЛЕП сторонні предмети, підніматися на опори, розміщувати під ними звалища та розводити вогонь, працювати ударними механізмами, скидати на землю вантажі масою більш 5 т, а в зоні підземних кабельних ліній ще й зливати їдкі, корозійні, пально-мастильні речовини.

У зоні проходження ПЛЕП з напругою більш 1 кВ також забороняється:

- розміщувати будь-які сховища, в першу чергу, паливно-мастильних матеріалів;
- розміщувати дитячі та спортивні майданчики, стадіони, ринки, загони для худоби, гаражі та стоянки всіх видів машин та механізмів (за винятком тих, що належать фізичним особам);
- запускати літальні апарати, включаючи повітряні змії;
- здійснювати прохід суден із піднятими стрілами кранів;
- заборонено проїзд машин та механізмів, що мають загальну висоту (з вантажем або без вантажу) понад 4,5 м;
- виконувати сільськогосподарські роботи із застосуванням сільськогосподарських машин та обладнання висотою понад 4 м;
- здійснювати полив сільськогосподарських культур струменем води понад 3 м.

У місцях перетину ПЛЕП з автомобільними дорогами повинні стояти дорожні знаки, що забороняють проїзд транспорту висотою понад 4,5 м (з вантажем або без вантажу), а при напрузі ПЛЕП 330 кВ і вище, крім того, заборонено зупинення транспорту.

В охоронних зонах вздовж ПЛЕП, а також по периметру підстанцій та РП, якщо вони розташовані в лісових масивах, для безпечної експлуатації електромережевого господарства прокладають просіки та підтримують їх у пожежобезпечному стані. Вирубають та обпилюють дерева та чагарники, висота яких перевищує 4 м, а також дерева, що загрожують падінням на дроти.

Орієнтовні дані про найменші відстані проводів ПЛЕП до землі, до будівель та автомобілів, що проїжджають, наведено в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Найменші відстані від проводів ПЛЕП до землі, будівель та споруд, м

Характеристика місцевості	При напрузі ПЛЕП, кВ					
	до 35	110	150	220	330	500
Ненаселена місцевість	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
Важкодоступна місцевість	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
Населена місцевість:						
до поверхні землі	7,0	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0
до будівель або споруд	3,0	4,0	4,0	5,0	6,0	–
Мінімальна відстань по горизонталі від проводів ПЛЕП до виступаючих частин будівель та споруд	2,0	4,0	5,0	6,0	20,0	30,0
Відстань до струмоведучих частин від найвищої точки машини або вантажу при використанні високо-габаритної техніки, не менш	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	4,5

При зближенні ПЛЕП напругою 500 кВ з такими ж ПЛЕП та з ПЛЕП нижчої напруги відстань між найближчими проводами повинна бути не менше 50 м. При перетині ПЛЕП 330-500 кВ між собою опори ліній повинні бути анкерними нормальної конструкції. Допускається перетин ПЛЕП 330 та 500 кВ з ПЛЕП 220 кВ та нижче виконувати на проміжних опорах.

Як правило, дроти ПЛЕП більш високої напруги повинні бути розташовані над проводами ПЛЕП нижчої напруги, див. рис. 5.8.

Відстань по горизонталі від проводів ПЛЕП напругою до 1 кВ до будівель при їх найбільшому відхиленні повинна бути не менше: 1,5 м (до балконів, терас і до вікон), 1 м – до глухих стін. Проходження ПЛЕП над будинками не допускається, за винятком вводів у будинки.

У разі необхідності струмонесучі проводи ПЛЕП можуть підвішуватися на загальних опорах з ізолюваними проводами ліній зв'язку. Вони повинні розташовуватися над ними на відстані не менше 2 м. Іноді допускається розташовувати дроти ПЛЕП напругою 380/220 В під проводами ЛЗ.

Місце перетину ліній між собою в прогоні необхідно вибирати якомога ближче до опори верхньої лінії.

5.5. Складання та встановлення опор ПЛЕП

5.5.1. Загальні вимоги. Правила встановлення опор

Усі роботи зі складання та встановлення опор проводяться за проектами, що розробляються відповідно до ДСТУ Б В.2.6-194:2013 [22]. До початку робіт повинен бути підготовлений майданчик, на якому виконуватимуться роботи, та бути завезені елементи опори. Усі майданчики повинні мати заздалегідь підготовлені під'їзди для автотранспорту та будівельної техніки.

У процес складання та монтажу опор входять: викладання залізобетонних стійок та окремих елементів сталевих опор, складання та встановлення опори в проектне положення, її перевірка та закріплення. Викладення опор та їх елементів проводиться вздовж осі ПЛЕП. В окремих випадках, виходячи з рельєфу місцевості та з умов підйому опори, викладання та складання опори проводиться впоперек осі траси ПЛЕП.

На косогорах викладення та збирання опор необхідно проводити вздовж осі ПЛЕП, траверсами у бік підйому косогору. На ділянках перетину ПЛЕП з автомобільними дорогами та залізницями, річками та ярами опори викладають уздовж осі лінії, траверсами та тросостійкою у бік об'єктів, що перетинаються, на відстані від центру установки опори до перетину не менше 1,5 висоти опори. Ця відстань відрховується:

- при перетині з автошляхами – від центру опори до брівки кювету;
- при перетині із залізницями – до проекції ліній зв'язку та ліній автоблокування, а за їх відсутності – до краю основного земляного полотна-насипу;
- при перетині з ярами – до їх брівки;
- при перетині з річками – до краю води;
- при перетині з ЛЗ та з лініями ПЛЕП іншої або такої ж напруги – до проекції їхнього крайнього дроту.

Дерев'яні опори, які мають порівняно невелику масу та розміри, встановлюють краном або краном та трактором із застосуванням падаючої стріли. Вирівнювання стійок опор проводять поглибленням котловану або підсипанням щебню, якщо котлован виритий глибше, ніж потрібно. У відкопаний котлован підбивати ґрунт забороняється, оскільки він може осісти, що призведе до перекосу опори. Установка опор на косогорах

відрізняється від наведених вище методів і проводиться відповідно до проекту виконання робіт, що складається для кожного конкретного випадку.

Установка залізобетонних опор проводиться, як правило, стріловими кранами та кранами-установниками опор. При необхідності підтягування опор використовується трактор. Діаметр циліндричного пробуреного котловану не повинен перевищувати діаметр стойки більш ніж на 25%. За більшої різниці встановлюється верхній ригель. Ригелі на проміжних опорах розташовуються вздовж осі ПЛЕП. Час між бурінням котловану та встановленням в нього опори не повинен перевищувати однієї доби.

При установці двох-стійкових та порталних залізобетонних опор проводиться послідовне встановлення двох стійок, потім проводиться монтаж траверс, верхніх кінців хрестових зв'язків між стойками та закріплення нижніх кінців зв'язків. Після підйому та встановлення краном вільно-стоячих опор у викопані котловани, їх тимчасово закріплюють відтяжками, потім встановлюються нижні та верхні ригелі. Остаточне закріплення опор здійснюється засипанням ґрунтом «пазух» котловану з пошаровим трамбуванням. У зимовий час суміш для засипання пазух захищають від промерзання матами із шлаковати або іншими утеплювачами.

Монтаж сталевих опор залежно від призначення, типу, висоти, умов монтажу та маси проводиться різними методами: методом підйому стріловим краном, методом нарощування елементів або методом комбінованого монтажу. Деталі сталевих опор повинні мати антикорозійне покриття та не мати пошкоджень (погнутостей, скручування тощо). Опори повинні збиратися біля фундаменту з одночасним кріпленням основи опори до фундаменту шарнірами, за допомогою яких здійснюється підйом опори. Викладання опори здійснюють на дерев'яні підкладки висотою не менше 30 см. Підкладки встановлюють під стиками опор.

Складання болтових опор, якщо вони надійшли в розібраному вигляді, здійснюють двома методами:

- 1) спочатку збирають нижню площину стойки, починаючи від фундаменту, потім у зворотному порядку (посекційне) збирають три інші площини. Після остаточного складання стойки збирають траверси і кріплять їх до опори;

2) з'єднують дві бічні площини секцій, потім їх встановлюють «на ребро» і розчалюють, після цього між бічними площинами встановлюють діафрагми і збирають нижню і верхню решетування стойки. Потім на стійку кріплять окремо зібрані траверси та тросостойки.

Для ПЛЕП 500 кВ і вище при укрупненому складання секцій сталевих проміжних опор на відтяжках використовують пересувне обладнання: вантажопідйомне обладнання, кондуктори, кантувачі, рольганги для подачі елементів секцій на складання та інше обладнання та інструменти.

5.5.2 Особливості монтажу ПЛЕП на важких трасах та при переходах через водойми

До важких трас відносяться траси, що проходять по населеній місцевості, по місцевості зі складним рельєфом, по косогорах; в місцях, де є великі природні перешкоди та штучні споруди; у суворих кліматичних умовах. Монтаж ПЛЕП на таких ділянках роблять за спеціальними проектами, в яких додатково в технічному завданні вказують необхідний рівень кваліфікації робітників, обумовлюють умови їх розміщення та побуту, доставку до місця роботи; правила завезення конструкцій та матеріалів, обладнання, описують необхідні засоби механізації, умови технічного обслуговування та ремонтів. Для виконання кожного виду робіт складають технологічні карти.

У водонасичених та слабких ґрунтах ПЛЕП встановлюють влітку, у сухий час. Стіни котловану роблять з ухилом 1:1, фундаменти опор встановлюють у котлован відразу після його відриття. У зимовий час котлован у таких ґрунтах відривають покрокове, із застосуванням пошарового проморожування. Проморожений ґрунт рихлять і бурильними машинами бурять котлован. У слабких ґрунтах і на болотах влаштовують фундаменти з паль.

У ґрунтах із вкрапленнями гравію або валунів, які важко піддаються механізованим розробці, земляні роботи ведуть вручну. Для зменшення об'ємів ручних робіт котловани відривають на невелику глибину з малими кутами ухилу. Видалення з котловану великих валунів після їх подрібнення на частини проводять трактором за допомогою сітки зі сталевих канатів. Закріплення опор на твердих скелях здійснюється анкерними болтами,

закріпленими в шпурах, що спеціально пробурюються, в скелі. Буріння шпурів у скелях проводиться за допомогою пневмо-перфораторів.

Фундаменти бувають залізобетонні збірні; пальові із залізобетонним ростверком; залізобетонні монолітні; бетонні монолітні. Збірні залізобетонні фундаменти, що складаються з 2-8 типових залізобетонних підніжок, поєднують зварними металевими балками, що укладаються під кожен «ногу» опори. Фундаменти кріплять за допомогою фундаментних болтів спеціального типу («скельні» болти). Вирівнювання майданчиків під опорні плити здійснюється рідким розчином із піску дрібної фракції та цементу. Навантажувати скельні болти можна через 25-30 днів після бетонування.

Фундаменти перехідних опор складніші і відрізняються конструкцією, розмірами та міцністю. Під кожен «ногу» перехідних опор встановлюють однакові фундаменти. На складних рельєфах, коли робота вантажо-підіймальних кранів обмежена, підйом опор здійснюють в основному способом «стріли, що падає».

При встановленні опор трапляються складні ситуації. У 70-ті роки минулого століття, на півдні Запорізької області, на лівому березі Каховського водосховища було споруджено Запорізьку ТЕС потужністю 3600 МВт. Необхідно було простягнути дві ПЛЕП напругою 330 кВ у Нікопольський енергетичний район, розташований на іншому березі водосховища. Перехід ліній через водні простори такої протяжності раніше не здійснювався. Для першого споруджуваного переходу (330 кВ) проектувальники вибрали повітряний варіант лінії (кабельний підводний варіант був нерентабельний, дорожчий і складніший у будівництві та експлуатації). Довжина між крайніми перехідними опорами становила 5,15 км, безпосередньо над водою – 4,6 км. Перехід був виконаний двох-ланцюговими лініями, завдяки чому по одному переходу над водою проходить відразу дві лінії – Л243 та Л244.

На переході було встановлено 7 перехідних опор анкерного типу заввишки 90 і 100 м, з яких 5 – в акваторії водосховища. Перехід прийнято за схемою К-7А-К (К – кінцева опора, А – анкерна). Довжини прольотів між опорами ПЛЕП 330 кВ дорівнювали 810-920 м. Маса стометрової опори 290 тон, а 90-метрової – 260 тон. Двох-ланцюгові опори баштового типу були виконані з оцинкованого кутового прокату. Опори обладнані сходами,

майданчиками та огороженими трапами на траверсах, причому на опорі можна безперешкодно піднятися – сходи спускаються прямо до землі, на відміну від більшості інших переходів, де драбини зазвичай не сягають землі на 2-3 м, щоб зменшити спокусу «туристів» залізти на щоглу.

Монтаж перехідних опор на акваторії потребував спеціального облаштування фундаментного майданчика тимчасовими причалами, вантажопідйомними механізмами. Найбільшу складність мало спорудження фундаментів опор у воді. Тому вперше в практиці будівництва ПЛЕП (як у нашій країні, так і за кордоном) було прийнято рішення про спорудження переходу наплавним методом: в особливому котловані-доку було споруджено плаваючі фундаменти і на них змонтовано перехідні опори. Наплавні фундаменти були виконані пустотілими, із тонкостінних залізобетонних елементів і, по суті, являли собою величезні поплавці. Для забезпечення їхньої плавучості фундамент мав водонепроникні днища, зовнішні борти та внутрішні переборки. Переборки розділяли внутрішню частину фундаменту на вісім ізольованих баластних відсіків, на відсік для розміщення обладнання та центральний розподільчий відсік. Таке виконання забезпечило непотоплюваність фундаменту та точність його баластування, а також достатню стійкість під час буксирування суднами.

Після закінчення будівництва фундаментів та монтажу на них перехідних опор котлован заповнили водою до рівня Каховського водосховища. При відкритих кінгстонах одночасно відбувалося наповнення водою всіх внутрішніх відсіків фундаментів. Після цього розібрали перемичку, яка розділяла котлован-док і Каховське водосховище. Потім по черзі, при закритих кінгстонах, з кожного відсіку фундаменту потужними насосами відкачували воду і, після його спливання, буксировали до місця встановлення на трасі переходу.

Буксирування опор з водосховища та роботи з їх встановлення проводилися за допомогою 5 буксирних теплоходів – 2 головних; 2-бічних та 1 заднього (гальмівного, потужністю 442 кВт). Усі 5 систем «фундамент + опора» буксували до місця призначення, потім відсіки фундаментів знову затоплювали, внаслідок чого вони «сідали» на потрібне місце на дні водосховища.

Перехід ПЛЕП 330 кВ (Л243/244) був введений в експлуатацію у 1977 р. В 1984 р. аналогічним наплавним методом, на відстані 350 м від першої лінії, було споруджено одно-ланцюговий перехід лінії 750 кВ «Запорізька АЕС – ПС-750 кВ Дніпровська» зі схемою встановлення опор К-2П-А-3П-К (К – кінцева, П – перехідна опора, А – анкерна), що забезпечило передачу електроенергії від ЗАЕС паралельно вже існуючому переходу ПЛЕП-330 кВ від ЗаТЕС. З п'яти перехідних опор три було встановлено на акваторії водосховища. Опори оцинковані, перехідні проміжні опори висотою 126 м вагою 375 тон кожна, анкерна опора висотою 100 м важила 350 т. Довжини перехідних прольотів становить 1215-1350 м. Монтаж проводів був виконаний за допомогою розкочувальних барж і буксирів.

До війни стан переходів всіх ліній постійно контролювали, працювали спеціалісти, у тому числі оцінювався стан підводної частини фундаментів. Переходи ПЛЕП через Каховське «море», мабуть, можна віднести до найцікавіших конструкцій, що використовуються для передачі електроенергії у світовому масштабі, рис. 5.26.

5 червня 2023 р. російськи загарбники підірвали греблю Каховської ГЕС. Рівень води знизився до аварійного рівня. Натепер стан опор ПЛЕП невідомий.

5.5.3 Підготовка (розкочування) проводів ПЛЕП для кріплення на опорах

Розкочування проводів проводять у напрямку від вищої позначки до низької на основі підписаного акту закінчення робіт зі встановлення та перевірки опор, ліквідації недоробок на опорах та відтяжках, на дуже малій швидкості від анкерної опори, не допускаючи волочіння проводів по землі. Розкочування проводів волочінням можна застосовувати коли виключається можливість їх пошкодження: по траві, гладкому льоду, по неглибокому снігу.

Головне завдання при розкочуванні проводів – забезпечити збереження проводів та оцинкування троса. Довжина проводів, що вивозяться на трасу, повинна бути однаковою або незначно відрізнятись. Розвезення барабанів з проводом і грозозахисним тросом проводять відповідно до карти розвезення, де вказано місце встановлення барабана та напрямок розкочування. Проводи розкочують з транспортерів, розкочувальних візків, саней або з нерухомих пристроїв, на які встановлюють барабани.



Кінцеві опори 330 кВ



Верхівка перехідної опори 330кВ



Наплавні фундаменти опор 330 кВ



Загальний вид переходів ПЛЕП



Берегова перехідна опора 330 кВ



Берегова перехідна опора 750 кВ



Кінцеві опори 330 кВ



Перехід 330 і 750 кВ

Рисунок 5.26 – Перехід ПЛЕП через Каховське «море»

Коли на барабані залишається 10-15 витків, провід розмотують вручну, у зворотний бік. Для зрощування з проводом наступного барабана залишають кінець довжиною 2-3 м. При розкочуванні домагаються синхронності роботи розкочувального пристрою та швидкості руху трактора, ведуть спостереження за правильністю змотування дроту з барабана, за можливою появою пошкоджень. Ушкодження помічають та усувають до підйому на опори.

Допускається одночасно розкачувати відразу кількох проводів: розщеплені дроти однієї фази розкочують одночасно з візків, на яких встановлюють два або три барабани. На окремих ділянках, де трактор не може пройти, розкочування проводять із застосуванням допоміжного троса, яким протягують дроти та канати вручну або трактором з лебідкою, встановленим за межами перешкоди. Для цього кінець дроту, що сходить з барабана, прикріплюють до каната трактора і витягують. Барабани з проводом (тросом) розташовують біля останньої опори і роблять розкочування вручну по всій довжині перешкоди. Потім провід (трос) укладають у монтажні ролики та піднімають на опори.

Перехід через електрифіковану залізницю здійснюється в період припинення руху поїздів і, як правило, у разі відключення контактних проводів, проводів ліній зв'язку та автоблокування. Зрощування проводів ПЛЕП та грозозахисних тросів при переході через залізницю не допускається.

5.6. Провід та ізолятори ПЛЕП

5.6.1. Марки, перерізи, характеристики проводів для ПЛЕП

Матеріали проводів і тросів повинні мати високу електричну провідність, мати достатню механічну міцність, витримувати атмосферні впливи [13, 22]. Діаметр та матеріал для проводів ПЛЕП підбираються під проектне навантаження кожної лінії. Найчастіше використовують сталєалюмінієві проводи (марка АС). Вони містять суцільне або багатожильне сталеве осердя поверх якого накладаються один або декілька спіральних витків алюмінієвого дроту. Алюмінієва частина проводу відповідає за передачу струму, а сталевий дріт додає міцності конструкції, допомагаючи витримувати вагу і дозволяє застосовувати підвищене натягування.

Проводи ПЛЕП бувають багато- і одно-дротяні, монометалеві (алюмінієві, мідні) та біметалічні (сталеалюмінієві, сталеві-бронзові, сталеві-мідні).

Проводи з одного дроту, (одно-дротяні), з площею перерізу від 4 до 10 мм², мають невелику міцність, їх застосовують тільки для ПЛЕП напругою до 1 кВ. Багато-дротяні дроти, звиті з кількох дротів, гнучкіші і міцніші, випускають перетином до 500 мм², і застосовують для ПЛЕП всіх значень напруги. До класу багато-дротяних проводів належать і СПП, (див. далі).

Зазвичай багато-дротяні дроти виготовляють із круглих дротів, причому

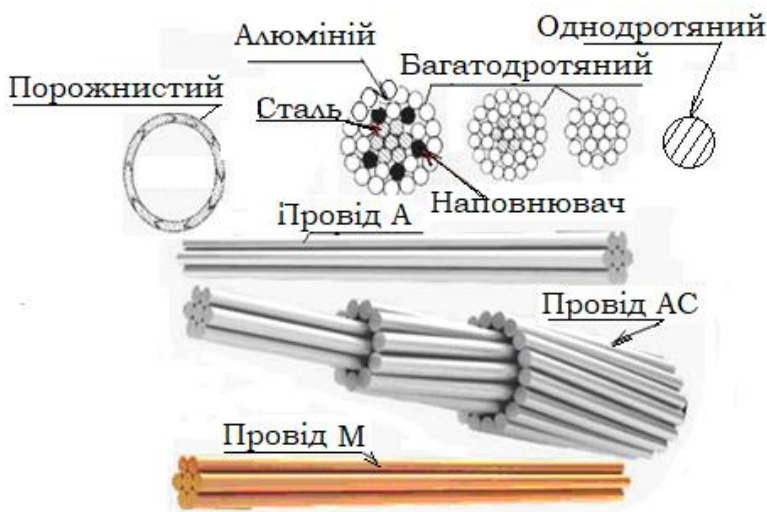


Рисунок 5.27 – Види проводів для ПЛЕП

в центрі поміщають кілька дротів однакового діаметра, рис. 5.27. За умовами механічної міцності для ПЛЕП напругою до 1 кВ застосовують одно-дротяні та багато-дротяні проводи різних перерізів: алюмінієві А – не менше 16 мм²; сталеві-алюмінієві АС та біметалічні ПСТ – не менше 10 мм²; сталеві багато-дротяні ПС – 25 мм².

Довжина скрученого дроту більша за довжину, виміряну по його осі, що викликає збільшення маси дроту на 1–2 % порівняно з розрахунковим значенням, одержаного множенням перерізу дроту на осьову довжину і щільність матеріалу. В розрахунках приймається фактична маса дроту, зазначена у відповідних стандартах.

Внутрішній простір між дротами може заповнюватися нейтральним мастилом, що підвищує стійкість до нагрівання, або бути без нього. Слід пам'ятати, що дроти з алюмінію схильні до корозії, особливо на морських узбережжях, а сталеві дроти руйнуються навіть за нормальних атмосферних умов. Переріз багато-дротяних проводів для ПЛЕП напругою до 35 кВ визначають за умовами механічної міцності, а для ПЛЕП напругою 110 кВ і вище – за величиною втрат на «корону».

"Корона" виникає через появу розрядного струму між проводами при іонізації повітря, рис. 5.28. Іонізація виникає при граничному значенні напруженості електричного поля (для повітря близько 30 кВ/см). Коронний



Рисунок 5.28 – Коронний розряд

розряд супроводжується характерним потріскуванням, утворенням озону та оксидів азоту, фіолетовим свіченням («короною») поблизу поверхні дротів. Електромагнітні випромінювання від «крони» погіршують роботу високочастотних систем захисту та зв'язку, створюють перешкоди радіоприйому, спотворюють синусоїдальну

форму напруги в мережі, викликають корозію проводів, призводять до погіршення роботи високочастотних установок.

З "короною" борються конструктивними методами. На ПЛЕП високої напруги застосовують розщеплення проводів на додаткові лінії: при напрузі 330 кВ провід розщеплюють на дві лінії та монтують паралельно; при напрузі 500 кВ – на три та розміщують по вершинах рівностороннього трикутника; при напрузі 750 і 1150 кВ застосовують розщеплення на 4-8 дротів та розташовують по кутах рівносторонніх багатокутників.

Марки неізолюваних проводів, що використовуються для ПЛЕП, позначають буквою та цифрою:

1) літера позначає матеріал: М (мідь); А (алюміній); АС (сталеалюмінієвий); ПС (сталевий багато-дротяний); АТ (алюмінієвий, твердий, невипалений); АМ (алюмінієвий, м'який, відпалений); ПСТ (сталевий, оцинкований); сплави АН, АЖ; АС, АСХС (сталеве осердя та алюмінієві дроти);

2) цифра позначає переріз у мм^2 (інколи діаметр у мм).

Наприклад, А50 позначає алюмінієвий провід, переріз якого дорівнює 50 мм^2 , АС50/8 – сталеалюмінієвий провід з перерізом алюмінієвої частини 50 мм^2 і сталевго осердя 8 мм^2 (в розрахунках враховується провідність

тільки алюмінієвої частини дроту); ПСТ3,5, ПСТ4, ПСТ5 – одно-дротяні сталеві дроти, де цифри відповідають діаметру дроту в мм.

Сталеві троси, які застосовуються на ПЛЕП для грозозахисту, виготовляють з оцинкованого дроту перерізом не менше 25 мм². На ПЛЕП напругою 35 кВ застосовують троси перерізом 35 мм², для 110 кВ – 50 мм², для 220 кВ та вище – 70 мм². ПЛЕП із неізольованими проводами поступово витісняються лініями із СІП-ми.

5.6.2 Використання самоутримних ізольованих проводів (СІП)

Останні десятиліття у всіх кліматичних районах, при температурі експлуатації від -45 °С до +50 °С для ПЛЕП напругою, як до 1 кВ, так і з напругою 6-110 кВ, почали використовувати СІП, [13].

Перші СІП були розроблені і почали використовувати в Скандинавії на початку 80-х років 20 століття. У Норвегії та Швеції такий провід на напругу 6-20 кВ має назву *BLX*, у Фінляндії – *PAS*, *SAX-W* або *Pirelli SAX* (раніше *Nokia*). Внаслідок застосування СІП аварійність ПЛЕП була значно знижена. Наприклад, у Фінляндії середній час відключення ПЛЕП через відмову СІП напругою 6-35 кВ по всій території, включаючи навіть віддалені північні райони, становив лише 2 години 15 хвилин за весь рік.

В Україні СІП-и почали випускати з 1997 року (м. Харків, завод «Південкабель»). На відміну від попередніх світових варіантів, вони мають широкий діапазон перерізів та гідрофобний шар між жилою та ізоляцією.

Провід СІП складається з трьох ізольованих фазних провідників з алюмінієвого сплаву високої міцності або зі сталі-алюмінію, що скручені в джгут навколо гнучкого ізольованого нульового троса. Нульовий сталевий трос, як і всі фазні провідники, ізольований "зшитим сухим" світло-стабілізованим поліетиленом. у довготривалому режимі така ізоляція товщиною до 2,5 мм може працювати при температурі +90 °С, в режимі тривалого навантаження (до 8 годин на добу) – при +130 °С, витримує +250 °С в режимі КЗ, рис. 5.29. Ізоляційний шар можна вважати лише захисним. В ізоляцію додають близько 2% сажі для досягнення стійкості поліетилену до ультра-фіолетового випромінювання. Ізоляція витримує на пробій 60 кВ, але провід слід підвішувати по фазам на окремі ізолятори.

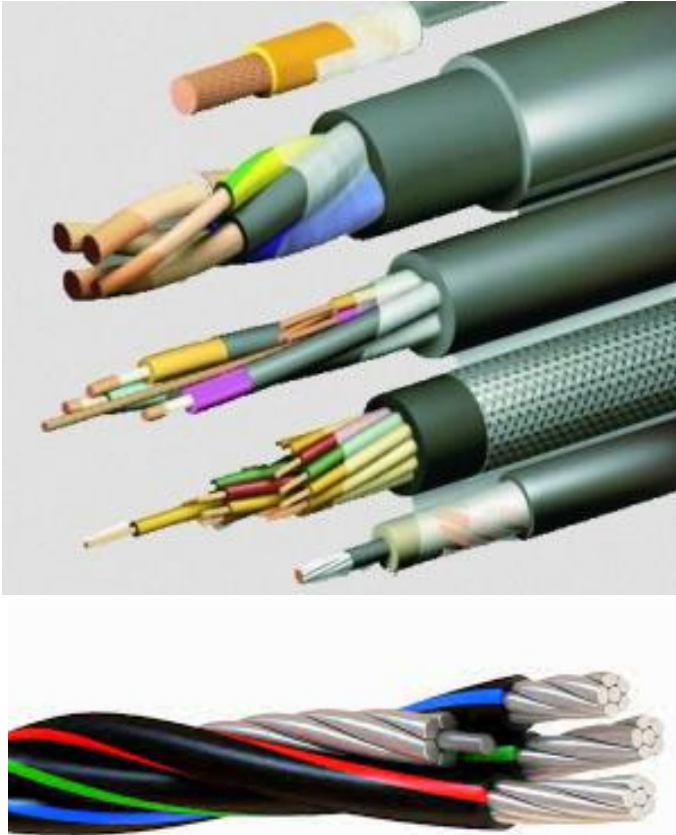


Рисунок 5.29 – Приклади конструкцій СПП

При сплескуванні проводів або падінні на лінію дерева, ізоляція витримує робочу напругу, і лінія продовжує працювати. Тож при використанні СПП для ПЛЕП повністю виключені ризики, що пов'язані з замиканнями через сплескування або через контакт проводів з деревами. Використання СПП значно зменшує площу, де наводиться перенапруга імпульсом блискавки, що наближає безпеку таких ліній до безпеки підземного кабелю. Також потрібно відзначити більшу електробезпеку під час проведення робіт на лінії з СПП, оскільки значно зменшується ймовірність ураження працівника електричним струмом. При з'єднанні

ПЛЕП з будівлею за допомогою СПП враховується міцності опори, довжина проводів і переріз жил, їх кількість, кліматичні умови (ожеледньо-вітрове навантаження) в районі спорудження ПЛЕП.

В цілому до переваг СПП можна віднести:

- можливе застосування діючих опор, які раніше використовувалися для проводів без ізоляції. Нові опори можуть мати менші висоту та відстані між точками кріплення проводів на опорах та в прольотах; для них необхідна менша ширина захисних просік. СПП можна прокладати по фасадах і стінах будівель;
- висока механічна міцність проводів і, відповідно, мала ймовірність їх обриву, що забезпечує безперебійність енергопостачання, вони пожежобезпечні, не бояться сплескування;
- взимку у них відсутнє обмерзання, налипання снігу, ожеледиця;
- менша ймовірність дугових замикань, тому що при випадкових перекриттях КЗ між дротами не виникають;
- мала ймовірність замикання на землю;

– скорочені експлуатаційні та трудові витрати за рахунок спрощення та зменшення в кілька разів об'ємів і термінів монтажних та аварійно-відновлювальних робіт. Монтаж ліній простий і зрозумілий, тому працівникам, що монтують СІП, не потрібна дуже висока кваліфікація;

– виключена крадіжка проводів, тому що вони не підлягають вторинній переробці;

– порівняно невелика вартість лінії: СІП-и на 35 % дорожчі за «голі» дроти, але через значне скорочення експлуатаційних витрат СІП швидко окупаються;

– при монтажі СІП не потрібно багато техніки, не треба використовувати дорогі ізолятори, як для голих проводів, не треба також встановлювати додаткові опорні конструкції. Використання уніфікованої спеціальної арматури для СІП дозволяє збільшувати механізацію монтажних робіт.

Також для переваг ПЛЕП з СІП слід віднести те, що ПЛЕП напругою до 1 кВ з СІП можна прокладати з двох боків вулиць, що не буде перешкоджати руху транспорту та пішоходів, а також зменшує кількість перетинів з інженерними спорудами. Можливе сумісне паралельне підвішування проводів СІП та неізольованих проводів напругою 10 кВ. Переріз жил СІП на магістралі визначається електричним розрахунком, але повинен бути не менше 50 мм².

Недоліком СІП є необхідність їхнього захисту від грозових перенапруг. При виникненні грозової перенапруги пробивається повітряний проміжок, по поверхні лінії формується дуга, вона підживлюється мережею і горить досить довго. Ізоляція не дає дугі рухатися, вона горить на дроті у місці пробію, провід перепалюється та обривається. У мережах середньої напруги такий пробій не реєструється релейним захистом, тож лінія не відключається. Для «голих» проводів грозові перенапруги не так страшні, тому що дуга на дроті не «стоїть» на місці, постійно переміщається по ньому. Існують різні способи захисту СІП від грозових перенапруг, наприклад, захист іскровим проміжком або використання обмежувачів перенапруги.

За характером розподілу механічного навантаження СІП-и поділяються на дві системи:

1) система СІП-2А, в якій механічне навантаження несе нульовий провід, який виготовляється з особливо міцного сплаву, а фазні та додаткові жили, що

скручені навколо нього, механічного навантаження не несуть. При цьому нульовий провід може бути як ізолюваним, так і неізолюваним. Фазні жили роблять зі спеціально обробленого алюмінію з різним перерізом (наприклад, 6, 25, 35, 50, 54, 70, 95 мм²);

2) система, в якій механічне навантаження рівномірно розподіляється на скручені в пучок фазні і на нульову (ізолювану) жили. Додаткові жили ("докрутки") у розподілі механічного навантаження участі не приймають.

5.6.3 Способи з'єднання проводів ПЛЕП

Вибір способу з'єднання проводів ПЛЕП визначається їх матеріалом, конструкцією та перерізом, номінальною напругою, механічними навантаженнями, рівнем ожеледиці. Багато-дротяні алюмінієві, мідні та АС дроти складаються з кількох повіїв дротів одного діаметра: у центрі розташовується один дріт – перший повів, навколо нього концентрично розташовують шість дротів другого повіву, потім дроти третього повіву тощо (див. рис. 5.29). При цьому кількість дротів у кожному повіві збільшується на шість у порівнянні з попереднім.

У біметалевих дротів одно-дротяний центральний сталевий провід забезпечує необхідну механічну міцність. На нього зверху приварюють «сорочку» з кольорового металу (міді, алюмінію), по якій йде струм. Біметалічний сталемідний дріт для ПЛЕП 0,4 кВ застосовується в умовах забрудненої атмосфери. Відповідно до ПУЕ, на ПЛЕП до 1 кВ переріз біметалічних проводів за умовами механічної міцності має бути не менше ніж 10 мм². Перед з'єднанням («зрощуванням») необхідно підготувати дроти та арматуру: очистити їх від бруду, видалити з поверхні оксид алюмінію, накласти технічний вазелін на кінці, що з'єднуються. Підготовка повинна проводитися дуже швидко, оскільки алюміній окислюється протягом 2-3 секунд.

Проводи ПЛЕП з'єднують різними способами: скруткою; бандажуванням; за допомогою овального з'єднувача (гільзи) з опресуванням та зварюванням кінців проводів у петлі; зварюванням встик і подальшим пресуванням проводів разом із шунтом у двох сполучних гільзах; зварюванням встик і пресуванням проводів із шунтом у овальній сполучній гільзі; «внахльост» із пресуванням у сполучній гільзі; болтовим стиском.

При з'єднання проводів скручуванням підготовлені кінці проводів з двох сторін внахльост вводять у овальний затискач. На кінці накладають бандажі і встановлюють затискач, який повертають не менше чотирьох разів.

Допускається з'єднання методом скручування з наступним зварюванням випущених кінців у прольотах АС проводів при перерізі до 185 мм², а при перерізі 240 мм² і вище – в шлейфах анкерних опор зварюванням з подальшим пресуванням.

З'єднання дротів пресуванням виконують поетапно. Перед пресуванням випрямляють кінці проводів та накладають перший бандаж із дроту. Кінці дротів обрізають. Потім на довжині 115 мм від кінців накладають другий бандаж. На відстані 5 мм від другого бандажа видаляють алюмінієві (мідні) жили, не допускаючи ушкодження сталевосерця. Звільнений кінець сталевосерця промивають бензином і на нього надягають сталевий затискач. Другий кінець дроту вводять у затискач з іншого боку так, щоб дріт проходив всередині затискачу і виходив з іншого боку на 10-15 мм. З'єднану ділянку опресовують від середини до кінців, перекриваючи попередній стиск щонайменше на 5 мм.

З'єднання проводів у шлейфах виконують петльовими перехідними затискачами або зварюють термітним патроном (вибухом). При цьому кінці дротів пресують затискачами, які з'єднують болтами. З'єднання вибухом застосовується для з'єднання сталеоалюмінієвих проводів АС240-АС500, АС70/72, а також при з'єднанні грозозахисних сталевих тросів з використанням сполучних, шлейфових, натяжних, відгалужувальних і ремонтних затискачів.

З'єднання проводів зварюванням термітними патронами (вибухом) застосовують при з'єднанні в шлейфах між анкерними опорами. Термітні патрони випускаються двох типів: ПАС та ПА.

Патрони ПАС складаються із сталевосерця трубки, в якій запресована термітна шашка, та алюмінієвого вкладиша. Збоку на шашку наносять червону мітку. Патрони ПА складаються з трубки з термітною шашкою, яка має вертикальний отвір. Трубка за допомогою ковпачків або втулок надівається на проводи, що зварюються.

У прольотах ПЛЕП, що перетинають інженерні споруди, допускається одне з'єднання на проліт.

5.6.4 Види та характеристики ізоляторів ПЛЕП

Ізолятори призначені для відділення (ізоляції) струмопровідних частин один від одного і від елементів конструкції, для кріплення дротів та грозозахисних тросів на ПЛЕП, на РП електростанцій та підстанцій постійного та змінного струму. Для ізоляторів використовують матеріали, що мають високі діелектричні властивості. Їх виготовляють з фарфору (кераміки), скла та полімерних матеріалів, рис. 5.30.



Рисунок 5.30 – Ізолятори для кріплення дротів ПЛЕП

Ізолятори для кріплення дротів на ПЛЕП вибирають по напрузі, навантаженням від тяжіння дротів, району ожеледиці, тиску вітру на дроти тощо. На лініях напругою 0,4-10 кВ застосовують штирові та підвісні ізолятори. Штирові ізолятори застосовуються при напрузі 0,4-10 кВ; при напрузі 10-35 кВ застосовують як штирові, так і підвісні ізолятори. У сучасних

підвісних та штирових ізоляторах використовують нові полімерні матеріали та нові способи їх монтажу на ПЛЕП.

Для ПЛЕП напругою до 1 кВ застосовують ізолятори серії ТФ (телефонний фарфоровий), РФО (радіотрансляційний фарфоровий відгалужуваний) та ШФН (штировий фарфоровий низьковольтний); для ПЛЕП напругою 6 кВ – Ш-6 і Ш-10 (штировий), а місцях анкерних кріплень – П (підвісні). Способи кріплення проводів на штирових фарфорових ізоляторах показані на рис. 5.31.

Іноді необхідно до ПЛЕП приєднати кабелі. Найчастіше це буває у населеній місцевості або при перетині з різними спорудами.

Кабель при приєднанні до ПЛЕП захищають від механічних пошкоджень металевою трубою до висоти не менш 2 м від землі. Трубу після установки ретельно ущільнюють, щоб уникнути попадання вологи, рис. 5.32. Мінімальна відстань від землі до кінцевої муфти, в якій з'єднують кабель та струмонесучу жилу ПЛЕП, становить 3 м при напрузі до 1 кВ, а при напрузі 6-10 кВ – 4,5 м.

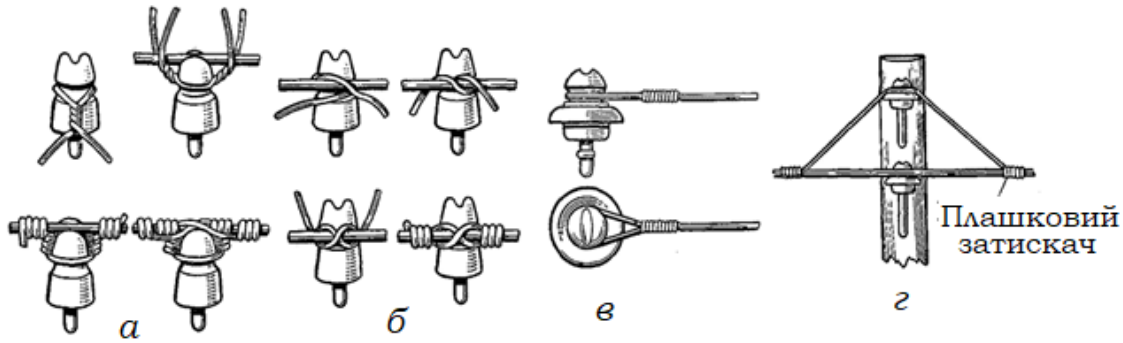


Рисунок 5.31 – Способи кріплення проводів ПЛЕП
напругою до 1 кВ на ізоляторах: а – в'язкою на головці;
б – в'язкою «на ший»; в – заглушкою; з – подвійне кріплення

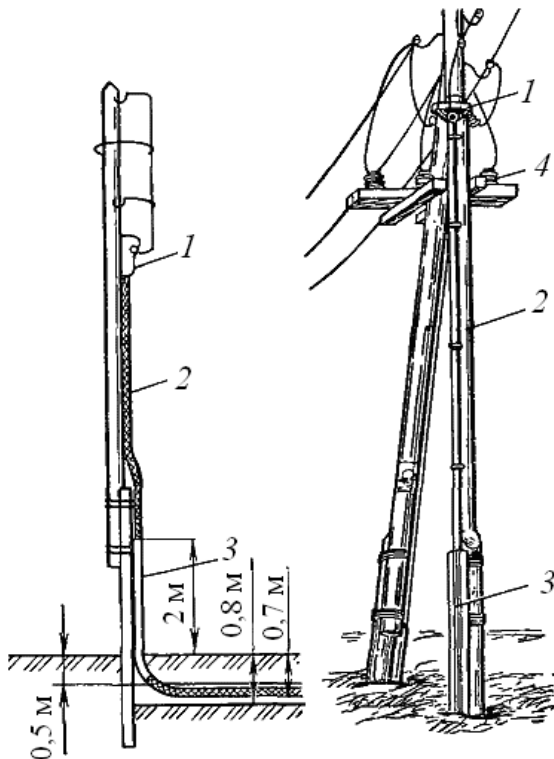


Рисунок 5.32 – Виведення кабелю
на опору для приєднання до ПЛЕП
напругою 10 кВ:

- 1 – кінцева муфта; 2 – силовий кабель; 3 – сталеві труба;
- 4 – розрядник

Якщо довжина кабельної вставки між лініями ПЛЕП менш 1,5 км захист від грозівих перенапруг виконують трубчастими або вентильними розрядниками (див. рис. 5.23). Затискач розрядника, металеву оболонку кабелю та корпус кабельної муфти з'єднують між собою та заземлюють. Розрядник кріплять хомутом на штирі ізолятора, рис. 5.32.

При монтажі комбінованих повітряно-кабельних ліній із заземленням в одній точці використовують систему захисту «маса-кабель», рис. 5.33. Цей пристрій дає змогу виявити несправності в кабелі та виключає можливість повторного увімкнення за наявності несправності, що спрощує експлуатацію комбінованої лінії «ПЛЕП – кабель»: трансформатор струму з тороїдальним осердям встановлюють в коло заземлення екрану і підключають до реле, замикаання контактів якого сигналізує про

наявність несправності та забороняє автоматичне повторне включення (АПВ).

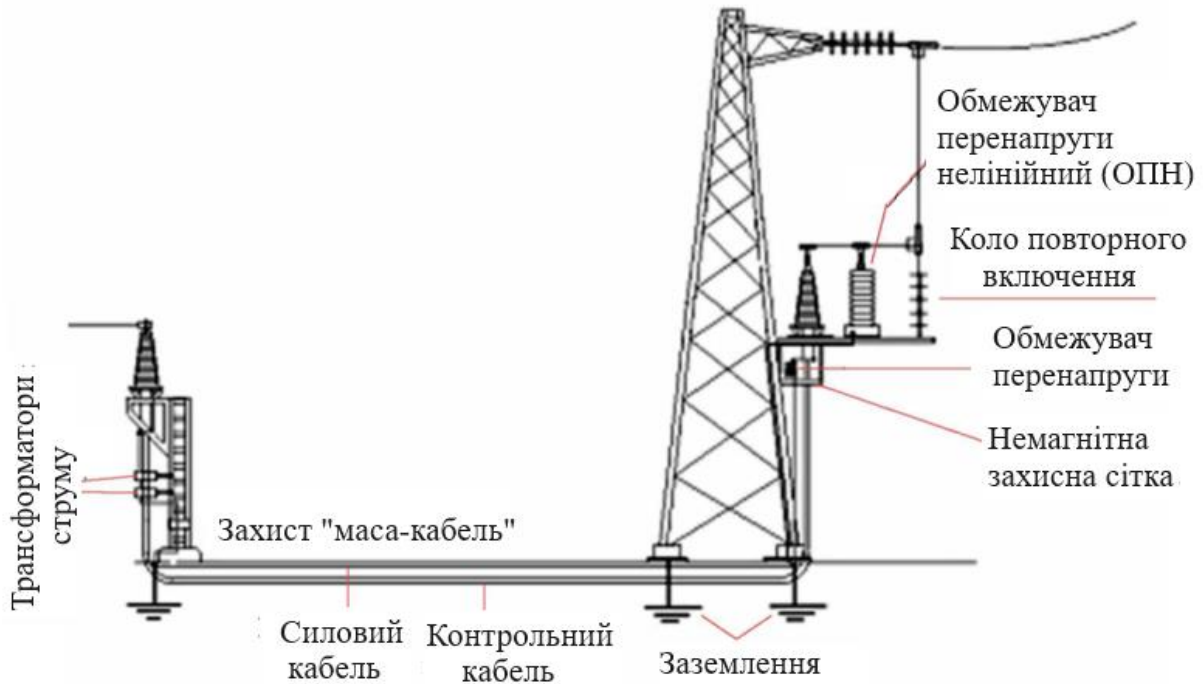


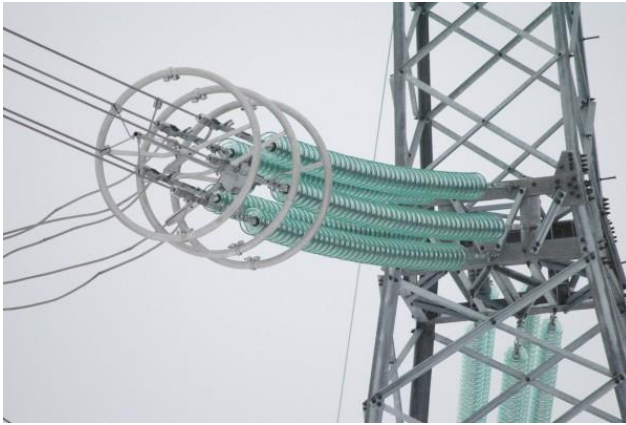
Рисунок 5.33 – З'єднання ПЛЭП із підземною кабельною лінією із захистом "маса-кабель"

У підземних колекторах пристрій оберігає мережу від виникнення пожежі. Такі відносно дешеві системи встановлюються, головним чином, у диспетчерських станцій, підприємств та в підземних колекторах.

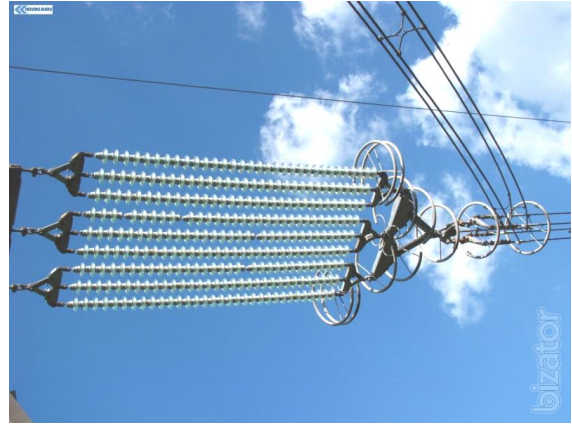
На ПЛЭП високої напруги використовуються гірлянди ізоляторів, що послідовно з'єднуються шарнірним способом (стрижень проходить у пазу ізолятора). Вони фіксуються в гірлянді спеціальним замком, щоб уникнути мимовільного розчеплення гірлянди, рис. 5.34.

Найчастіше використовують склопластикові довго-стрижневі ізолятори (гладкі й з ребрами на напругу $U=35-220$ кВ), які мають незначну вагу і хорошу стійкість до удару, зокрема до розстрілу з рушниць. Для захисту склопластикового стрижня на поверхню ізолятора наноситься покриття із фторопласта або кремнійорганічної гуми.

Ізолятори із загартованого скла, на відміну від фарфорових (порцелянових), не вимагають перевірки електричної міцності перед монтажем. За наявності дефекту скляний ізолятор розсипається на дрібні частини, але його залишок зберігає не менше 75% номінальної електромеханічної міцності цілого ізолятора.



а



б

Рисунок 5.34– Гірлянди ізоляторів ПЛЕП

а – багато-ланцюгова ізолююча підвіска-гірлянда скляних ізоляторів 275 кВ та елемент опори, (Ланкашир, Великобританія);

б – ізолятори скляні, 110/400 кВ, довжина блоку 1 м, (Львів, Україна)

Полімерні ізолятори – комбінована конструкція, що складається з високоміцних склопластикових стрижнів із полімерним захисним покриттям, «тарілок» та металевих наконечників. Склопластиковий стрижень захищається від зовнішніх впливів захисною оболонкою, стійкою до ультрафіолетового випромінювання та хімічних впливів. Полімерні ізолятори значно легші, ніж «гірлянди» ізоляторів зі скла та порцеляни.

До основних характеристик ізоляторів можна віднести допустимі значення механічних та електромеханічних сил, а також співвідношення довжини шляху витoku ізолятора (мм) і будівельної висоти ізолятора (мм).

Механічна руйнівна сила – найменше значення сили, прикладеної до ізолятора, яка приводить до його руйнування.

Електромеханічна руйнівна сила – найменше значення руйнівної сили, що додається до ізолятора, величина якої визначається різницею електричних потенціалів.

Довжина шляху витoku ізолятора – це найкоротша відстань або сума найкоротших відстаней за контуром зовнішньої ізоляційної поверхні між частинами, що мають різні електричні потенціали. Від довжини шляху витoku залежить надійність роботи ізолятора при забрудненні та зволоженні. При складовій конструкції за довжину шляху витoku приймається сума довжин шляху витoku послідовно з'єднаних елементів.

Експлуатаційні характеристики ізоляторів залежать від аеродинамічних характеристик ізолюючих елементів («тарілок»): хороше обтікання ізолятора сприяє зменшенню його забруднення, краще йде самоочищення гірлянди вітром та дощем і, як наслідок, краще і довше зберігаються ізоляційні якості.

На рис. 5.35 показано, як за кількістю ізоляторів можна визначити напругу ПЛЕП.

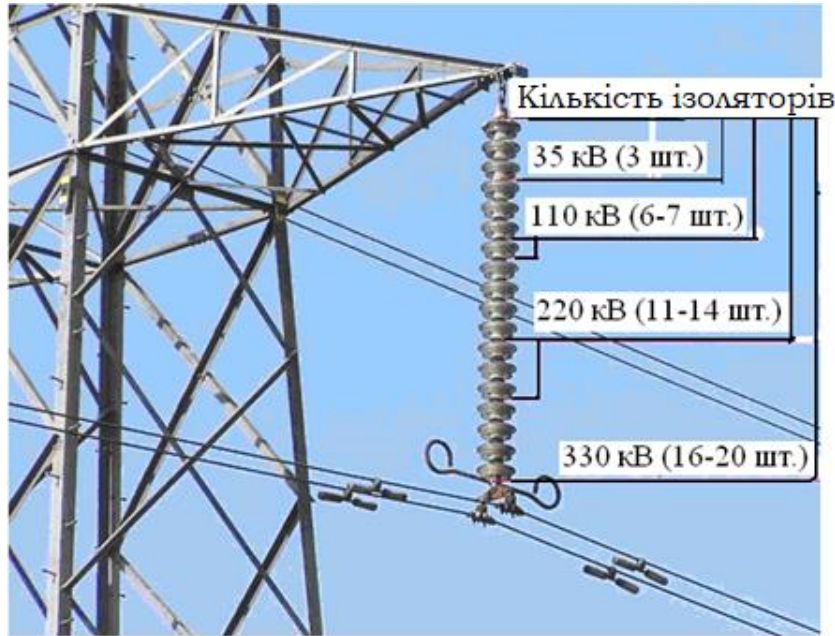


Рисунок 5.35 – Приклад визначення напруги ПЛЕП за кількістю ізоляторів у гірлянді

У вітчизняній і закордонній енергетиці розробляються і впроваджуються нові ізоляційні конструкції ПЛЕП, які відрізняються від традиційних конструкцій, що використовують як ізоляція ліній електропередачі.

В деяких європейських країнах (Італія, ФРН, Франція та інші) використовуються ізоляційні траверси на основі склопластиків, які дозволяють відмовитися від традиційних ізоляторів і зменшити масу й габарити опор. Наприклад, траверси різної форми (трипроменева зірка, трикутна рама) з електроізоляційного бетону кріпляться на залізобетонних опорах. До переваг застосування ізоляційних траверс можна додати, що вони виключають загибель птахів від ураження електричним струмом. В Японія, США та в деяких інших країнах почали використовувати склопластикові порожні

опори, що дозволяє збільшити строк придатності стійок ПЛЕП до 100 років. Маса опори при висоті 10,5 м становить 60 кг.

Запитання для самоперевірки

1. Які за конструкцією бувають опори ПЛЕП?
2. Чим відрізняється анкерна опора від проміжної?
3. Навіщо потрібні транспозиційні опори?
4. Поясніть особливості конструкції кутових і кінцевих опор.
5. З якого матеріалу виконують опори ПЛЕП? Назвіть основні переваги та недоліки кожного типу опор.
6. З якої деревини роблять опори ПЛЕП? Назвіть основні вимоги щодо вибору матеріалу для цих опор. Як ведеться підготовка до їх встановлення?
7. Які за конструкцією бувають залізобетонні опори? Порівняйте їх із дерев'яними та сталевими опорами.
8. Опишіть області застосування та конструкції сталевих опор. Які проблеми виникають під час їх експлуатації?
9. Назвіть основні правила формування траси для встановлення опор ПЛЕП. Що таке «охоронні зони ПЛЕП»?
10. Перерахуйте особливості монтажу ПЛЕП на важких трасах та при переходах через річки.
11. Назвіть правила підготовки та підвісу проводів на опори ПЛЕП.
12. Перерахуйте переваги та недоліки СІП при їх використанні для ПЛЕП.
13. Назвіть способи з'єднання проводів ПЛЕП. Дайте коротку характеристику кожного способу.
14. Поясніть, як працюють системи захисту ПЛЕП від аварійних режимів, як організовано систему грозозахисту.
15. Назвіть призначення заземлюючих пристроїв ПЛЕП. Які бувають заземлювачі? Як їх встановлюють?
16. Які елементи ПЛЕП підлягають заземленню?
17. Чому ізолятори із загартованого скла не вимагають перевірки на електричну міцність перед монтажем?
18. Чому СІП необхідно захищати від грозової перенапруги?
19. Чому вертикальні заземлювачі зазвичай виконують із круглої сталі?

Література: 3, 7, 19, 21-23, 32, 37, 41, 59, 60, 74.

6. КЛАСИФІКАЦІЯ, ПОЗНАЧЕННЯ І СПОСОБИ ПРОКЛАДАННЯ ПРОВОДІВ І КАБЕЛЕЙ

6.1. Основні терміни та визначення. Способи прокладання проводів та кабелів

6.1.1. Класифікація та правила вибору низько- та високовольтних кабелів

Електропостачання до ПП та житлових масивів, до віддалених об'єктів зазвичай здійснюють по кабелям. Для зменшення електричних втрат необхідно збільшувати переріз струмопровідної жили, але надмірне збільшення перерізів підвищує їх вартість.

У зв'язку з цим у ДБН В.2.6-14-97 та ПУЕ, [48, 51, 52], передбачені вимоги до вибору перерізу струмонесучих елементів: перерізу проводів та кабелів, – який виконують за економічною щільністю струму, за матеріалом жил проводів та кабелів, з умовою зменшення витрат на монтаж та експлуатацію, а після оцінки таких переваг обирають варіант з кращими показниками за величиною електричних втрат, [16, 19, 37, 40, 45, 50, 52].

Пропускна здатність струмопровідної жили визначається межами допустимого нагріву, типом ізоляції і способом прокладки. При недостатньому перерізі струмопровідної жили, вона нагрівається до неприпустимої температури, що може привести до руйнування ізоляції, короткого замикання та пожежі, [19, 25, 45]. Якщо струмонесуча жила алюмінієва, то її пропускна здатність при тривалому режимі використання буде не більш 3,5-4,0 А/мм², якщо мідна – до 10,0 А/мм². Кабельні лінії використовують до певного значення напруги, коли встановленню опор ПЛЕП перешкоджають умови навколишнього середовища, щільність забудови, ступінь завантаженості території наземними та підземними комунікаціями, а також коли застосування кабелів має техніко-економічні переваги. Війна підтвердила більшу надійність кабельних мереж під час обстрілів ворога.

Кабелі бувають силові та контрольні. Їх також класифікують за видом ізоляції та конструктивними особливостями (наприклад, з бронею або без), за номінальною напругою: кабелі високої та низької напруги, – тощо.

До групи низької напруги відносяться кабелі, призначені для роботи в електричних мережах змінної напруги 1-35 кВ із частотою 50 Гц. Ці кабелі можуть бути використані і в мережах постійного струму. Їх випускають із просоченою паперовою, пластмасовою (наприклад, полівінілхлоридною) та гумовою ізоляцією. Пластмасова ізоляція найбільш перспективна, вона простіше у виготовленні, зручніша при монтажі та експлуатації. Серед пластмасових ізолюючих матеріалів найкращим є зшитий поліетилен (ЗПЕ), що має великий запас термічної стійкості та хороші діелектричні властивості: низьку величину відносної діелектричної проникності та низький фактор втрат. Натепер ізоляцію із зшитого поліетилену в Україні використовують для кабелів з напругою до 110 кВ, [50, 52, 79].

Силові електричні кабелі низької напруги виготовляються 2-5-жильними, а на напругу 6-10 кВ – одножильними та трижильними, кабелі на напругу 110 кВ та вище – лише одножильні на кожну фазу.

Прокладати високовольтні кабелі у траншеях почали з 30-х років 20 століття. Це були оливо-наповнені кабелі (ОНК), у яких просочена паперова ізоляція працює під постійним надлишковим тиском оливи. Застосування надлишкового тиску оливи запобігає виникненню порожнеч у структурі ізоляції при змінах температури, підвищує електричну міцність та збільшує технічний ресурс ізоляції за рахунок відсутності руйнівних часткових розрядів при робочих напруженнях електричного поля.

У 1932–1937 рр. були споруджені та випробувані лінії з ОНК на напругу 110 кВ. Надалі для збільшення напруги кабельних мереж в кабельних оболонках підвищували тиск оливи. Використання підвищеного тиску оливи в ОНК збільшило електричну міцність ізоляції та дало можливість розробити кабелі змінного струму на напругу до 500 кВ. Збільшення тиску вимагало підвищення міцності захисних покриттів, наприклад, посилення свинцевих оболонок мідними стрічками. Також було запропоновано нову конструкцію ОНК – у сталевій трубі. З 1963 р. в СРСР було освоєно виробництво кабелів на напругу 110 кВ в алюмінієвій гладкій або в гофрованій оболонці, на напругу 150 кВ – в свинцевій оболонці, освоєні серії оливо-наповнених кабелів високого тиску на напругу 220, 330 і 500 кВ. Але досвід багаторічної експлуатації показав, що вищі показники надійності мають ОНК низького тиску.

Натепер в Україні в експлуатації знаходяться такі типи кабелів:

1) кабелі низького тиску у свинцевій оболонці, що працюють при тиску до 0,098 МПа; кабелі у свинцевій оболонці зі зміцнюючим покривом, що працюють при тиску 0,0245-0,294 МПа; кабелі в алюмінієвій оболонці, що працюють при тиску 0,0245-0,49 МПа;

2) кабелі високого тиску в сталевій трубі з оливою, що працюють при тиску 1,08-1,57 МПа;

3) кабелі із пластмасовою ізоляцією на напругу 110 кВ.

Для надійної роботи при перехідних теплових процесах надлишковий тиск оливи має бути 0,015-0,590 МПа для кабелів у свинцевій оболонці; 0,015-0,98 МПа для кабелів у алюмінієвій оболонці; 0,98-1,76 МПа для кабелів у сталевому трубопроводі. Кабелі низького тиску виготовляють на напругу 110, 150 та 220 кВ, а кабелі високого тиску – на 110, 220, 330 та 500 кВ. ОНК може бути виготовлений без свинцевої оболонки; у цьому випадку він занурюється в спеціальний транспортувальний заповнений оливою контейнер. До марки кабелю зі свинцевою оболонкою додається буква «С – свинець» – ОНСК. На рис. 6.1 представлений кабель низького тиску марки ОНСК.

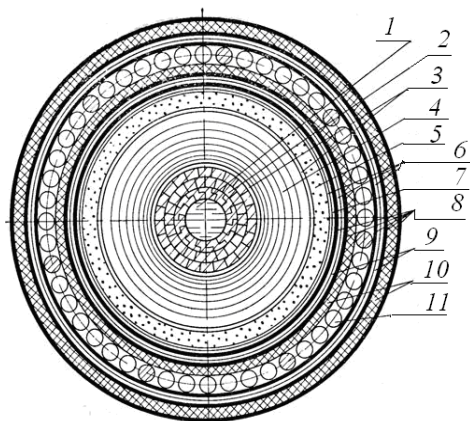


Рисунок 6.1 – Кабель низького тиску марки ОНСК

1 – канал для циркуляції оливи; 2 – струмопровідна жила;

3 – екрани вздовж жили та ізоляції; 4 – ізоляція; 5 – свинцева оболонка;

6 – стрічки полівінілхлориду; 7 – мідні твердокатані стрічки; 8 – шари бітумного компаунду; 9 – стрічка бітумованого кабельного паперу;

10 – скло-пряжа або просочена кабельна пряжа;

11 – броня з круглих сталевих оцинкованих та мідних дротів

Для ОНК на напругу 110 кВ в Україні переважно застосовуються низький тиск (близько 95 % від загальної кількості кабелів). Кабелі на напругу 110 кВ високого тиску застосовуються в окремих випадках: при прокладанні через водоймища, при значній різниці рівнів прокладки тощо. Для ліній 150 кВ дотепер застосовувалися тільки ОНК низького тиску в свинцевій або гофрованій алюмінієвій оболонці. В містах, де довжина ліній підведення електроенергії сягає 15 км, в кабельних лініях напругою 220 кВ використовують в основному кабелі високого тиску. Для електропостачання ПП переважно застосовують кабелі низького тиску. Для відведення потужності від енергоблоків ГЕС (ГАЕС) до ВРП, при напрузі 220-330 кВ і вище застосовують ОНК високого тиску із центральним оливо-провідним каналом у свинцевій оболонці.

Спочатку використовувана в кабелях рідина була сумішшю мінеральних олив, звідси й пішла назва «оливо-наповнені». В даний час використовуються різні синтетичні рідини, тому кабелі частіше називають рідкісне-наповнені кабелі високого тиску (англійське найменування *HPFF*). Рідина в ОНК високого тиску є частиною системи електричної ізоляції. Щоб олива рівномірно просочувало ізоляцію, її тиск має бути не менше 0,250 МПа, але при цьому можливий витік ізолюючої рідини, тому що кабель перебуває під тиском.

Кабелі напругою 110-220 кВ, що прокладаються в сталевій трубі, використовуються з кінця 1950-х років. Всі три фази, ізольовані паперовою стрічкою просоченою полімерною ізоляційною рідиною та посиленою обплетенням, у формі трилисника укладають у сталеву трубу з покриттям. Потім виконують перевірку труби на герметичність і захищають від корозії шляхом катодного захисту. Для забезпечення можливості роботи жили при високій температурі у трубі застосовують рециркуляцію або примусове охолодження рідини. Для цього паралельно трубі із системою рециркуляції та охолодження прокладають додаткову трубу для подачі охолоджуючої рідини. Загальний вигляд кабелю високого тиску в сталевому трубопроводі представлений на рис. 6.2. Це складна та молонадійна конструкція.

Останнім часом в Україні, як у всьому світі, значно підвищився інтерес до нового виду кабеля з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ), він майже замінив ізоляцію із паперовою і полівінілхлоридною ізоляцією. Кабелі з ізоляцією із ЗПЕ більш гнучки, міцні, мають велику пропускну спроможність

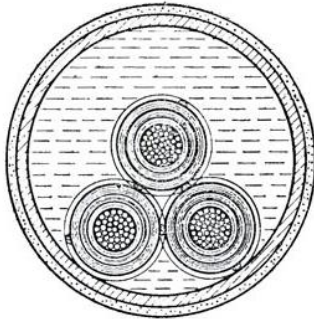


Рисунок 6.2 – ОНК
високого тиску в
сталевій трубі,
110 кВ, марка
МВДТ 3×400 мм²

та низьки діелектричні втрати; їх можна прокладати при низьких температурах, а при перевантаженні мережі він допомагає уникнути КЗ. Практика застосування кабелів з ізоляцією зі ЗПЕ у Західній Європі та США показує, що ушкодження кабелю зі ЗПЕ-ізоляцією в 3-50 разів нижче, ніж у кабелів з паперовою просоченою ізоляцією.

Кабелі з ЗПЕ мають переваги:

- при прокладанні по місцевості з великою різницею рівнів, при прокладці по пересіченій місцевості, у вертикальних та похилих колекторах;

- для посилення діелектричних властивостей ізоляції не потрібні рідкі компоненти (олива), що спрощує монтаж, час та вартість прокладки, кількість робочого обладнання, підвищує надійність та безпеку для навколишнього середовища;

- у кабелях зі ЗПЕ велика пропускна здатність за рахунок збільшення допустимої температури нагріву струмопровідної жили: навантаження може бути 20-30%

більшими ніж для кабелів із паперовою оливо-наповненою ізоляцією;

- кабелі зі ЗПЕ мають меншу вагу та діаметри, допускають менші радіуси вигину, що спрощує їх прокладку на складних трасах як по кабельним спорудам, так і в траншеях;

- для однофазних кабелів великої довжини (довжиною 2-4 км) не потрібні проміжні муфти.

При виборі типу силового кабелю напругою 330 кВ для прокладки в траншеї зазвичай проводять порівняння оливо-наповнених і ЗПЕ-кабелів. Досвід прокладання кабелів напругою 330 кВ різних компаній та аналіз технічної документації дозволив зробити висновок, що ці кабелі можуть бути рівноцінними за економічними витратами та мають однакову надійність. У кожному разі вибір слід вести індивідуально, з урахуванням технологічних можливостей та номенклатури найбільш ймовірних заводів-постачальників.

6.1.2 Кабельні лінії електропередачі на напругу 110-500 кВ

Високовольтна кабельна лінія складається з трьох однофазних кабелів та високовольтних контактних виводів ("кінцеві муфти"), що розташовують на кінцях кабелю. Якщо лінія дуже довга, використовують з'єднувальні муфти. Також використовують кабельні з'єднувальні коробки, з'єднувальні коробки для заземлення екранів і кабелі заземлення. Високовольтний кабель із ізоляцією із ЗПЕ обов'язково включає струмопровідну жилу, напівпровідні екрани жили і ізоляції. Розглянемо кожен елемент докладніше.

1) *Струмопровідна жила*. При розгляді характеристик струмопровідної жили (мідної або алюмінієвої) необхідно враховувати два фізичні ефекти: поверхневий ефект (скін-ефект) та ефект близькості.

Поверхневий ефект (або скін-ефект) – це витісненням електричного струму до поверхні провідника, внаслідок чого щільність струму поблизу поверхні струмопровідної жили більше щільність струму в центрі жили. Цей ефект збільшується із збільшенням перерізу провідника. Можна сказати, що скін-ефект – явище проникнення електромагнітного поля в провідник на певну глибину, яка називається скін-шар. Глибина скін-шару зменшується зі збільшенням частоти: при частоті 5 кГц глибина скін-шару в міді становить 0,93 мм, на частоті 10 кГц – 0,66 мм, а на частоті 20 кГц – 0,46 мм. Скін-ефект призводить до протікання струму в провіднику в основному в області скін-шару, і, як наслідок, призводить до збільшення опору провідника.

Ефект близькості виникає через те, що між фазами дуже невелика відстань. Коли діаметр жили перевищує відстань між фазами, електричний струм концентрується на зовнішній поверхні жили. Зовнішні провідники, з яких складається жила, мають меншу індуктивність, ніж внутрішні (індуктивність провідника зростає зі збільшенням площі його зовнішньої поверхні), і струм переважно проходить провідникам, що мають меншу індуктивність і, отже, менший опір.

На практиці ефект близькості проявляється слабше, ніж скін-ефект, і швидко зменшується зі збільшенням відстані між кабелями. Тому ефектом близькості можна знехтувати, коли відстань між двома кабелями одного і того ж кола або двох сусідніх кіл не менш ніж у 8 разів перевищує зовнішній діаметр жили кабелю.

Існує два типи струмопровідних жил кабелю: круглі жили компактного скручування та сегментовані жили.

Перші складаються з декількох шарів провідників, розташованих концентрично (один в одному) та спірально (гвинтоподібно). Так як електричний опір між провідниками, з яких складається жила, малий, то скін-ефект і ефект близькості практично ідентичні тим, що мають місце в монолітній жилі великого перерізу. Спіральна конструкція виключає постійне проходження тих самих провідників жили поруч один з одним, що послабляє ефект близькості. Такі конструкції використовуються для жил великого перерізу (не менше 1200 мм² для жил з алюмінію та не менше 1000 мм² для мідних жил).



Рисунок 6.3 – Конструкція сегментованої жили типу «*Milliken*»

Сегментовані жили (конструкція типу «*Milliken*») збираються з 4-6 провідників секторного перерізу, які формують циліндричну жилу. Ці провідники називаються секторами або сегментами. Вони ізолювані один від одного стрічковою ізоляцією. Конструкція типу «*Milliken*» (рис. 6.3) дозволяє значно знизити поверхневий ефект та ефект близькості. Ефект близькості практично усувається, тому що кожен провідник проходить як зовнішніми, так і внутрішніми областями жили. Поверхневий ефект зменшується завдяки невеликому перерізу провідників, які електрично ізолювані один від одного.

Перспективне використання конструкції з емальованими провідниками, яка дозволяє зменшити переріз жили зі збереженням пропускну здатності. Наприклад, мідний кабель перерізом 2000 мм², у якому використовуються емальовані провідники, дозволяє замінити мідний кабель перерізом 2500 мм², у якому використовуються провідники без емалевої ізоляції.

2) *Напівпровідний екран* жили застосовується для вирівнювання стрибка напруженості електричного поля на межі струмопровідної жили та шару ізоляції за допомогою створення проміжного напівпровідного шару між струмопровідною жилою та ізоляцією зі ЗПЕ, рис. 6.4.



Рисунок 6.4 – Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

3) *Ізоляція із зшитого поліетилену.* Ізоляційний матеріал ізолює струмопровідну жилу високої напруги від екрана, що знаходиться під потенціалом землі. Він повинен витримувати вплив електричного поля як у стаціонарному режимі, так і перехідних режимах.

4) *Напівпровідний екран ізоляції.* Призначення цього шару

таке ж, як напівпровідного екрану на жилі. Він дозволяє отримати плавну зміну напруженості електричного поля між ізоляцією, де напруженість електричного поля не дорівнює нулю, і провідником (металевий екран кабелю), де напруженість електричного поля дорівнює нулю.

5) *Металевий екран.* Основним призначенням металевого екрану є усунення електричного поля на поверхні кабелю. Екран формує другий електрод конденсатора, що утворюється кабелем (першим є струмопровідна жила кабелю).

Металевий екран вимагає та забезпечує:

- приводить до необхідності з'єднувати цей екран з контуром заземлення принаймні в одній точці, що забезпечує відведення ємнісних струмів, які протікають через ізоляцію, в землю;
- забезпечує повне або часткове відведення струму КЗ в землю. За цим параметром можна розрахувати переріз металевого екрана;
- приводить до появи індукційних вихрових струмів внаслідок наявності електромагнітних полів, створюваних кабелями, що розташовані поряд. Ці вихрові струми є джерелом додаткових втрат в кабелях і повинні враховуватися в оцінці його пропускної здатності під час вибору необхідного перерізу струмопровідної жили кабелю;
- приводить до необхідності електричної ізоляції металевого екрана на більшості довжини кабелю та до необхідності захищати металевий екран від хімічної та електрохімічної корозії.

Другим призначенням металевого екрану є забезпечення в кабелі поперечної герметизації для захисту його елементів та ізоляції від вологи. На ізоляцію кабелю, яка виконана із синтетичного ізоляційного матеріалу, одночасно впливає волога та сильне електричне поле, що призводить до появи локальних пробоїв (дендритів) та руйнування ізоляційного матеріалу.

У табл. 6.1 наведено параметри різних типів металевих екранів.

Таблиця 6.1 – Характеристики різних типів металевих екранів

Тип екрана	Переваги	Недоліки
Цільне-тягнута оболонка зі свинцевого сплаву	• Герметичність, захист від корозії. • Великий електричний опір, тобто невеликі втрати лінії при прямому контакті оболонки з ґрунтом.	• Велика маса та висока ціна • Свинець – токсичний матеріал, по європейськими стандартами його вживання повинно бути обмеженим. • Погане відведення струму КЗ в землю
Екран із концентричних мідних та алюмінієвих провідників, що термічно зв'язані з поліетиленовою оболонкою або з оболонкою з полівінілхлориду	• Легка конструкція • Висока пропускна здібність струмів КЗ	Низький електричний опір, що є причиною застосування спеціальних технічних рішень (заземлення в одній точці або транспозиція) для того, щоб обмежити втрати від вихрових струмів
Алюмінієвий екран, який заварений поздовжнім швом і приклеєний до поліетиленової оболонки	• Легка конструкція. • Висока пропускна здатність для струмів КЗ • Герметичність, що гарантована способом виготовлення	• Малий електричний опір, що є причиною застосування спеціальних технічних рішень (заземлення в одній точці або транспозиція), щоб обмежити втрати від вихрових струмів. • Великі втрати від вихрових струмів.
Екран з мідного дроту та цільне-тягнутої свинцевої оболонки, рис. 6.5.	Комбінація наведених вище конструкцій. Поєднує переваги свинцевої оболонки та екрану з мідного дроту.	• Висока вартість. • Застосування токсичного свинцю.

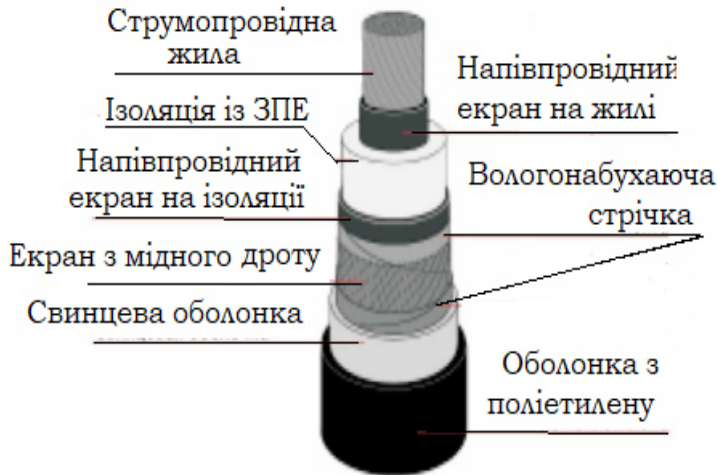


Рисунок 6.5 – Кабель з екраном з мiдного дроту та свинцю

В екранах з мiдного дроту та цiльнотягнутого свинцю екран з мiдного дроту виконують пiд свинцевою оболонкою для захисту вiд корозii. Антикорозiйна зовнiшня захисна оболонка виконує подвiйну функцiю: iзолює металевий екран вiд землi та захищає вiд вогкостi та корозii. Крiм цього, зовнiшня оболонка захищає кабель вiд механiчних впливiв, що виникають при встановленнi та експлуатацiї кабелю, а також вiд специфiчних

шкiдливих впливiв, таких як, наприклад, термiти.

Для того щоб перевiрити цiлiснiсть зовнiшньої оболонки, на неї наноситься шар iз напiвпровiдного матерiалу, який створюють за допомогою нанесення графiтної фарби або шару напiвпровiдного полiмеру одночасно з екструзiєю зовнiшньої оболонки. (*Екструзiя* – технологiя отримання виробу шляхом продавлювання в'язкого розплаву матерiалу або густої пасти через формуючий отвiр. Зазвичай використовується при формуваннi полiмерiв). Найбiльш вiдповiдним матерiалом для антикорозiйної зовнiшньої захисної оболонки є полiетилен – полiвiнiлхлоридна (ПВХ)-iзоляцiя.

Однiєю з основних переваг ПВХ є достатньо висока вогнестiйкiсть, але при горiннi ПВХ-iзоляцiї видiляються токсичнi дими, тому цiй матерiал заборонений для багатьох користувачiв. Коли в застосуваннi вказується «стiйкiсть до поширення вогню», згiдно з нормами ДСТУ EN IEC 62386-332:2022, замисть ПВХ-iзоляцiї використовуються матерiали типу *HFFR* (не мiстять галогенiв, вогнезахиснi матерiали), якi були розробленi для захисту людського життя, цiнних матерiалiв та важливих документiв пiд час пожежi в мiсцях, де збираються люди. Наприклад, це офiснi будiвлi, лiкарнi, торговi центри, готелi, кiнотеатри, метро, електростанцiї тощо. Матерiали *HFFR* не мiстять галогенiв: фтору, хлору, брому та йоду; при горiннi не виробляється токсичний газ, виробляються тiльки вода i вуглекислий газ. Механiчнi

властивості матеріалів *HFFR* гірші, ніж у ПВХ, а ціна вища. Тому ці матеріали використовують дуже обґрунтовано, на тих об'єктах та спорудах, де особливо потрібна пожежна безпека.

Оболонки із ПВХ-у ще використовуються в даний час, але застосування цього матеріалу скорочується.

6.1.3 Маркування та конструкції силових та контрольних кабелів

6.1.3.1 Маркування силових кабелів

Вся кабельно-провідникова продукція має своє маркування, яке показує їх матеріали, характеристики та конструктивні особливості. Для того, щоб правильно вибрати необхідний кабель або провід із досить широкого асортименту, необхідно знати, що означає його маркування.

Маркування кабелю – це нанесення розмітки, умовних знаків, етикеток, бирок та/або електронних маркерів. Маркування силових кабелів містить дані про матеріал жили, про вид ізоляції та оболонки, про тип захисного покрову та особливості конструкції. Маркування буває кольорове, буквене і цифрове.

При кольоровому маркуванні фазна ізоляція проводів відрізняється за кольором. Додаткове маркування має ізоляція жил багато-дротяних кабелів. Це робиться для того, щоб зрозуміти, який провід відповідає якому на початку та в кінці кабельної лінії. При цифровому маркуванні жили нумеруються. Деякі провідники (кабелі) зовні схожі. Щоб їх ідентифікувати, на зовнішнє покриття провідника (кабелю) через рівні проміжки наносять додаткову інформацію: аббревіатура та/або назва заводу-виробника, рік випуску. Виробники самі визначають повноту нанесення даних, яка затверджується в ТУ і визначається їхньою технічною можливістю.

Крім трьох основних складових: струмопровідна жила, фазна ізоляція та захисна оболонка, – можлива наявність поясної ізоляції, екрану, броні та інших елементів, рис. 6.6.

1) Струмопровідна жила виготовляється з мідних або алюмінієвих дротів. При маркуванні кабелю з алюмінію назву провідника починають з літери «А». Мідні дроти не мають окремого літерного показника.

Чим тонші ці дроти, тим гнучкішим буде провід чи кабель. Мідні гнучкі провідники завжди багато-дротяні. Для підключення ЕО, що переміщується, застосовують тільки багато-дротяні кабелі.

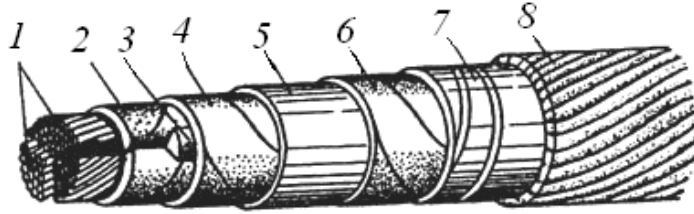


Рисунок 6.6 – Схема силового кабелю

- 1 – струмопровідні жили; 2 – власна ізоляція жили;
 3 – паперовий наповнювач; 4 – ізоляція жил щодо оболонки;
 5 – захисна оболонка; 6 – захисний покрив оболонки;
 7 – сталева броня; 8 – зовнішній захисний покрив

Одножильний силовий кабель має позначення "ок" (одно-дротяна кругла жила). При використанні монолітних жил до маркування кабелю на кінець аббревіатури в дужках додають «ож» (одножильний).

Чотирьох-жильний кабель призначений для чотирьох-провідних мереж змінного струму. Четверта жила є заземлюючою або для занулення, тому її переріз, як правило, менший за переріз основних жил. Однак у деяких випадках при прокладанні кабелів, наприклад, у вибухонебезпечних приміщеннях, переріз четвертої жили вибирається рівним перерізу основних жил.

Переріз провідника пропонується поряд з літерною аббревіатурою. Зазвичай це добуток двох чисел, у якому перше показує кількість жил, а друге – їхній переріз. Наприклад, $3 \times 1,5$ – трижильний провід, з перерізом жил $1,5 \text{ мм}^2$ кожний. Якщо наведена сума двох або більше добутків – це показник того, що кабель має групи жил різного перерізу: $(3 \times 50 + 1 \times 16)$ – три жили перерізом 50 мм^2 і одна – 16 мм^2 . Якщо стоїть одне число – це провідник з однією жилою: ПВЗ 2,5 те ж, що і ПВЗ $1 \times 2,5$.

2) *Фазна ізоляція* – діелектрик, що покриває кожну жилу. Для фазної ізоляції може застосовуватися просочений спеціальним розчином папір, гума, ПВХ-пластикат та багато іншого.

Є деякі відмінності у позначенні ізоляції для контрольних та силових кабелів. При маркуванні силових кабелів з негнучким підключенням літера, що позначає фазну ізоляцію, поміщається відразу після ідентифікатора струмопровідного металу: на друге місце для *Al*, на перше – для *Си*. Ізоляція, накладена на жилу кабелю, називається ізоляцією жили, а накладена поверх

ізолюваних скручених або паралельно покладених жил багатожильного кабелю – поясною ізоляцією. Поясна ізоляція покриває всі скручені жили.

3) *Захисна оболонка*, рис. 6.6, (п. 5), захищає ізоляцію жил кабелю від вологи та повітря, виконується із свинцю, алюмінію, ПВХ або негорючої гуми. Для захисту від пошкоджень при накладанні броні та при вигинах кабелю на захисну оболонку накладають захисний покрив (6), просочений антикорозійним бітумним складом. Броня (7) виконується зі стрічкової сталі або оцинкованого дроту та захищає оболонку від зовнішніх механічних впливів. Зовні кабель захищають синтетичним або бітумним покривом (8).

Паперова ізоляція кабелів просочується в'язкими складами (оливо-каніфольними або електроізоляційними синтетичними). Недоліком кабелів із паперовою просоченою ізоляцією є обмеження їхньої прокладки по похилих трасах. Для паперової просоченої ізоляції різниця висот між їх кінцями не повинна перевищувати:

1) для кабелів напругою до 3 кВ: у алюмінієвій оболонці – 25 м; у неброньованих в свинцевій оболонці – 20 м, у броньованих – 25 м;

2) для кабелів напругою до 6 кВ: у свинцевій оболонці – 15 м, в алюмінієвій – 20 м;

3) для кабелів напругою 10 кВ у свинцевій та алюмінієвій оболонці – 15 м.

Без обмеження різниці рівнів, на вертикальних і похилих трасах можна прокладати кабелі будь-якої напруги зі збіднено-просоченою ізоляцією; з ізоляцією без просочення; з паперовою ізоляцією, просоченою складом на основі церезину або поліізобутилену; з пластмасовою та гумовою ізоляцією. Ці склади мають підвищену в'язкість, тому при нагріванні не стікають униз.

4) *Зовнішня оболонка кабелю (броня)* зверху покриває захисну оболонку та оберігає внутрішні елементи кабелю від вологи, кислот та газів. Оболонки бувають алюмінієві, свинцеві, сталеві гофровані, пластмасові та гумові негорючі (найритові).

У чотирьох-провідних мережах змінного струму з глухо-заземленою нейтраллю напругою до 1 кВ допускається використовувати як четверту (нульову) жилу власну алюмінієву оболонку, за винятком установок, що працюють у вибухонебезпечних середовищах, та установок, в яких струм у нульовому проводі за нормальних умов буде більше струму у фазній жилі.

Позначення захисної оболонки у маркуванні кабелів йде після позначення типу ізоляції: А – алюміній; С – свинець; В – полівінілхлоридна ізоляція; гума немає окремого маркування.

5) *Екрани* застосовують для захисту кабелів від впливу електромагнітних полів від струмів сусідніх кабелів і для забезпечення симетрії електричного поля навколо жил кабелю. Їх виконують із напівпровідного паперу, з алюмінієвої або мідної фольги. Деякі провідники можуть додатково екрануватися напівпровідними матеріалами: гумою, пластикатами, папером або металевими стрічками. Іноді в маркуванні кабелю наявність екрана не вказують, іноді екран може бути позначений буквою «Е» після позначення ізоляції.

6) *Заповнювачі* необхідні для герметизації та заповнення вільних проміжків між конструктивними елементами кабелю, для надання необхідної форми та забезпечення механічної стійкості. Як заповнювачі використовують джгути з паперових стрічок або кабельної пряжі, нитки з пластмаси або гуми.

7) *Броня та/або додаткова захисна оболонка* захищають внутрішні оболонки кабелів від дії хімічних та механічних факторів, від корозії. До захисних оболонок відносяться «подушка» (підкладка), броня та зовнішня покрив. Залежно від конструкції кабелю застосовують 1-3 захисної оболонки. Для захисту від механічних пошкоджень оболонки кабелів покривають сталеву стрічковою або дротяною бронею із круглих або плоских дрозів. Броня сприймає розтягуючі зусилля, що виникають при вертикальній прокладці кабелів або по похилих трасах. У гнучких кабелів броні немає, бо вона зменшує гнучкість. Назва гнучких кабелів починається з «КГ», додаткового позначення відсутності броні у кабелів немає. Відсутність захисного покриву броні кабелів позначається літерою Г (голий).

Якщо ізоляція кабелю не підтримує горіння, то поруч із його аббревіатурою ставлять «нг». Якщо він також має властивість низького газо-димо-виділення, поряд з аббревіатурою проставляється нг-нд, нг, нгд.

Кабелі, у яких жили не скручені між собою, мають у назві букву «П» – паралельні. У маркуванні провідників з використанням заповнювача для фіксації струмопровідних жил використовується буква «з».

Відповідно до ПУЕ, у трифазних мережах фазні жили (струмопроводи, шини, високовольні виводи трансформаторів) маркуються жовтим, зеленим та червоним кольорами – відповідно фази «А», «В» та «С». Нульова жила, як

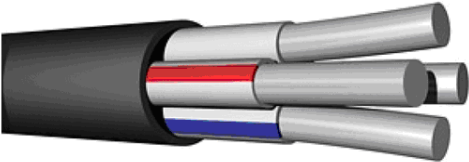
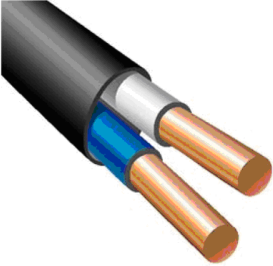
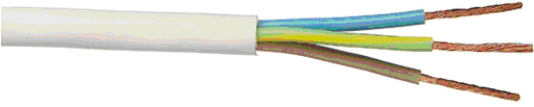
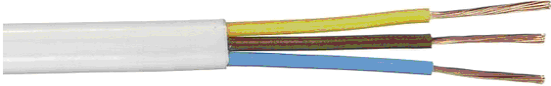
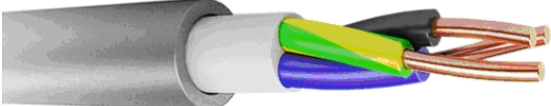
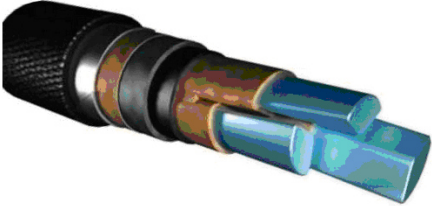
правило, має блакитний колір. Заземлюючу жилу позначають зелено-жовтим кольором, іноді (за старими нормами) – чорним.

У табл. 6.2 наведено розшифрування літер, що використовуються у маркуванні кабельно-провідникової продукції. Кабелі, що найчастіше зустрічаються в електричних мережах України, представлені в табл. 6.3.

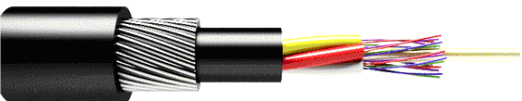
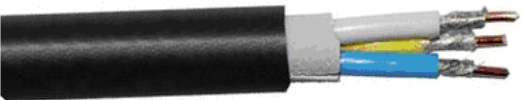
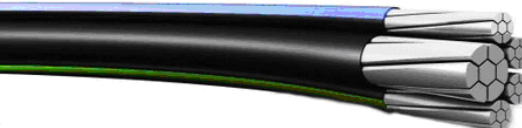
Таблиця 6.2 – Розшифровування літер, що використовуються для маркування кабелів та провідників

Маркування	Назва	Маркування	Назва
–	мідна жила	2г	подвійна алюмо-полімерна стрічка
А	алюмінієва жила	Шп	шланг з поліетилену
АС	алюмінієва жила + свинцева оболонка	Шв	захист із ПВХ шлангу
АА	алюмінієва жила + алюмінієва оболонка	Пс	самозагасаючий поліетилен
Б	кабель із бронею, є антикорозійне покриття	О	оболонка поверх всіх фаз кабелю
Бн	із захистом, не горить	КГ	гнучкий кабель
П	поліетилен	С	свинцева оболонка
В	ПВХ пластикат (ізоляція)	Пв	поліетилен вулканізований
Г	голий кабель без захисту (якщо наприкінці), кабель для гірничої промисловості (якщо на початку)	К	контрольний кабель (якщо на початку), броня із сталевих дротів (якщо наприкінці)
Р	гума (резина)	Н	Оливо-стійка гума, не підтримує горіння
НР	ізоляція, що не горить	нг	кабель не горить (наприкінці)
Маркування латинськими літерами			
HF	ізоляція кабелю не містить галогенів	Тх	низький рівень токсичності газів, що виділяються при горінні
LS	низький рівень виділення дима при горінні	FR	вогнестійка оболонка

Таблиця 6.3 – Приклади кабелів, що часто використовуються в Україні

Вид та літерне позначення	Опис
 АВВГ	Круглий/плоский неброньований кабель або провід з алюмінієвим одножильним провідниками, що містить від 1 до 4 жил, негорючий, використовується в сухих приміщеннях або офісах для прихованої проводки.
 ВВГ	Неброньований кабель з одножильним мідним провідником, у кабелі – від 1 до 4 жил. Є негорюча модифікація (ВВГнг) та модифікація зі зниженим димовиділенням (ВВГнг-LS)
 ПВС	Круглий кабель із мідними багатожильними провідниками
 ШВВП	Плоский із мідними багатожильними провідниками, малого перерізу, максимально 0,75 мм². Застосовується для підключення побутових електроприладів
 NYM	Аналог ВВГнг, випускаються лише круглими
 АСБ	Кабель із струмопровідними алюмінієвими жилами, має свинцеву оболонку та додатковий сталевий захист

Закінчення табл. 6.2

Вид и буквене позначення	Опис
 FUJIKURA	Оптичний кабель зв'язку, що використовується для передачі оптичних сигналів у лініях зв'язку
 нг-FRLS	Кабель для одиночної або групової прокладки, вогнестійкий, не сприяє горінню при груповій прокладці, зі зниженим димо- та газовиділенням
 KBVG	Кабель контрольний із ПВХ-ізоляцією та оболонкою без захисного покриття. Використовується для нерухомого приєднання до електроприладів, у кабельних коробах, у приміщеннях, на відкритому повітрі, в агресивних середовищах
 BBΓнг-FRLS	Кабель з ізоляцією жил і оболонкою з ПВХ-пластику, без захисних покриттів, зі зниженою горючістю та газо-виділенням, з термічним бар'єром у вигляді обмотки провідника двома слюдовмісними стрічками
 СИП	Скручений ізолюваний провід із алюмінієвих жил, покритих світло-стабілізованим поліетиленом підвищеної міцності, стійкий до дії ультрафіолету. Застосовується в мережах 0,4-35 кВ при будівництві магістралей, лінійних відгалужень, при спорудженні вводів у житлові та адміністративні будівлі

6.1.3.2 Маркування проводів, контрольних кабелів та шнурів

Проводи бувають силові, контрольні, телефонні, що передають цифрові, аналогові та для інтернет-сигналів.

1) *Контрольні дроти* завжди багатожильні (не плутати з багатодротяними), використовуються для передачі електроенергії до апаратури та

контролю за її роботою. Маркування контрольних кабелів стаціонарного підключення містить у собі букву «К»: у мідних кабелів вона стоїть на початку аббревіатури, у алюмінієвих – вона друга, відразу після букви А. Потім, відразу після букви К, пишуть позначення ізоляції.

2) *Телефонні проводи* (кабелі) позначаються буквою «Т», а в іншому їх маркування схоже на маркування силових провідників. Наприклад, ТППеп – телефонний, екранований, з подвійним ізолюванням (фазним та поясним) та оболонкою з поліетилену; ТППепЗ – те саме, але з заповнювачем; ТППепБШп – броньований варіант ТППеп.

3) *Маркування проводів для повітряної прокладки* будується тим самим, як і кабелів. Але є відмінності: АС – не алюмінієвий з покриттям зі свинцю (не в свинцевій оболонці), а алюмінієвий зі сталевим осердям (С).

В назве проводів СІП цифра позначає тип поліетилену:

- «4» – термопластичний світло-стабілізований (СІП-4);
- «5» – світло-стабілізований пошитий (СІП-5);
- «5нг» – світло-стабілізований зшитий, що не підтримує горіння (СІП-5нг).

4) *Монтажні, настановні, з'єднувальні провідники та шнури*. Маркування провідників та шнурів даних типів близькі до принципів маркування кабелів. Тут використовують літеру П, що означає провід, або Ш – шнур. Наприклад:

- АПВ – одножильний алюмінієвий провід з ПВХ-ізоляцією;
- ШВВП – шнур із мідною жилою, з вініловою ізоляцією та оболонкою, плоский.
- ППВ – мідний провід, плоский, з ПВХ-ізоляцією;
- АППВ – те саме, тільки алюмінієвий.

У маркуванні мідних проводів можуть бути цифри 1-4 (ПВ1-ПВ4), які позначають клас гнучкості:

- провід ПВ-1 має одно-дротову жилу великого перерізу (до 16 мм²), тобто він твердий;
- дроти ПВ-2, ПВ-3, ПВ-4 – гнучкі дроти, у яких числа 2, 3 і 4 показують ступінь гнучкості дроту: чим вище значення, тим провід гнучкіший.

Монтажний дріт містить у назві букву М. Наприклад, провід МГ – мідний (мідь не позначається), М – монтажний, гнучкий, неізолюваний (голий). Такий провід в Україні найпоширеніший.

При маркуванні шнурів перша буква «А», як і при маркуванні кабелів, показує, що жили шнура алюмінієві, при її відсутності – мідні. Наступна літера у маркуванні (для міді – перша) вказує, що це шнур – маркування «Ш». Третя буква (для мідного дроту друга) показує матеріал, з якого виготовлений шнур: «В» – полівінілхлоридний; «Р» – гумовий; «Н» – з неритової гуми; «П» – поліетиленовий.

6.1.4. Способи прокладання кабелів

6.1.4.1. Вибір способу прокладання кабелів

Кабелі прокладають у траншеях, каналах, тунелях, блоках, на естакадах. Усередині приміщень кабелі прокладають на спеціальних сталевих конструкціях, в лотках та коробах, на кабельних поверхах та напівповерхах. Вибір типу прокладки кабелю визначається місцем його розміщення:

- на територіях ПП кабельні лінії можуть прокладатися в землі (у траншеях), у тунелях, блоках та каналах, по естакадах, галереях та по стінам будівель;

- на територіях електростанцій кабельні лінії повинні прокладатися в тунелях, коробах, каналах, блоках, естакадах та в галереях. До віддалених допоміжних об'єктів (склади палива, майстерні) можливе прокладання кабелів у траншеях, але не більше шести в одній траншеї. Це найпростіший і економічний спосіб по витратам кольорового металу, так як допустимі струми в кабелях приблизно в 1,3 рази більше, ніж в повітряних лініях;

- на територіях підстанцій та РП кабелі можуть прокладатися у тунелях, коробах, каналах, трубах, у землі (в траншеях), в надземних залізобетонних лотках, по естакадах та у галереях;

- під час прокладання кабелів по територіях міст, крім початкових капітальних витрат, повинні враховуватися витрати, пов'язані з проведенням експлуатаційно-ремонтних робіт, із зручністю та економічністю обслуговування.

При виборі способів прокладання силових кабельних ліній напругою до 35 кВ необхідно керуватися таким:

- при прокладанні в землі можна в одній траншеї прокладати не більше шести кабелів, кожен на відстані не менше 0,5 м. При більшій кількості

кабелів їх рекомендується прокладати в різних траншеях, каналах і тунелях, по естакадам та галереям;

- прокладка кабелів у тунелях, по естакадах та по галереях рекомендується при прокладанні більше 20 силових кабелів, що йдуть в одному напрямку;

- прокладка кабелів у блоках застосовується при великій щільності в трасах прокладки, при перетині із залізничними коліями та переїздами, при ймовірності розливу розплавленого металу тощо.

6.1.4.2. Правила прокладання кабелів у траншеях. Прокладання кабелів у траншеях не потребує великих витрат на будівельні роботи, кабелі мають хороші умови охолодження. Кабельну лінію прокладають з урахуванням найменших витрат кабелю та забезпечення його захисту від механічних пошкоджень, корозії, вібрації, перегріву та підпалу електричною дугою від прокладених поруч кабелів. Для прокладання силових кабелів у траншеях застосовують кабелі броньовані сталевими стрічками із зовнішнім покриттям із кабельної пряжі.

Існує 15 типорозмірів траншей, вибір яких залежить від умов прокладки, від кількості і діаметра кабелів. Мінімальна глибина траншеї становить:

- 0,70 м для кабельних ліній напругою до 20 кВ;
- 1 м для кабельних ліній напругою 27 кВ та 35 кВ;
- 1,5 м для кабельних ліній напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Траншею для кабелю напругою до 20 кВ копають на глибину 0,8 м, на дні створюють м'яку «подушку» завтовшки 0,10 м із просіяної землі або піску. На цю подушку в один шар кладуть кабелі з запасом 2% довжини («змійкою») для усунення небезпечної механічної напруги через можливі зсуви ґрунту та температурні деформації. Робити запас кабелю у вигляді кілець (витків) забороняється. Кабелі зверху засипають шаром м'якого ґрунту або піску товщиною не менше 0,10 м (рис. 6.7). Відстань «у світлі» між кабелями має бути не менше 0,10-0,25 м. Якщо кабелі належать різним організаціям, то відстань збільшують до 0,5 м. При розділенні кабелів вертикальною перегородкою відстань 0,5 м можна зменшити до 0,25 м. Поряд з силовими кабелями допускається прокладання одного пучка контрольних кабелів. Відстань між контрольними кабелями не нормується. Ширина траншеї залежить від кількості

кабелів. В одній траншеї розміщують не більше 6 кабелів на напругу 6-10 кВ або двох кабелів на 35 кВ. Нормовані відстані між кабелями в траншеї наведено на рис. 6.8.

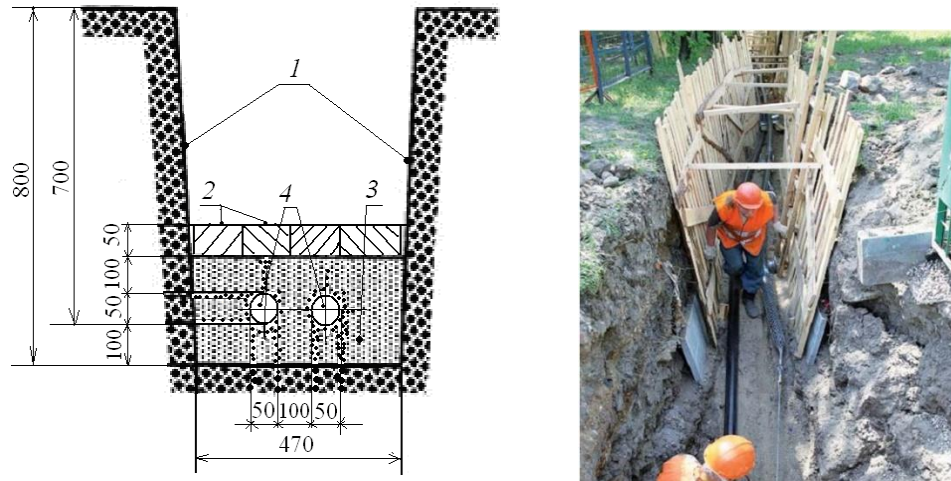


Рисунок 6.7 – Прокладання силових кабелів у траншеї (розміри в мм)
 1 – стіна траншеї; 2 – цегла для захисту від механічних пошкоджень;
 3 – м'який ґрунт для підсипки (пісок); 4 – силові кабелі

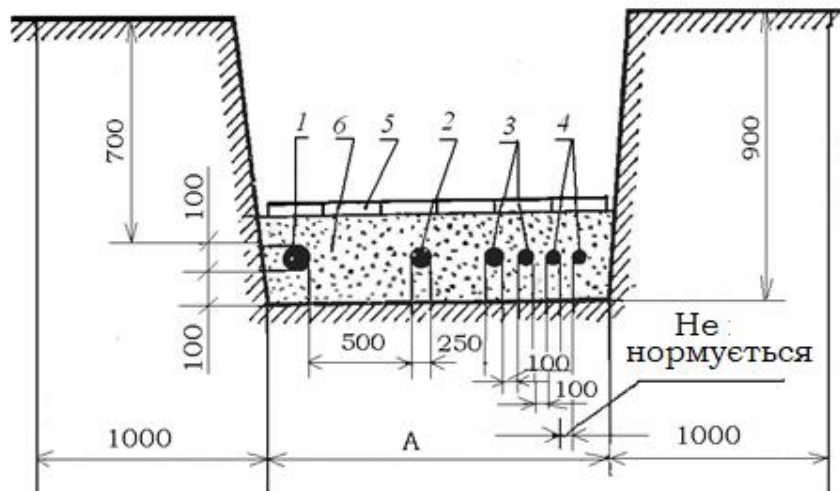


Рисунок 6.8 – Відстань між кабелями, що прокладаються в траншеях:
 1 – кабель зв'язку або кабель іншої організації; 2 – кабель 20–35 кВ;
 3 – кабель 10 кВ; 4 – контрольний кабель;
 5 – залізобетонні плити або цегла; 6 – пісок

Прокладання кабелів до 10 кВ у траншеях доцільно застосовувати на неасфальтованих територіях, у місцях з малою ймовірністю пошкодження.

Глибина закладення кабелю від планувальної позначки має бути не менше 0,7 м, а при перетині з дорогами – не менше 1 м. Якщо ці відстані витримати неможливо, то кабелі укладають у труби або відокремлюють один від одного негорючими перегородками. Для захисту кабельної лінії напругою вище 1 кВ від механічних пошкоджень її по всій довжині поверх верхньої підсипки покривають бетонними плитами завтовшки не менше 50 мм або червоною цеглою в один шар впоперек траси, рис. 6.9. Лінії напругою до 1 кВ покривають лише на ділянках, де можливі механічні пошкодження. Якщо кабелі напругою 20 кВ і нижче прокладають на глибині 1-1,2 м, їх можна не захищати від механічних пошкоджень. Для прикладу у табл. 6.4 наведені дані щодо необхідної кількості цегли для захисту кабелів у траншеї від механічних пошкоджень.



Рисунок 6.9 – Захист кабелю в траншеї червоною цеглою

Таблиця 6.4 – Орієнтовна потреба у цеглі на 100 м траншеї

Ширина траншеї, мм	Кількість кабелів в траншеї		Кількість цегли, шт.
	силових	контрольних	
150	1	1 – 5	420
300	1 – 2	6 – 10	830
400	2 – 3	8 – 12	1200
500	3 – 4	10 – 16	1600
630	4 – 5	12 – 20	2000
800	5 – 6	16 – 20	2400

До недоліків способу прокладання кабелів у траншеях можна віднести можливість механічних пошкоджень при земляних роботах, утруднення огляду, виконання значного об'єму робіт під час ремонту або заміни кабелю.

Відстань від кабельних ліній до інженерних споруд нормована:

- 0,60 м – до фундаментів будівель;
- 0,50 м – до трубопроводів (але не менше 2,0 м до теплотрас);
- 3-10 м – до залізниць;
- 1 м – до кюветів автомобільних доріг;
- 10 м – до осі крайнього дроту та від опори ПЛЕП напругою вище 1 кВ,
- 1 м – від опори ПЛЕП напругою до 1 кВ;

– на відстані не менше 1,5 метра від стволів дерев та 0,75 м – від чагарників; великі дерева обходять по периметру.

При введенні кабелів у будівлі допускається зменшення глибини закладання на ділянках завдовжки не більше 5 м для ліній напругою до 35 кВ до 0,5 м, а для ліній напругою від 110 кВ до 330 кВ – до 1 м за умови захисту кабелю від механічних пошкоджень. На закритих територіях глибина закладання кабелів не нормується.

Не застосовується прокладання кабелів у траншеях:

- при великій кількості кабелів;
- за великої насиченості території підземними та наземними технологічними, транспортними комунікаціями та іншими спорудами;
- на ділянках, де можливе розлиття гарячого металу або отруйних рідин, що руйнують оболонку кабелів;
- у місцях, де можливі значні блукаючі струми, великі механічні навантаження, розмиття ґрунту тощо.

Намагаються уникати перетину кабельних ліній (КЛ) з іншими кабелями та трубопроводами, обходити місця з підвищеним навантаженням на ґрунт, зокрема місця паркування, місця під'їзду машин, пішохідні доріжки та подібні місця. Якщо зробити це неможливо, то кабелі, що перетинаються, розміщують на різній висоті, а відстань між ними повинна бути не менше 0,15 м. У місцях перетину на обидва кабелі одягають жорсткі футляри з пластикових або азбоцементних труб, які повинні на 1 м виступати з обох боків від місця перетину.

У разі перетину КЛ із залізничними коліями, трамвайними лініями, автомобільними дорогами, місцями заїзду автотранспорту у двори та гаражі, струмками та канавами прокладку роблять у тунелях, блоках або в трубах. Місце перетину має бути на відстані не менше 1 м від полотна залізниць та автошляхів, і не менше 3 м від трамвайних рейок та стрілок.

При прокладанні КЛ паралельно:

- залізничним коліям – відстань до осі залізничної колії має бути не менше 3 м, а для електрифікованої залізниці – не менше 11 м;
- трамвайним лініям – відстань до осі трамвайної колії не менше 2,75 м;

- автомобільним дорогам – прокладка повинна проводитися із зовнішнього боку кювету або краю насипу на відстані не менше ніж 1 м від брівки або 1,5 м від бордюрного каменю;

- опорам ПЛЕП – відстань до підземних частин та заземлювачів опор ПЛЕП напругою понад 1 кВ, захищених тросами, має бути не менше ніж 7 м, а до безтросових опор – не менше ніж 6 м;

- опорам ПЛЕП напругою до 1 кВ – відстань до опори контактної електромережі або опори зв'язку має бути не менше ніж 1 м.

Після прокладки окремі ділянки кабелів у траншеї з'єднують, виконують ізолювання їх кінців, перевіряють захист від механічних пошкоджень, проводять внутрішньо-траншейні випробування та засипають траншею.

6.1.4.3. Правила прокладання кабелів у трубах, блоках і тунелях

Якщо вимоги прокладання кабелів у траншеях витримати неможливо і коли кабелі перетинаються з інженерними спорудами, їх прокладають у трубах і блоках. Це найдорожчий спосіб прокладання.

Блоки збирають із азбестоцементних бетонних та керамічних труб або зі збірних залізобетонних конструкцій. Прокладання в трубах дозволяє замінювати кабелі без порушення нормальної роботи підприємства. Якщо кабелі прокладені раніше, ніж зводиться споруда, то поруч із нею прокладають щонайменше одну запасну трубу або блок для можливості прокладання нових кабелів і перенесення існуючих.

На поворотах траншеї та в місцях прокладки понад 10 кабелів у землі влаштовують спеціальні колодязі. Такі ж колодязі влаштовують і на прямих ділянках при прокладанні в трубах або блоках. Відстань між ними залежить від необхідного механічного зусилля при протягуванні кабелю. В блоки довжиною понад 50 м укладають неброньовані кабелі з потовщеною герметичною свинцевою оболонкою. На ділянках довжиною до 50 м можна використовувати броньовані кабелі без зовнішніх покривів. Поверх каналів укладають знімні плити. У каналах глибиною до 0,9 м кабелі можна розташовувати на дні; у глибших каналах та тунелях – на кабельних конструкціях, рис. 6.10.

Висота тунелю має бути не менше 1,0-1,5 м, а прохід між конструкціями – не менше 1,0 м.

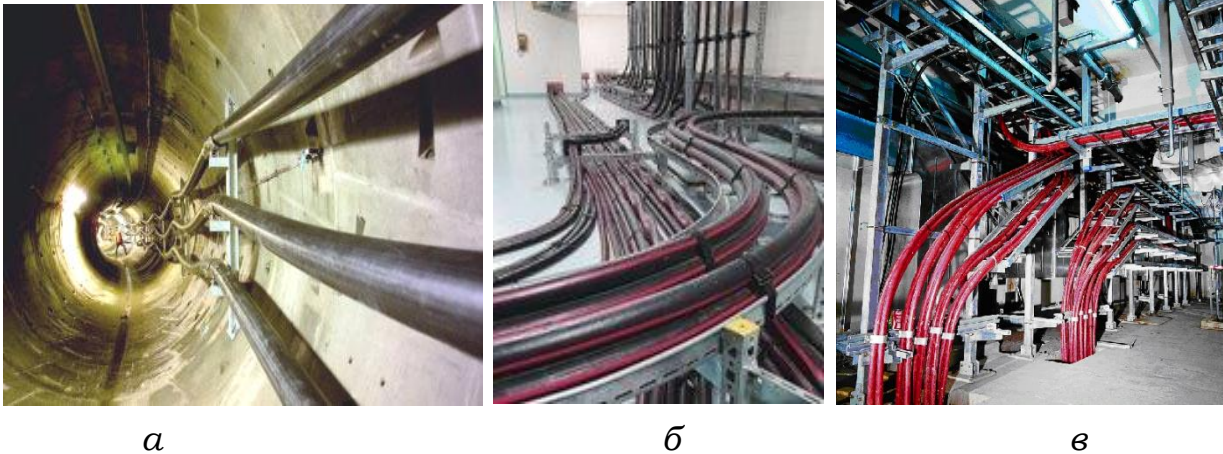


Рисунок 6.10 – Прокладка кабелів: *а* – в кабельному тунелі;
б – на естакадах в лотках; *в* – перехід на кабельний напівповерх

Допускається місцеве звуження проходів до 0,8 м на ділянці до 0,5 м.

У тунелях встановлюють пристрої автоматичного пожежогасіння та системи сповіщення про появу диму. Для захисту від потрапляння в тунель води використовують автоматичні дренажні системи.

Тунелі, де крім кабелів є інші комунікації (водопровід, тепломережа), називають колекторами.

У всіх кабельних спорудах (тунелях, каналах, колекторах) допускається застосування неброньованих кабелів. Для запобігання корозії та кращої тепловіддачі броню забарвлюють у чорний колір.

6.1.4.4. Правила прокладання кабелів у виробничих приміщеннях

У виробничих приміщеннях кабелі прокладають у спеціальних кабельних спорудах: в кабельних тунелях, в коробах, в кабельних шахтах (прохідних та непрохідних, рис. 6.11), в подвійних підлогах (рис. 6.12), по кабельним поверхам (рис. 6.13) та напівповерхам (рис. 6.14); по кабельними естакадами, в кабельних блоках (рис. 6.15) тощо. В них розміщують кабельні муфти, оливо-підживлювальні апарати та інше обладнання. У підлозі та в міжповерхових перекриттях кабелі прокладають у трубах або в коробах. Закладення кабелів у будівельні конструкції («замонолічування») не допускається.

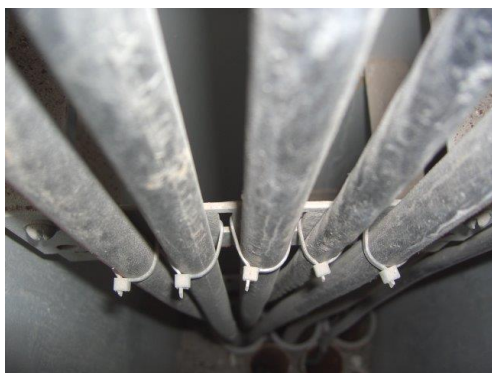


Рисунок 6.11 – Кабель у непрохідній кабельній шахті



Рисунок 6.12 – Прокладка кабелів у подвійній підлозі



Рисунок 6.13 – Прокладання кабелю по кабельному поверху



Рисунок 6.14 – Прокладка кабелю по кабельному напівповерху



Рисунок 6.15 Прокладка кабелю в кабельному блоку

У виробничих приміщеннях застосовують броньовані або неброньовані кабелі, але без захисних покривів із горючих волокнистих матеріалів. Перерізи кабелів не обмежуються. Кабелі прокладають так, щоб вони були доступні для ремонту, а відкрито прокладені, наприклад, на лотках, ще

покращують огляд, рис. 6.16. У місцях, де можливі механічні пошкодження, кабелі захищають до висоти 2 м від підлоги.



Рисунок 6.16 – Відкрито прокладені кабелі на лотках

Кабельні поверхи, напівповерхи, тунелі та шахти забезпечують природною або штучною вентиляцією. Вентиляційні пристрої мають заслінки для припинення доступу повітря у разі спалаху, тому доступ у таких системах до пошкодженого кабелю утруднений. При застосуванні газу в автоматичних системах пожежогасіння потрібна система оповіщення про евакуацію обслуговуючого персоналу.

6.1.4.5. Правила прокладання кабелів в екстремальних умовах

Кабелі, що перетинають струмки, річки та водовідвідні канали, поміщають у труби. У цьому випадку застосовують такі ж кабелі, що при прокладанні в землі. У зоні виходу з води труба повинна бути продовжена на 10-30 м. Під водою без труб прокладають кабелі у свинцевій оболонці з бронею із плоских або круглих дротів та із зовнішнім захисним покриттям, з гумовою ізоляцією та з герметичною оболонкою з вініліну. При перетині річок зі швидкою течією необхідно застосовувати кабелі з подвійною бронею з круглих дротів, що добре сприймають розтягуючі навантаження. При перетині кабелю несудноплавних та несплавних річок з повільною течією допускається використовувати кабелі зі стрічковою бронею.

У торф'яних болотах, що можуть пересихати, для прокладки кабелю насипають трасу з нейтральних ґрунтів на 1,5 м в обидві сторони від лінії

прокладки, а під кабелем і над ним має бути захисний шар ґрунту не менше 0,3 м. Невеликі водні западини можна засипати ґрунтом або перетинати їх по палях. Над болотом можна прокладати кабель у трубах, блоках або в закритих лотках на висоті 0,3 м вище за рівень води. Всі ці конструкції кріплять до паль.

У місцях переходу кабельних ліній з берега в море з сильним морським прибоєм, при прокладанні кабелю на ділянках рік з сильною течією і берегами, що розмиваються, а також на великих глибинах (до 40-60 м) застосовують кабель з подвійною металевою бронею.

У районах вічної мерзлоти та глибокого сезонного промерзання ґрунту можливе формування тріщин, просідання та зсуви ґрунту. У цих районах в одній траншеї прокладають не більше 4 кабелів, або їх прокладають у кабельних лотках, каналах та колекторах. Можливе відкрите прокладання над землею (повітряна підвіска) в захисних коробах, по естакадах, галереями, по стінах і конструкціями інженерних споруд, під постійними пішохідними містками. При прокладанні до 20 кабелів використовують дерев'яні естакади, понад 20 – залізобетонні. В особливо важких умовах (вічна мерзлота, низька температура) кабелі можна прокладати по бічних поверхнях коробів тепломереж, водопроводу та по стінам інших споруд.

У скельних породах, в сухих пісках, в ґрунтах, що мало проморожуються, і в ґрунтах з малими зрушеннями траншеї копають до глибини близько 0,4 м. У цьому випадку треба застосовувати кабелі з алюмінієвою герметичною оболонкою і найбільш міцною бронею з плоских дротів (АП, ААП), а канали та підземні лотки робити водонепроникними. Для прокладання в «агресивних» ґрунтах з речовинами, що руйнують оболонки кабелів (солончаки, болота, насипний ґрунт зі шлаком і будівельним сміттям), а також у зонах, де можлива електрокорозія, застосовують кабелі зі свинцевими оболонками та посиленими захисними покриттями типів Б_Л, Б_{2Л} або кабелі з алюмінієвими оболонками, посилені захисними покриттями. Завжди уникають прокладання КЛ на ділянках з блукаючими струмами, а якщо це необхідно – використовують кабелі з підвищеною стійкістю до дії електричної корозії та прокладають їх у пластмасових трубах.

При змішаній прокладці («земля-кабельна споруда» або «земля – виробниче приміщення») рекомендується застосування тих самих марок кабелів, що й для

прокладання в землі, але без зовнішніх горючих захисних покривів. Для кабельних ліній, що прокладаються залізничними мостами, а також мостами з інтенсивним рухом транспорту, застосовують броньовані кабелі в алюмінієвій оболонці. Кількість з'єднань на 1 км кабельних ліній не повинно бути більше:



Рисунок 6.17 – Встановлення кабельних ліній на лотках для електрифікованих залізниць та метрополітену

- для трижильних кабелів напругою 1-10 кВ та перерізом до $3 \times 95 \text{ мм}^2$ – не більш 4 з'єднань;
- перерізом від 3×120 до $3 \times 240 \text{ мм}^2$ – не більш 5 з'єднань;
- напругою 20-35 кВ – не більш 6 з'єднань;
- для одножильних кабелів – не більш 2 з'єднань.

Особливі вимоги висувають до кабелів, що забезпечують підведення електроенергії до електротранспорту. Кабелі кріплять на спеціальних лотках, які підвішують на конструкціях або стінках транспортних тунелів, рис. 6.17.

6.1.5. Механізми для прокладання кабелів

Правильно організоване транспортування кабелів гарантує їх збереження і, отже, довговічність експлуатації кабельних ліній. Умови транспортування кабелів повинні відповідати вимогам нормативних документів [16, 19, 36, 37]. Переміщення барабанів від складських майданчиків до місця прокладання виконують за допомогою мостових кранів, кран-балок, тельферів, автонавантажувачів, спеціальних вантажно-захоплювальних пристроїв, тракторів, автомобілів тощо. Для відмотування кабелю барабан встановлюють на домкрати, на барабано-підйомники та інші пристосування. При розмотуванні кабелю барабан обертають проти спрямування стрілки, нанесеної фарбою.

Якщо барабан з кабелем транспортують до місця прокладання машиною, то можливе розкочування кабелю безпосередньо з автомобіля, рис. 6.18.

На такій машині встановлюють генератор для підігріву кабелю взимку; насос для відкачування води із траншеї; вентилятор для провітрювання колодязів; лебідку для протягування кабелю в трубах та блоках.



Рисунок 6.18 – Прокладання кабелів в траншеях з кабельних барабанів, встановлених на автомобілях

Не допускається розмотування кабелю з барабана без гальмівного пристрою. При обертанні барабана стежать, щоб при розмотуванні та прокладанні кабелю на ньому не утворювалися «баранчики» (перекручування кабелю). Короткі відрізки кабелів прокладають вручну.

6.2. Охоронні зони кабельних трас

Для попередження нещасних випадків та охорони КЛ вздовж них встановлюють охоронні зони відповідно до «Правил охорони електричних мереж» [59]. Охоронна зона КЛ, прокладених у землі, це ділянка вздовж КЛ, обмежена вертикальними площинами з двох сторін, що віддаляються від крайніх кабелів на відстані 1 м. Для КЛ напругою до 1000 В, що проходять у містах під тротуарами, ця відстань дорівнює 1,0 м у бік проїжджої частини вулиці та 0,6 м – у протилежний бік.

Охоронні зони для КЛ встановлюються:

1) вздовж підземних каналів КЛ. У зоні прокладки КЛ заборонені земляні роботи в зоні (в обидві сторони) не менше ніж по 0,3 м, при проведенні польових сільськогосподарських робіт, пов'язаних із оранкою землі, – не менше ніж по 0,45 м (в обидві сторони);

2) вздовж підводних кабельних ліній. Охоронна зона КЛ, що проходять через судноплавні та не судноплавні водоймища, – це ділянка водного простору від крайніх кабелів по 100 м в обидві сторони. В охоронній зоні заборонено кидати якорі з суден та здійснювати їх прохід із відданими якорями, лотами, волокушами та тралами. Додатково в зоні підводних КЛ заборонені днопоглиблювальні та землечерпальні роботи, лов риби, влаштування водопоїв, колка та заготівля льоду;

3) навколо станцій та підстанцій.

Особи, які проводять земляні роботи, при виявленні кабелю, не вказаного в технічній документації, зобов'язані негайно припинити роботи, вжити заходів щодо забезпечення збереження кабелю, і протягом доби повідомити про це мережеву організацію або місцевий енергонагляд.

6.3. Етапи монтажу кабельних ліній

Монтаж кабельних ліній ведуть у два етапи. На першому етапі готують траншеї та інші інженерні конструкції для прокладання кабелів, а всередині будівель та споруд встановлюють опорні конструкції. На другому етапі прокладають кабелі та підключають їх до енергосистеми або до ЕО.

На місце монтажу кабель доставляється в заводській упаковці (на барабанах), транспортерами ТКБ-6, ТКБ-10 вантажопідйомністю 6 і 10 т. Транспортер ТКБ-6 переміщують автомобілем, а ТКБ-10 – трактором. Після видалення зовнішньої обшивки барабана оцінюють стан зовнішніх витків кабелю. При цьому звертають увагу на оболонку і захисний покрив, наявність патьоків наповнювача, на проколи, раковини, обриви, зсуви і зазори між витками бронестрічок. Зовнішні витки кабелю з ушкодженнями видаляють. Паперову ізоляцію перевіряють на відсутність вологи.

У холодну пору року кабелі прокладають без попереднього підігріву, якщо температура повітря протягом 24 годин до початку робіт не була нижче:

1) 0 °C – для силових броньованих та неброньованих кабелів з паперовою ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці;

2) (–7 °C) – для контрольних та силових кабелів напругою до 35 кВ із пластмасовою або гумовою ізоляцією, з оболонкою з волокнистих матеріалів у захисному покриві;

3) (–15 °C) для броньованих та (–20 °C) для неброньованих силових кабелів напругою до 10 кВ з ПВХ-ізоляцією, у захисному покриві з оболонкою без волокнистих матеріалів, та для контрольних кабелів.

Прокладання кабелів будь-яких марок не допускається при температурі навколишнього повітря нижче –40 °C.

Підігрів кабелів перед прокладкою роблять у приміщеннях, спеціальних наметах або в автомобілях.

Обробку кінців кабелю проводять до початку монтажу в муфтах та загортаннях. Обробка полягає у послідовному ступінчастому видаленні на певній довжині захисних покривів, броні, оболонки, екрану та ізоляції. Розміри обробок визначають за технічною документацією. Вибір способу окінцевання, з'єднання та відгалуження залежить в основному від матеріалу проводів (алюміній або мідь), тому що фізичні властивості алюмінію відрізняються від фізичних властивостей міді.

Натепер більшість електропроводок виконують з алюмінієвими жилами: алюміній доступніший, дроти та кабелі з алюмінієвими жилами дешевше мідних і мають меншу вагу. Але алюміній має деякі фізико-механічні властивості, що вимагають дотримання особливих умов при виконанні з'єднань алюмінієвих проводів між собою або з мідними проводами:

1) швидка окиснюваність. При контакті з повітрям на поверхні алюмінію за кілька секунд утворюється тугоплавка плівка окису з температурою плавлення близько 2000 °C. Ця плівка має великий опір і перешкоджає створенню хорошого контакту;

2) при з'єднанні алюмінію з міддю утворюється гальванічна пара, при якій алюміній руйнується електрокорозією, що також веде до поступового погіршення з'єднання.

Для запобігання таким погіршенням та руйнування контактних сполук алюміній захищають від окислення обмазуванням з'єднань в процесі

монтажу вазеліном або пастою, а також шляхом покриття його лаками (асфальтовим, гліфталієвим, полівінілхлоридним).

Силовий кабель надходить із заводів у кабельних барабанах, на барабані знаходиться будівельна довжина кабелю, зазвичай 200-400 м. Тому виникає необхідність з'єднувати відрізки у лінію. Для цього застосовують сполучні кабельні муфти. Якщо необхідно підключити кабель до силової мережі, то застосовують кінцеві кабельні муфти. Такі з'єднання виконують на вулиці або в приміщенні, тому кінцеві кабельні муфти ділять на муфти для зовнішньої і муфти для внутрішньої установки.

Найбільш сучасними вважаються муфти на основі виробів, що термоусаджуються. Виробництво термоусаджуваних компонентів засноване на технології поперечної зшивки полімерів. Зшитий полімер перестає бути термопластиком, його можна нагрівати вище температури плавлення; і він не втрачає своєї форми, а набуває м'якої консистенції. У такому стані полімер розтягують. Після охолодження він зберігає нові розміри та надану йому форму, а після повторного нагрівання полімер повертається до первинних розмірів. Цей процес називається термічною усадкою.

Існує система умовного позначення муфт, рис. 6.19. Муфти обирають відповідно типу кабелю, табл. 6.5.

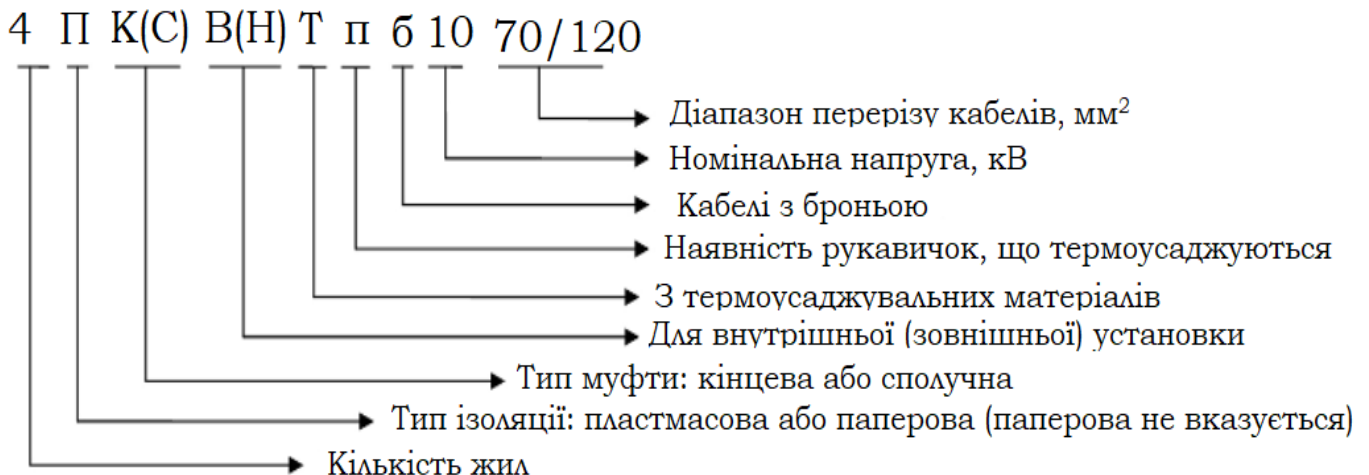


Рисунок 6.19 – Система умовного позначення муфт

Таблиця 6.5 – Вибір муфти по типу кабелю

Ізоляція кабелю	Маркування кабелю	Тип кабелю		Назва
Кабель із паперовою просоченою ізоляцією	ААШв(п), АСБГ, АСБЛ, АСБ2Л, ААБЛ, ААБ2Л, АСБЛ, ААБЛ, ААБ2Л, АСШв, СБЛ, СБ2Л, СП, СПГ, СШв, СБШв, СПШв, ААБЛГ, ААБ2ЛШв(п), ААПЛ, ААП2Л, ААП2ЛГ, ААП2ЛШв, АСШв, АСБ2ЛШв	Кінцеві		3 КВ(Н)Тп-1
				4 КВ(Н)Тп-1
				4 КВТп-1
				4 КНТп-
		Сполучні		3 СТП-1
				4 СТП-1
				4 СПтп-1 (СПП)
Кабелі із пластмасової (ПВХ та зшитий поліетилен) ізоляцією	АВВГ, ВВГ, АПВВГ, ПВВГ	Без броні	Кінцеві	3 ПКВ(Н)Тп-1
				4 ПКВ(Н)Тп-1
				5 ПКВ(Н)Тп-1
		Сполучні	3 ПСТ-1	
			4 ПСТ-1	
			5 ПСТ-1	
	АВБбШв, ВБбШв, АПВБбШв, АПВБбШп, ВБВ, АВББ, АВБГ, ПВБбШв(п).	3 бронєю	Кінцеві	3 ПКВ(Н)Тпб-1
				4 ПКВ(Н)Тпб-1
				5 ПКВ(Н)Тпб-1
			Сполучні	3 ПСТб-1
				4 ПСТб-1
				5 ПСТб-1
4 жили, тип ізоляції невідомий	Усі перелічені вище	Кінцеві		4 КВ(Н)Тп-1 (універсальна)
		Сполучні		4 СТП-1 (універсальна)
Кабелі з паперовою ізоляцією для міського електротранспорту	ААГ, ААШВ, АСГ, ААБ2Л, АСБЛ	Кінцеві		1 КТ-1
		Сполучні		1 СТ-1
Кабелі з пластмасовою ізоляцією для метрополітену	АВБбШнг, ВБбШнг, ПвБВнг, АПвБВнг	Кінцеві		1 ПКВТ(б)-1
				1 ПКВТ(б)-3
		Сполучні		1 ПСТ(б)-1
				1 ПСТ(б)-3
Кабелі із ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ)	АПвВ-10, АПвП-10, АПвП2г-10, АПвПг-10, АПвПу2г-10, ПвВ-10, ПвП- 10, ПвПг-10, ПвПу-10, ПвПуМО, АПвПу-10.	Кінцеві		1 ПКВТ-10
				1 ПКНТ-10
				3 ПКВТпб-10
				3 ПКНТпб-10
		Сполучні		1 ПСТ-10
				1 ПСТб-10

Для приєднання жил кабелю до виводів електротехнічних пристроїв їх закінчують наконечниками, що закріплюються на жилах опресовуванням, зварюванням або паянням. Закінчення одно-дротяних жил може бути виконане формуванням наконечника з кінця самої жили.

Запитання для самоперевірки

1. Вкажіть, як проводиться класифікація електричних мереж за конструктивними ознаками.
2. Які бувають оливо-наповнені кабелі? Назвіть основні типи оливо-наповнених кабелів.
3. Поясніть назву «оливо-наповнений кабель». Перерахуйте переваги та недоліки оливо-наповнених кабелів.
4. Виконайте порівняння оливо-наповнених кабелів та кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ-кабелі).
5. Проаналізуйте переваги та недоліки використання проводів та кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену.
6. Назвіть і дайте коротку характеристику призначення кожної складової кабелю.
7. Назвіть способи прокладання кабелів. Які фактори визначають тип прокладання кабелю?
8. Поясніть спосіб прокладання кабелів у траншеї.
9. Поясніть спосіб прокладання кабелів у трубах, блоках та тунелях.
10. Які особливості прокладання кабелів у виробничих приміщеннях?
11. Які механізми використовують для прокладання кабелів? Чим має бути оснащений автомобіль для прокладання кабелів?
12. Перерахуйте способи забезпечення високої надійності кабелю зі ЗПЕ.
13. Назвіть основні етапи монтажу кабельних ліній.
14. Поясніть як і навіщо встановлюють охоронні зони біля кабельних ліній.
15. Поясніть правила прокладання кабелів у холодну пору року.
16. За якої температури навколишнього повітря не допускається прокладання кабелів будь-яких марок? Де і як здійснюється підігрів кабелів?

Література: 16, 19, 23, 36, 37, 40, 45, 48, 50-52, 59, 62, 63, 79, 96.

7. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

7.1. Основні вимоги до цехових систем електропостачання

При створенні нових та реконструкції діючих СЕП промислових підприємств впроваджуються сучасні прогресивні технічні та технологічні рішення, підтверджені економічними розрахунками [5, 16, 23, 29, 32-34, 37, 52, 55, 71]:

- йде заміна морально та фізично застарілого обладнання;
- удосконалюють схеми розподільчих мереж, впроваджують системи комплексної автоматизації складних технологічних процесів тощо [51, 52, 74];
- підвищують рівень компенсації реактивної потужності на всіх етапах СЕП, розрахункового балансу активної та реактивної потужності в енергосистемі;
- удосконалюють або впроваджують сучасні пуско-регулюючі пристрої плавного пуску та глибокого регулювання ЕП;
- встановлюють системи підвищення якості вимірів контролю споживання електроенергії у характерних вузлах навантаження, удосконалюють системи обліку електроенергії.

Для достатнього забезпечення надійності СЕП та рівня резервування електропостачання ЕП відповідно до категорії надійності необхідно знати їх параметри не тільки в номінальних, але й в аварійних і після-аварійних режимах.

Аварійний режим – це короточасний перехідний режим, спричинений порушеннями нормального (номінального) режиму роботи СЕП або її окремих ланок, що триває до вимкнення пошкодженого кола або елемента. Тривалість аварійного режиму визначається переважно швидкістю дії релейного захисту, систем автоматики та телеуправління.

Після-аварійний режим – режим, що виникає після вимкнення пошкоджених елементів СЕП, тобто після закінчення аварійного режиму. Після-аварійний режим довший за аварійний і триває до відновлення нормального режиму. Тому СЕП будують так, щоб вона і у після-аварійному режимі забезпечувала функціонування основних виробництв ПП, забезпечувала можливість необхідних перемикань та перез'єднань без повної зупинки підприємства.

В після-аварійному режимі можливе часткове обмеження потужності, що подається до ЕП, і для ЕП 3-ї категорії допустимі короточасні перерви живлення. Для ЕП 2-ї категорії перерви допускаються на час перемикання на резервну лінію. При цьому дозволеним є незначний відступ напруги та частоти від встановлених стандартних рівнів відхилень та коливань. Також допускається перевантаженість деяких елементів мережі, але в нормативних межах.

Якщо під час після-аварійного періоду через особливості технологічних процесів неможливо повністю зберегти працездатність основних виробництв, роботу підприємства скорочують, обмежують потужність, або забезпечують підтримку виробництва за рахунок використання можливостей гарячого резерву, щоб після відновлення нормального електропостачання підприємство могло швидко відновити свою роботу.

Вимоги до електропостачання ПП залежать також від споживаної ними потужності. З цього погляду ПП умовно поділяють на великі, середні та малі.

7.2 Характеристики цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств

7.2.1 Розподільні трансформатори трансформаторних підстанцій промислових підприємств. Види охолодження розподільних трансформаторів

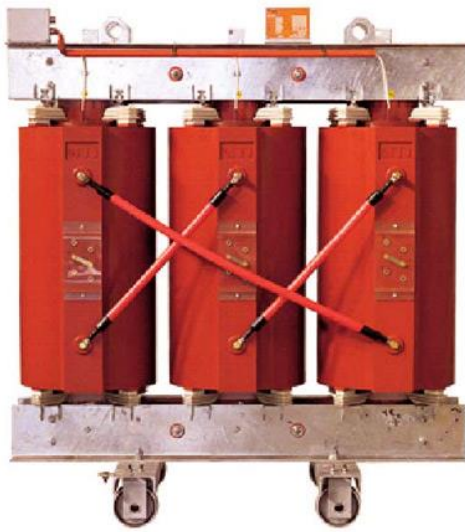
Трансформаторні підстанції (ТП) призначені для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії у мережах трифазного струму промислової частоти. Потужність та рівень напруги такого пристрою визначається схемою та конфігурацією електричної мережі, а також характером та навантаженнями існуючих споживачів електроенергії. Важливими елементами будь-якої підстанції є трансформатори.

Трансформатори поділяють на потужні та розподільні. В цехових ТП встановлюють розподільні трансформатори, які призначені для роботи в електричних мережах, що здійснюють безпосереднє постачання електричної енергії до споживачів [14-16, 21, 30-32].

Залежно від системи охолодження трансформатори поділяються:

– *сухі трансформатори (ТС) з природним повітряним охолодженням.* Сухі трансформатори потужністю 100-630 кВ·А застосовують головним чином на ПП невеликої потужності, на випробувальних станціях, в лабораторіях та в установках з обмеженнями за умовами пожежної безпеки.

Сухі розподільні трансформатори виготовляються у відкритому виконанні, рис. 7.1,а,б. Можливе виконання з захисним металевим кожухом рис. 7.1,б, або відкрите виконання з обмотками, залитими епоксидними компаундами, рис. 7.1,а. Натеper на ПП частіше використовують трифазні сухі трансформатори з литою ізоляцією серій ТСЛ та ТСЗЛ потужністю 400-2500 кВ·А, 6-10 кВ. Ці трансформатори відрізняє екологічна безпека, висока вибухо- та пожежна безпека, висока динамічна стійкість обмоток до струмів КЗ, низький рівень часткових розрядів, малошумність, малі габарити;



а



б



в



г

Рисунок 7.1 – Розподільні трансформатори промислових підприємств
 а – сухий розподільний трансформатор з литою (арамідною) ізоляцією;
 б – сухий розподільний трансформатор з захисним металевим кожухом;
 в – трансформатор ТМ-630-6(10)/0,4(0,69) з оливним охолодженням;
 г – герметичний трансформатор ТМГ-630-6(10)/0,4(0,69) з оливним охолодженням

– оливо-наповнені *трансформатори*. За видом захисту оливи від впливів довкілля оливні трансформатори виконують негерметичними (серія ТМ, рис. 7.1,в) та герметичними з гофрованим баком (ТМГ), рис. 7.1,г. Трансформатори серій ТМ і ТМГ призначені для роботи на відкритих майданчиках, під навісом, в закритих приміщеннях, що провітрюються і в умовах підвищеної вологості. Але натеper їх використання в закритих приміщеннях обмежили та замінюють на трансформатори серії ТМЗ – трифазні, з оливним (масляним) охолодженням, захищені.

Захист полягає в тому, що над оливою в розширювальному бачку знаходиться інертний газ (вуглекислий газ, частіше – азот), а не повітря. Це виключає окислення оливи та можливість займання в бачку, але не заважає розширенню оливи в процесі роботи. Трансформатори серії ТМЗ встановлюють в закритих приміщеннях (в цехах), виконують в герметичному виконанні. Структура умовного позначення трансформаторів серії ТМЗ: Т – трифазний; М – оливне (масляне) охолодження з природною циркуляцією повітря та оливи; З – захисна азотна «подушка», можливий вуглекислий газ.

Потужності оливо-наповнених розподільчих трансформаторів знаходяться в діапазоні до 2500 кВ А; напруга з боку ВН – до 33(35) кВ.

Існують такі системи охолодження оливо-наповнених розподільних трансформаторів:

- М – природне оливне охолодження;
- МГ – природне оливне у герметичному виконанні (гофрований бак);
- Н – природне охолодження рідким негорючим діелектриком.

Системи охолодження сухих розподільчих трансформаторів:

- С - природне повітряне охолодження при відкритому виконанні;
- СЗ - природне повітряне при закритому виконанні;
- СГ – природне повітряне при герметичному виконанні;
- СД – повітряне з примусовою циркуляцією повітря;
- СГА – природне повітряне з обмотками, залитими в епоксидні смоли, відкритого виконання;

- СГАЗ – те ж, захищеного виконання.

Найбільше застосування знаходять оливо-наповнені розподільні трансформатори потужністю 630-1000 кВ·А.

– *оливні без розширювального бачка*. Для трансформаторів невеликої потужності (до 160 кВ·А) можливе виконання без розширювального бачка,



Рисунок 7.2 – Трифазний трансформатор з оливним охолодженням без розширювального бачка



Рисунок 7.3 – Розподільні трансформатори, заповнені рідким діелектриком ТНЗ фірми АВВ (стандарт ІЕС)

рис. 7.1, з та рис. 7.2. В них немає проблеми окислення оливи або займання її парів, а її розширення виконується за рахунок розширення ребр охолодження на стінках баку – «ефект акордеону» (англ. *accordion effect*);

– трансформатори з негорючим рідким діелектриком (ТНЗ) – природне охолодження діелектриком, захищені, захист діелектрика за допомогою азотної подушки, можливе виконання без розширювального бачка. Зовнішнє охолодження здійснюється природним чином за рахунок повітряних потоків, що обтікають бак рис. 7.3.

Трансформатори монтують вертикально, в місці, що виключає пряму дію вологи та сонячних променів, їх забороняється встановлювати впритул до інших елементів електричного кола.

7.2.2 Комплектні трансформаторні підстанції

Натепер на ПП встановлюють не окремі трансформатори, а комплектні трансформаторні підстанції (КТП). За кількістю трансформаторів КТП поділяють на одно-, двох- та трьох-трансформаторні підстанції (ПС).

КТП складаються з силових трансформаторів (рис. 7.4, а), шафи високої (ВН) та шафи низької (НН) напруги, у разі

двох- або трьох-трансформаторних підстанцій ще встановлюють секційні шафи. КТП надійніше за окремі трансформатори, оскільки у них передбачено захист від позаштатних ситуацій та не стоїть питання забезпечення електромагнітної сумісності захисного, вимірювального та комутаційного обладнання. КТП відповідають вимогам ТУ У 31.1-20122892-001:2007. Введення на ПС виконують через шафу ВН, що містить автоматичний вимикач (АВ) або вимикач (рубильник) з плавким запобіжником.



а



б



в



г



д



е



ж

Рисунок 7.4 – Комплектні трансформаторні підстанції
 а – трансформаторна підстанція КТП-2-250 кВ·А проходна;
 б – трансформаторна підстанція КТПГС-630 тупикова;
 в – шафа КТП (відкрита); г – тупикова КТП, що стоїть окремо
 д – КТП тупикова кіоскового типу; е – КТП щоголового типу;
 ж – кіоскова тупикова підстанції з повітряним вводом КТПтв

Можливе «глухе введення» через металевий короб, який кріплять до трансформатора з боку введів ВН. «Глухе введення» використовують для підключення одного кабелю. Шафа введення ВН розрахована на підключення 1-3 кабелів для забезпечення живлення споживачів..

До складу розподільного пристрою НН одно-трансформаторної підстанції входить шафа введення НН та шафи ліній, що відходять. В двох-трансформаторній підстанції розподільний пристрій НН складається з двох шаф НН, секційної шафи та шаф відхідних ліній, які розділені на відсіки вимикачів, шинних та кабельних відсіків. Відсіки з'єднані болтами.

У відсіках вимикачів встановлюють АВ, що викочують для обслуговування; вони закриваються дверцятами із замками, мають ручні приводи для включення, сигнальні лампи, прилади, кнопки та ключі керування. У верхній частині, з боку фасаду, в шафах НН і в секційних шафах є комірка, в якій встановлено апаратуру автоматики, релейного захисту та сигналізації, трифазний лічильник активної енергії. У шинному відсіку шаф розташовують збірні шини та вимикачі.

У КТП із заземленою нейтраллю вимірювання навантаження на вході у кожен фазу РП НН здійснюється амперметром з перемикачами. На лініях, що відходять, вимірювання навантаження здійснюється в одній фазі, зазвичай в фазі А. На вимогу замовника на кожен відхідну лінію може бути встановлений окремий однофазний лічильник будь-якої модифікації (лічильник реактивної енергії, суміщений, електронний тощо), прилади контролю струму і напруги.

Силові трансформатори КТП мають стандартні номінальні потужності: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 та 2500 кВ·А на номінальні напруги 6(10) кВ/0,4(0,69) кВ. Такі КТП в Україні випускають на заводі "Укрелектроапарат" (м. Хмельницький).

За способом компоновки випускають однорядні (одно- та двох-трансформаторні) та дворядні (двох-трансформаторні) КТП.

За схемою підключення КТП поділяють (див. рис. 7.4):

- 1) тупикові, які підключаються лише до однієї високовольтної лінії;
- 2) прохідні станції, що підключаються до двох ліній;
- 3) кіоскові станції – найпоширеніший вид КТП, що мають високий показник безпеки. Вони можуть виготовлятися з кабельними, повітряними або повітряно-кабельними високовольтними вводами та виводами 0,4 кВ.

На лініях КТП 0,4 кВ, що відходять, встановлюють стаціонарні або відкочувальні АВ, або рубильники із запобіжниками;

4) утеплені підстанції (КТПНУ) використовуються у складних кліматичних умовах. Їх корпус обшитий спеціальними панелями, («сандвічами»), у яких передбачена система електричного обігріву, управління якої може здійснюватися вручну або в автоматичному режимі.

Для зручності експлуатації КТП, на вимогу замовника, можливе встановлення системи внутрішнього освітлення відсіків підстанції та системи зовнішнього освітлення для забезпечення можливості проведення робіт у нічний час.

Технічні умови для КТП:

- висота над рівнем моря – не більш 1000 м;
- температура навколишнього повітря для оливних трансформаторів змінюється від -45 до +40 °С; для сухих – від -1 °С до +40 °С;
- навколишнє середовище – невибухонебезпечне, пожежобезпечне, яке не містить струмопровідного пилу та хімічно активного газу;
- при зовнішній установці – допускається швидкість вітру до 36 м/с;
- термін служби – не більше 25 років;
- неприпустима робота при різких поштовхах, ударах, при сильній трясці, а також на рухомих установках та в шахтах;
- КТП потужністю 630 та 1000 кВ·А, призначені для зовнішньої установки, мають пило-бризко-захищене виконання з необхідними ущільненнями;
- для пересувних СЕП випускають пересувні комплектні трансформаторні підстанції (ПКТП) потужністю 630 і 1000 кВ·А.

КТП встановлюють на фундаменті, утрамбованому майданчику або на бетонних блоках висотою 0,6 м. КТП з повітряним високовольтним введенням підключається до ПЛЕП через роз'єднувач, що встановлюється на найближчій до підстанції опорі ПЛЕП, рис. 7.4, е, ж. Ступінь захисту КТП забезпечується оболонкою із ступенем захисту IP34 (IP23 – для шафи трансформатора). Обов'язковим елементом КТП є пристрої захисту ПС від перевантажень у мережі і від КЗ. Для того, щоб перепад напруги не відключив КТП, її комплектують розрядниками або обмежувачами перенапруги. Внутрішня система вентиляції шаф КТП – природна.

За способом підключення до СЕП розрізняють щоголове (або стовпове), виконання КТП та виконання для внутрішньої установки:

1) одно-трансформаторні щоголові підстанції (КТПМ) або одно-трансформаторні ПС стовпового типу (КТПС) потужністю 25-250 кВ·А встановлюють на вулиці. Їх використовують для обслуговування невеликих ПП або приватних об'єктів та приєднують до ПЛЕП за допомогою роз'єднувачів, розрядників та запобіжників, рис. 7.4, д-е та рис. 7.5;

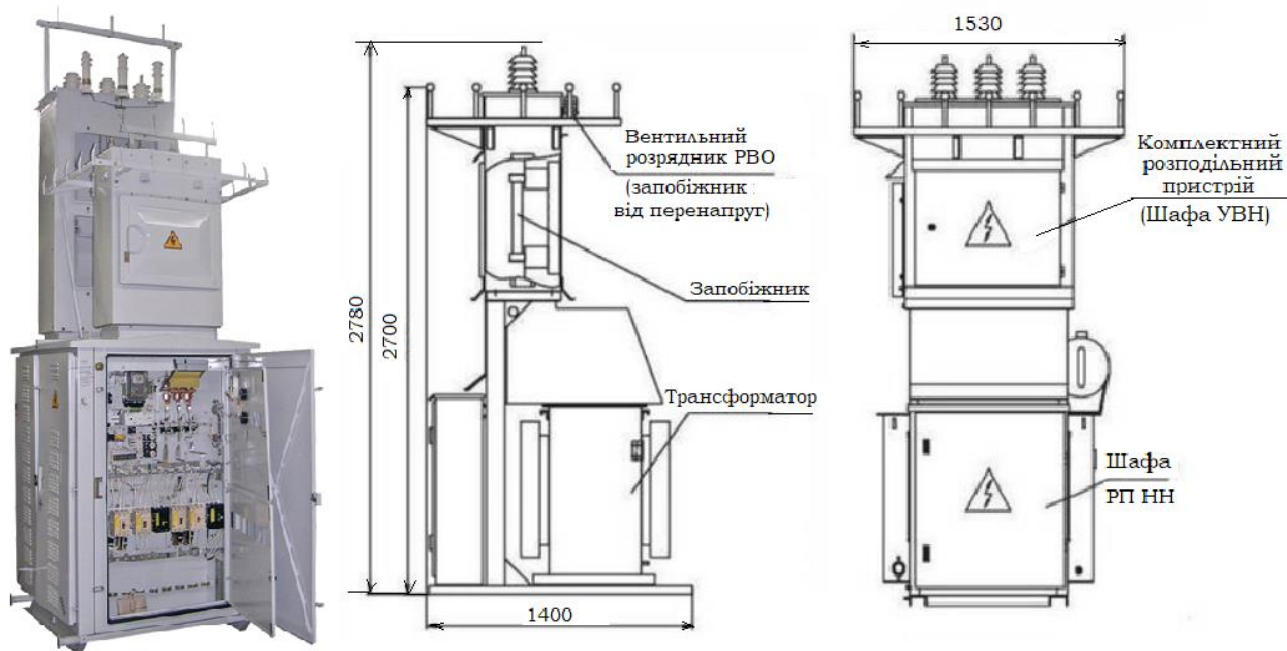


Рисунок 7.5 – Щоголова КТПМ потужністю 400 кВ·А

2) тупикові та прохідні («кіоскові») КТП потужністю 25000 кВ·А призначені для електропостачання окремих населених пунктів та невеликих промислових об'єктів у районах з помірним кліматом ($\pm 40^\circ\text{C}$), рис. 7.4, а, б, г;

3) КТП для термообробки ґрунту або бетону (КТПТО або КТПОБ) використовують для подачі напруги в обладнання, що прискорює процес затвердіння. Вони мають систему автоматичного регулювання температури, що скорочує витрати електроенергії в робочих режимах;

4) внутрішньо-цехові КТП потужністю 630-2500 кВ·А комплектуються оливними (ТМЗ) або сухими трансформаторами. Наприклад, КТП(2ТМЗ-1000-10/0,4-УЗ): КТП двох-трансформаторна з трансформаторами типу ТМЗ; 1000 – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; Т – трифазний, М – оливний («масляний») або С – сухий; З – захищений; 10 – висока напруга (10 кВ); 0,4 – низька напруга, (0,4 кВ); У – кліматичне виконання (У – помірний клімат); 3 – категорія розміщення (3 – у закритому приміщенні без особливих умов).

КТП не мають збірних шин первинної напруги та відрізняються тільки варіантами компонування обладнання, трансформаторів та РП НН, рис. 7.6.

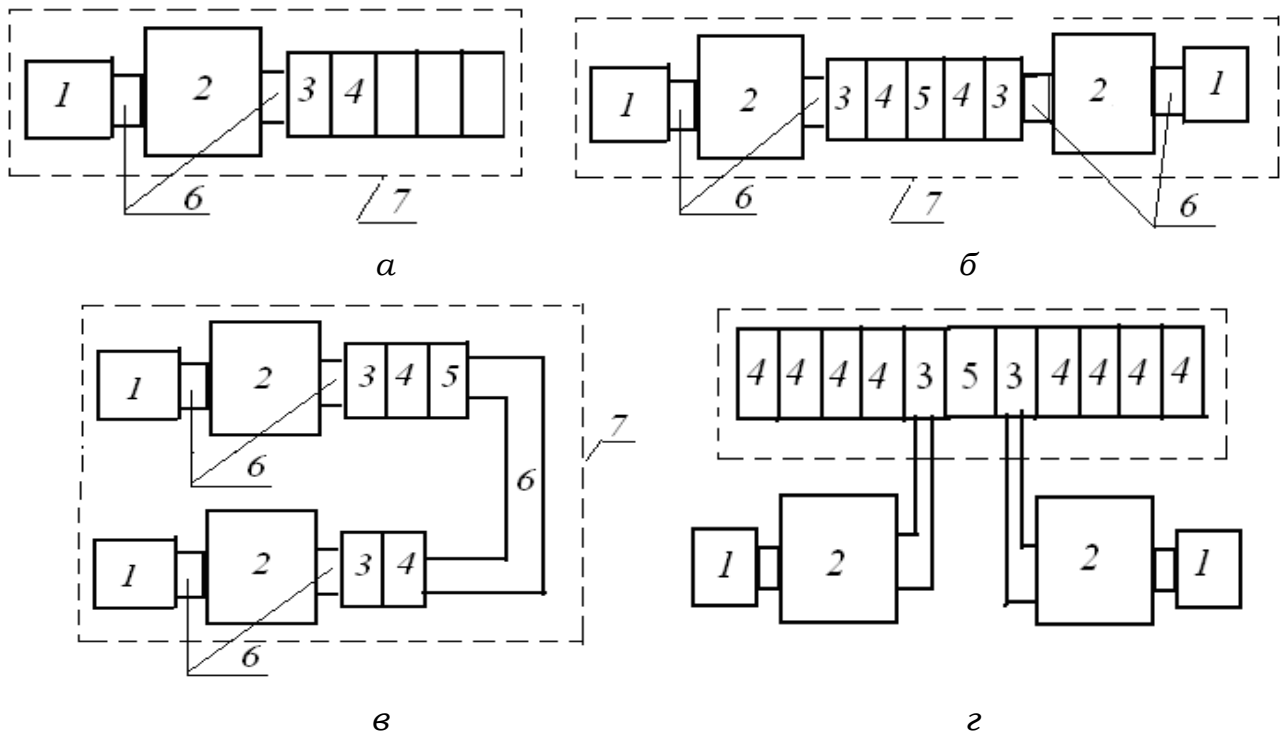


Рисунок 7.6 – Компонування КТП за розташуванням трансформаторів та РП НН:

а – одно-трансформаторна КТП; *б* – двох-трансформаторна однорядна;

в – двох-трансформаторна дворядна; *г* – КТП із зовнішньою установкою трансформаторів:

- 1 – шафа високовольтного введення (ВН); 2 – силовий трансформатор;
 3 – шафа низьковольтного введення (НН); 4 – шафа лінійних вимикачів;
 5 – секційна шафа; 6 – шинні короби; 7 – огороження підстанції

Шафи ВН мають високовольтні введення трьох типів: ВВ1 – з глухим приєднанням кабелю; ВВ2 – із приєднанням кабелю через роз'єднувач; ВВ3 – з приєднанням кабелю через роз'єднувач та запобіжник.

Одно-трансформаторні ПС застосовують для живлення споживачів 3-ї категорії, а також частини приймачів 2-ї категорії, у яких можлива перерва живлення на час заміни трансформатора досягає години: при живленні споживачів 2-ї категорії в аварійному режимі допускається ручне підключення резерву протягом 1 години, хоча найчастіше натепер і для споживачів 2-ї категорії часто встановлюють систему АВР. Для ЕП 1-ї та 2-ї категорій надійності електропостачання, як правило, встановлюють двох-трансформаторні ПС. Для ЕП 1-ї категорії на стороні НН обов'язковим є система АВР, що автоматично спрацює при аварійному відключенні одного із трансформаторів і переключас споживачів до іншого джерела енергопостачання, через інший трансформатор.

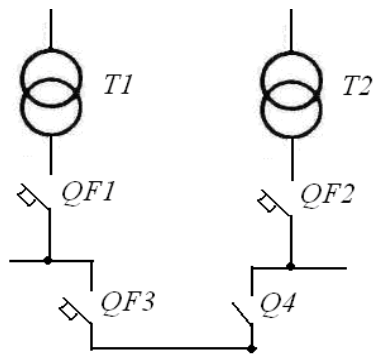


Рисунок 7.7 – Принципова схема 2-трансформаторної ПС:

$QF1, QF2$ – АВ на стороні низької напруги трансформаторів $T1$ та $T2$;
 $QF3$ – секційний АВ;
 $Q4$ – роз'єднувач для візуального контролю розриву кола

Двох-трансформаторні ПС застосовують також для живлення окремих об'єктів загальнозаводського призначення – компресорних і насосних станцій. Принципова схема 2-трансформаторної ПС наведена на рис. 7.7. Трансформаторні ПС поділяють за параметрами перетворення електроенергії на понижуючі ПС та підвищуючі ПС.

Для ЕП першої та першої особливої категорії надійності електропостачання використовують тільки 2-трансформаторні ПС з системою АВР.

Застосування 3-трансформаторних ПС з симетричним розподілом навантаження у після-аварійному режимі на два трансформатора, що залишилися в роботі, дозволяє збільшити завантаження кожного з трьох трансформаторів у нормальному режимі вище значень, що визначаються коефіцієнтом завантаження трансформатора залежно від категорії надійності електропостачання. Застосування 3-трансформаторних ПС за умови повного резервування навантаження забезпечує 25% економію потужності в порівнянні з 2-трансформаторними ПС. Схему трьох-трансформаторної ПС наведено на рис. 7.8.

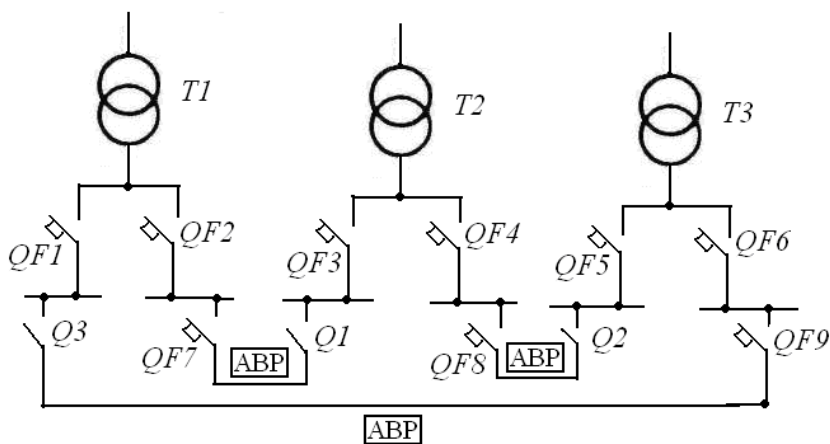


Рисунок 7.8 – Принципова схема трьох-трансформаторної ПС:

$QF1, QF2, QF3, QF4, QF5, QF6$ – АВ на вході НН трансформаторів $T1, T2$ та $T3$ відповідно; $QF7, QF8, QF9$ – секційні АВ;
 $Q1, Q2, Q3$ – роз'єднувачі для візуального контролю розриву електричного кола;
 АВР – система автоматичного включення резерву

До переваг 3-трансформаторних ПС (КТП) відноситься значне зниження струмів на ввідних та секційних вимикачах у після-аварійних режимах. У той же час у 3-трансформаторних ПС збірні шини РП до 1 кВ важко виконати через необхідність з'єднань секцій між собою, а схема АВР складніша в порівнянні з 2-трансформаторною ПС. Через 3-трансформаторні ПС доцільно жити по магістральним мережам споживачів 1-ї та 2-ї категорій, як при зосередженому, так і при розподіленому формуванні навантаження.

Співвідношення значень коефіцієнтів завантаження трансформаторів у номінальному (k_z) та після-аварійних (k_{zav}) режимах наступні:

- для двох-трансформаторних підстанцій $k_z = 0,5 k_{zav}$;
- для трьох-трансформаторних підстанцій $k_z = 0,666 k_{zav}$.

7.2.3 Вибір схем розподілу електроенергії в цехах ПП

СЕП має бути надійною і безпечною, зручною в експлуатації та економічною, тобто мати мінімум витрат на її спорудження та експлуатацію; вона не повинна бути занадто багатоступінчастою, не мати недовантаженого обладнання. Повинен бути обраний найпростіший спосіб прокладання мережі. У СЕП застосовують ЕО зі ступенем захисту, що відповідає характеру середовища в цеху відповідно ПУЕ, [52].

На вибір схеми розподілу електроенергії в цехах ПП та на її конструктивне виконання впливають такі фактори:

- вимоги до безперебійності живлення (категорія надійності електропостачання ЕП);
- умови робочого середовища в цеху;
- розміщення технологічного обладнання по площі цеху;
- можливе місце розміщення трансформаторних підстанцій.

Для живлення цехових ЕП в основному застосовують систему трифазного змінного струму напругою 380 В з глухо-заземленою нейтраллю цехового трансформатора. В цеху розрізняють живильну та розподільчу мережі. Лінії цехової мережі, що відходять від цехової ТП або від ввідного пристрою – це мережа живлення, а лінії, що підводять енергію від шинопроводів або РП безпосередньо до ЕП, – розподільча мережа.

Схеми бувають радіальні, магістральні та змішані, з одностороннім та двостороннім живленням.

1) *Магістральні схеми силової мережі ПП.* Схеми найменш надійні, бо відключення одного приймача відключає і всі інші. Тому обирати

магістральну схему слід дуже обґрунтовано. При магістральній схемі передача електроенергії від ТП/КТП до окремих ЕП здійснюється за загальною лінією. Найчастіше такі схеми застосовують у цехах машинобудівних заводів, у цехах кольорової металургії, на підприємствах приладобудування, у цехах експериментальних виробництв тощо.

Магістральні силові мережі живлення рекомендується застосовувати в енергоємних виробництвах при розподілі електроенергії від КТП потужністю 1600 та 2500 кВ·А; при послідовному розміщенню обладнання по площі цеху; при частих замінах технологічного обладнання.

Магістральні мережі виконують неізолюваними шинами, комплектними шино-проводами (ШМА) або кабелями. Цехові ТП напругою 6(10)/0,4(0,69) кВ виконуються, як правило, без збірних шин первинної напруги як при радіальному, так і при магістральному живленні.

При магістральній схемі живлення на вводі до цехового трансформатора найчастіше послідовно встановлюють вимикач навантаження та запобіжник або роз'єднувач із запобіжником, що дозволяють здійснити селективне відключення цехової ТП у разі пошкодження або неномінального режиму роботи трансформатора, рис. 7.9,б). Ставити запобіжники рекомендується перед вимикачем навантаження. Це більш дешевий варіант підключення трансформатора (порівняно з окремим вимикачем на ПС). Широка номенклатура запобіжників дозволяє вибирати їх відповідно до номінального струму трансформатора і з необхідною виключною здатністю по струмах КЗ.

Для трансформаторів 25-100 кВ·А достатньо встановлювати тільки роз'єднувачі (рис. 7.9,в). Інколи на вимогу замовника або за умовами експлуатації в цеху встановлюють окремий трансформатор в окремій камері або відкрито, біля стіни цеху для живлення конкретного технологічного агрегату.

Комутаційні апарати (роз'єднувач та вимикач навантаження) перед цеховим трансформатором встановлюють у таких випадках:

- підстанція живиться від ПЛЕП;
- джерело живлення знаходиться на території іншої організації;
- ПС більш ніж на 3 км віддалена від джерела живлення;
- на стороні низької напруги не встановлений апарат, що відключає.

Не рекомендується підключати до однієї магістралі більше трьох трансформаторів потужністю 1000 кВ·А (за винятком спеціальних схем з

метою підвищення струмів КЗ на стороні 0,4 кВ). Це правило не працює при використанні магістральних кільцевих схем та силових трансформаторів невеликої потужності (до 400 кВ·А).

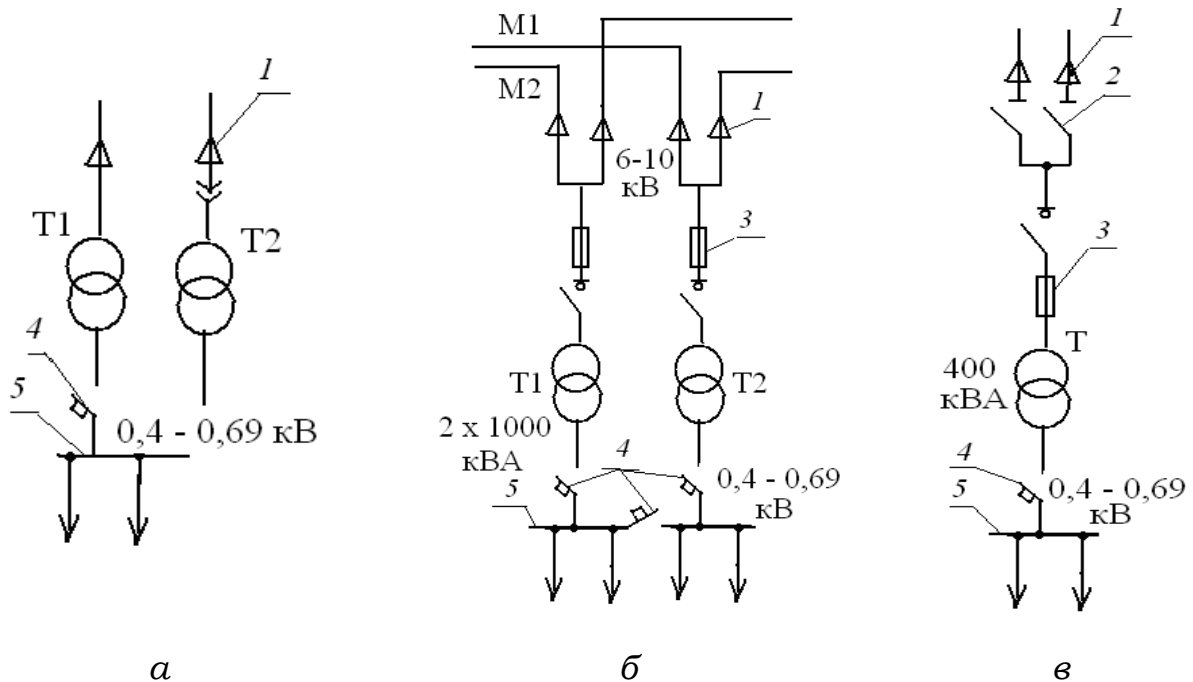


Рисунок 7.9 – Схеми включення трансформаторів КТП в електричну мережу:
 а – радіальна схема живлення; б – магістральна схема із запобіжником та вимикачем навантаження; в – магістральна схема з роз'єднувачем та запобіжником.

1 – кабельна воронка; 2 – рубильник (роз'єднувач); 3 – запобіжник з плавкою вставкою; 4 – автоматичний вимикач; 5 – розподільний шинопровід

Підключення магістралі до збірних шин розподільного пристрою КТП здійснюють через лінійні АВ або приєднують наглухо, без комутаційного апарату (рис. 7.10 та рис. 7.11). Якщо потрібно резервування живлення, то застосовують двох-трансформаторні ПС з установкою АВР на секційному вимикачі (рис. 7.12). Магістральні схеми застосовуються для живлення споживачів будь-якої категорії надійності, але вони мають меншу надійність електропостачання бо при аварії одночасно відключають багато споживачів.

Для енергоємних ЕП 1-ї категорії також застосовують магістральні схеми, рис. 7.13. Відповідальні споживачі одержують живлення від двох магістралей; менш відповідальні – від однієї магістралі (розподільні підстанції РП1 та РП2).

Магістральні мережі, що виконані комплектними шино-проводами, дорогі, тому їх застосовують при трьох і більше відгалуженнях, і струмах не менше 250 А. На складних трасах (з великою кількістю поворотів, при значних схилах тощо) окремі ділянки шинопроводу замінюють кабелем.

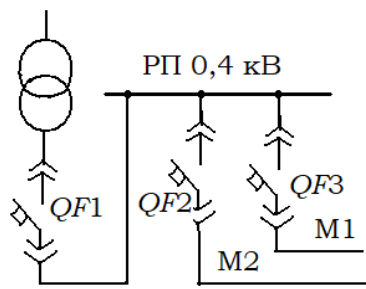


Рисунок 7.10 – Принципова схема підключення магістралей до ТП через АВ ліній, що відходять

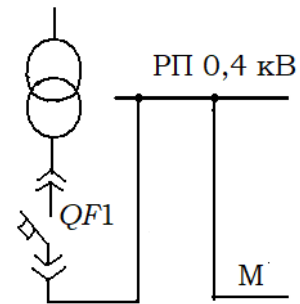


Рисунок 7.11 – Принципова схема «блок трансформатор-магістраль»

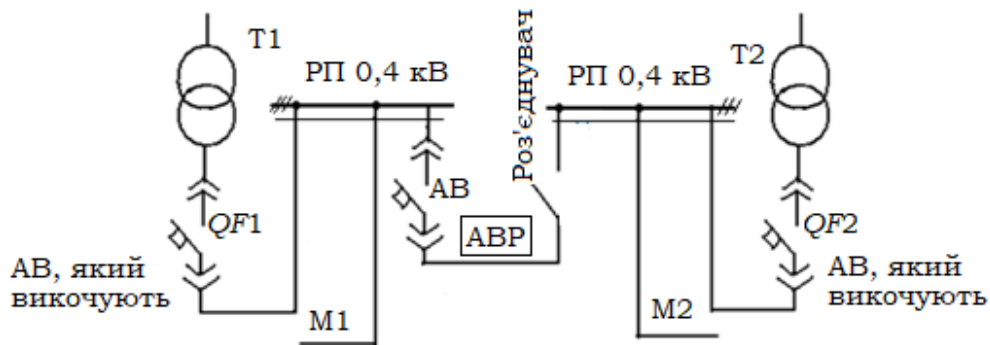


Рисунок 7.12 – Принципова схема підключення магістралей до двох-трансформаторної підстанції: M1 і M2 – магістралі

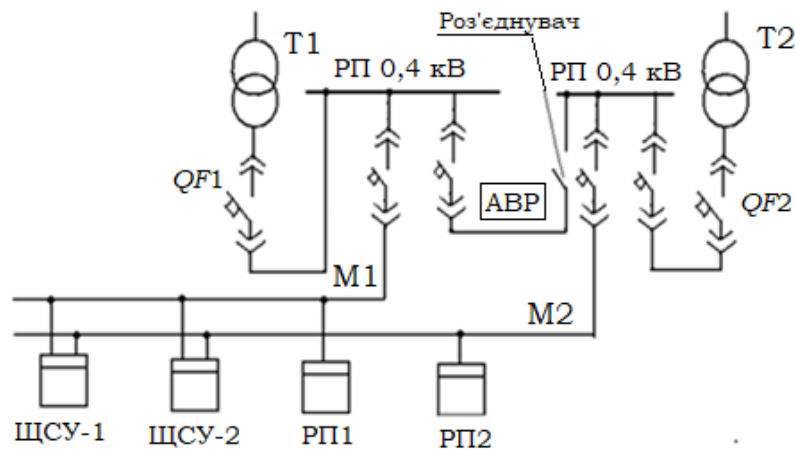


Рисунок 7.13 – Принципова схема живлення споживачів 1-ї категорії надійності електропостачання від двох магістралей

Його прокладають на мінімально допустимій висоті (не менше 2,5 м) від землі, рівня підлоги згідно з вимогами ПУЕ.

При глухому приєднанні магістралі до трансформатора використовують схему «блок трансформатор-магістраль», див. рис. 7.11. Ця схема простота, надійна і економічна, і може бути реалізована на ТП будь-яких типів. Таку

схему зазвичай використовують, коли кількість магістралей, що відходять, дорівнює кількості встановлених трансформаторів. До трансформаторів потужністю 1000 і 2500 кВ·А допускається підключати по дві магістралі. Пропускна здатність магістрального шинопроводу (переріз шин) не повинна перевищувати пропускну здатність трансформатора з урахуванням можливих перевантажень у після-аварійному режимі.

Магістральні схеми, що виконані комплектними шинопроводами, прокладають у зонах, де їх пошкодження транспортом або вантажами, що переміщуються, малоймовірне.

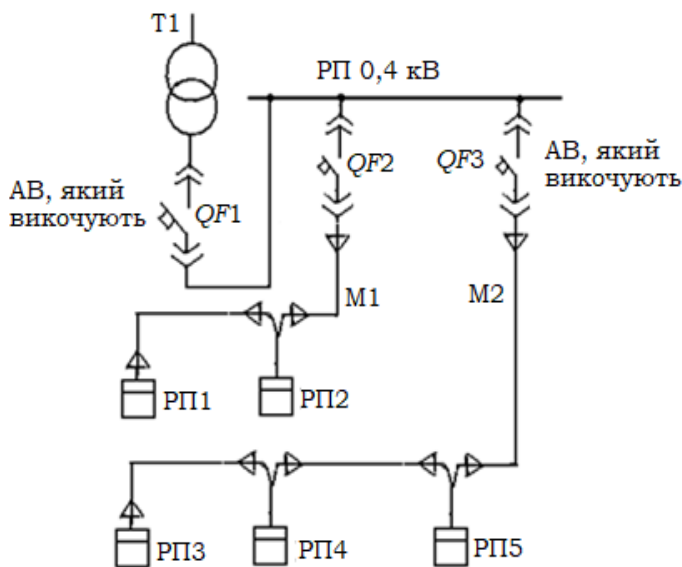


Рисунок 7.14 – Принципова схема розташування кабельних магістралей в цеху ПП

Якщо з якісь причин встановити магістральні шинопроводи неможливо, використовують кабельні мережі (рис. 7.14).

2) *Радіальні схеми* застосовують для живлення зосереджених, потужних ЕП або для групи споживачів за окремими лініями при їх нерівномірному розміщенню в цеху, а також у вибухонебезпечних, пожеже-небезпечних та заповнених приміщеннях, де неможливі магістральні схеми. Їх виконують

кабелями/проводами відкрито, або в трубах або в спеціальних каналах. Радіальні схеми розподільних мереж із силовими пунктами, на яких встановлені апарати захисту відгалужень, застосовують у місцях, де використанню ШРА перешкоджають наявність кранів, умови середовища або територіальне розміщення ЕП. При цьому РП прагнуть розташовувати якомога ближче до групи ЕП. При радіальній схемі живлення цеховий трансформатор зазвичай має глухе приєднання до лінії 6-10 кВ, що йде від розподільної підстанції (див. рис. 7.9,а).

Радіальні схеми виконують одноступінчастими, коли живлення здійснюється безпосередньо від ТП (РП1 на рис. 7.15), та двоступінчастими, коли живлення здійснюється від проміжної РП (РП2 на рис. 7.15).

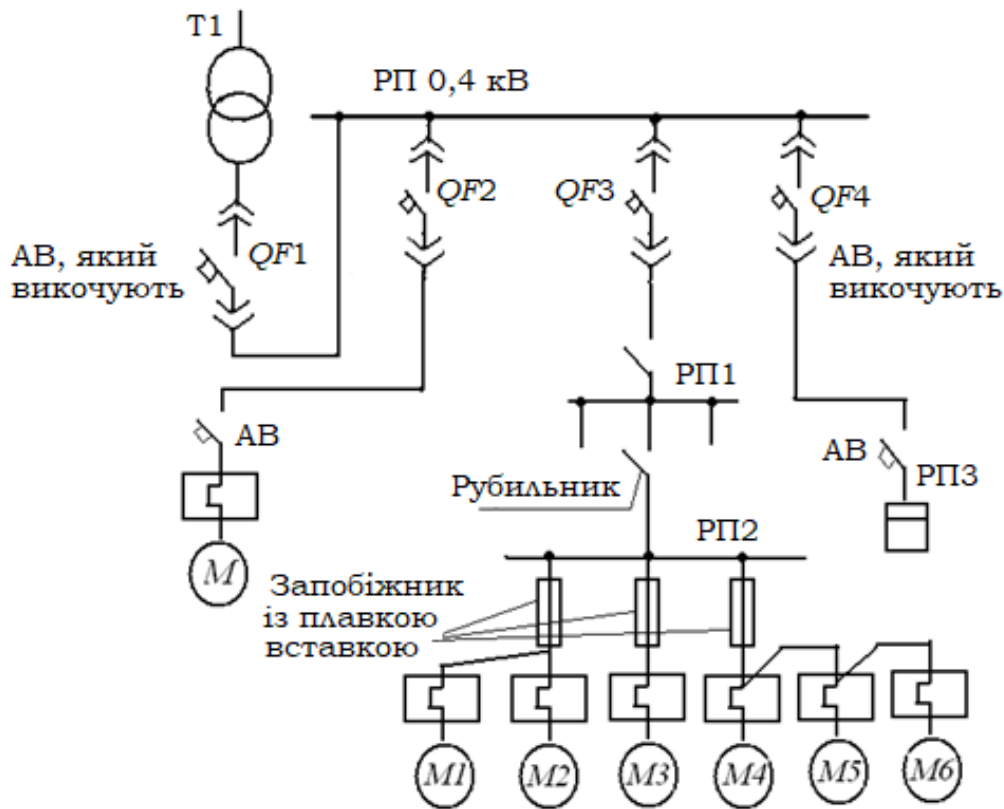
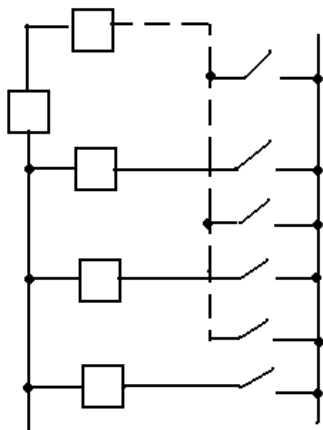


Рисунок 7.15 – Радіальна схема розподілу електроенергії

До переваг радіальних схем відносять високу надійність і зручність автоматизації, тому їх рекомендують для живлення споживачів 1-ї категорії. Недоліком цих схем є значні витрати провідникового матеріалу,

Рисунок 7.16 –
Змішана схема
електропостачання

обмежена гнучкість мережі при переміщеннях технологічного обладнання, необхідність додаткових площ для розміщення цехових РП. Використовувати радіальні схеми не варто для живлення малопотужних ЕП (до 20 А). У цьому випадку для підключення ЕП краще обирати схему "шлейф" (підключення М4, М5, М6 на рис. 7.15) або підключати під один захисний апарат (як споживачі М1, М2).

3) *Змішані схеми* поєднують елементи магістральних та радіальних схем (рис. 7.16).

В змішаних схемах електропостачання здійснюється по радіальним лініям, а резервне – по одній наскрізній магістралі, що показана на рис. 7.16 штриховою лінією. У СЕП частіше застосовують розімкнені змішані схеми, що відповідають вимогам обмеження струмів КЗ та незалежному режиму роботи секцій.

Замкнуті мережі застосовують не часто, тому що в них значно (до двох разів) підвищуються струми КЗ, потрібні вимикачі на обох кінцях ліній, ускладнений релейний захист. Проте замкнуті мережі мають і переваги:

- велика надійність живлення ЕП, які завжди підключені до двох джерел;
- менші втрати завдяки більш рівномірному завантаженню мережі;
- в електричних колах менше падіння напруги.

Ці переваги особливо суттєві для великих установок. Наприклад, при розімкнутій схемі пуск потужного ЕД може викликати падіння напруги, що унеможливає пуск і самозапуск поруч працюючих двигунів під навантаженням (наприклад, АД), оскільки пусковий момент стає меншим за момент опору на валу двигуна.

При нормальному характері середовища в цеху та розташуванні обладнання рядами для подачі електроенергії використовують комплектні шинопроводи типу ШРА на струми 250, 400 і 630 А. Окремі ЕП підключають до ШРА через відгалужувальні кабелі або провoda в трубах/метало-рукавах. На коротких відгалуженнях від ШРА (не більш 6 м до ЕП) апарати захисту не встановлюють; достатньо власних захисних апаратів ЕП. При довжині більше 6 м у відгалужувальних коробках ШРА встановлюють АВ або рубильник із запобіжником з плавкою вставкою. На кожні 3 м секції ШРА передбачають вісім відгалужувальних коробок (по чотири з кожного боку). З метою раціонального використання шинопроводів на кожні 6 м ШРА має бути включено щонайменше два споживача.

Для безпечного штепсельного приєднання відгалужувальних коробок до секцій шинопроводу передбачені вікна з автоматичними шторками, що закриваються. При відкритті шторок живлення ЕП припиняється.

За наявності в цеху рухомого обладнання (наприклад, конвеєра) живлення здійснюють від комплектних тролейних шинопроводів з мідними шинами. Для тролей мостових кранів та іншого підйомно-транспортного обладнання такі шинопроводи застосовують, якщо використання відкритих тролей неприпустимо через стиснення приміщення або через вимоги техніки безпеки (ТБ).

Цехові ТП можуть приєднуватися до розподільних ПС за радіальною, магістральною або змішаною схемою, як і ЕП, але у них приєднання економніше за рахунок меншої кількості елементів, що приєднуються, і меншої довжини ліній.

Цехові ТП напругою 6(10)/0,4(0,69) кВ виконують без збірних шин первинної напруги для всіх видів СЕП.

При радіальній схемі живлення цеховий трансформатор має глухе приєднання до лінії 6-10 кВ, що йде від РП.

На вторинній стороні трансформаторів напругою 0,4-0,69 кВ застосовують схеми з однією системою шин або також схему «блок трансформатор-магістраль», встановлюють АВ або рубильники і роз'єднувачі. АВ слід обирати так, щоб їх параметри були достатні при

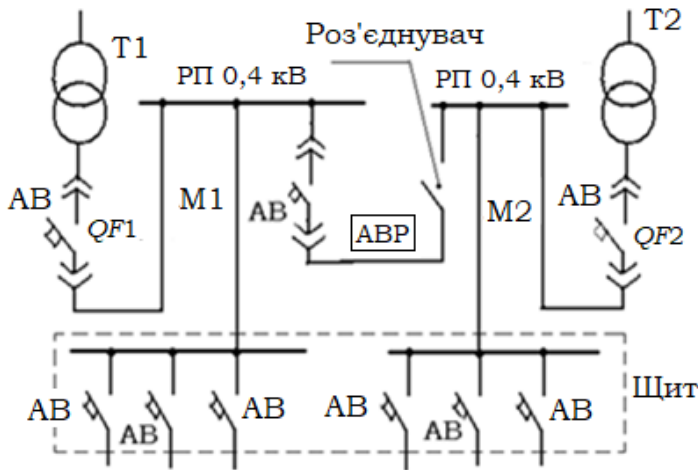


Рисунок 7.17 – Схема «блок ТП-щит»

нормальному режимі і при режимі КЗ. Для трансформаторів потужністю 1600 та 2500 кВ·А, в яких великі струми КЗ, застосовують спеціальні АВ.

Також АВ встановлюються в колах вторинної напруги трансформаторів в електричних щитах між секціями шин та пристроєм АВР, рис. 7.17.

Зазвичай не використовують АВ в відгалуження від магістральних шинопроводів, довжина яких не перевищує 6 м до введів обладнання, щитів, РП та інших електроустановок, що мають на введенні апарати захисту.

7.2.4 Вибір типу, кількості, місця розміщення та потужності цехових трансформаторів

7.2.4.1. Вибір типу, кількості та потужності цехових трансформаторів

Вибір типу трансформаторів для цехової ПС здійснюється залежно від довкілля та місця встановлення. Для внутрішньої установки не рекомендується застосування оливних трансформаторів типу ТМ, а рекомендується використовувати сухі трансформатори, трансформатори з рідким негорючим діелектриком або захищені оливні трансформатори ТМЗ.

Визначення кількості та потужності цехових трансформаторів виконується одночасно з вибором компенсаційних установок (КУ) за даними техніко-економічних розрахунків з врахуванням:

- категорії надійності електропостачання споживачам;
- способу компенсації реактивних навантажень на напругу до 1 кВ;

- з врахуванням графіків навантаження та перевантажувальної здатності трансформаторів у нормальному та аварійному режимах;
- кроку стандартних потужностей трансформаторів.

Недоцільно встановлювати велику кількість трансформаторів на кожній ТП. Це вимагатиме додаткові капіталовкладення, підвищить річні витрати, збільшить втрати енергії, тому що ККД дрібних трансформаторів нижче, ніж великих. Також у трансформаторах збільшується витрата матеріалів та кількість апаратів, ускладняється схема комутації, ускладняється експлуатація таких підстанцій.

Кількість і потужність трансформаторів цехових ПС є взаємозалежними величинами, оскільки при заданому розрахунковому навантаженні в цеху кількість трансформаторів змінюватиметься в залежності від їх обраної одиничної потужності. Збільшення одиничної потужності знижує загальну кількість трансформаторів, але збільшує протяжність мереж, а також витрати на комутаційну апаратуру і обслуговування.

При виборі кількості та потужності трансформаторів рекомендується користуватися такими правилами:

1) трансформатори потужністю понад 1000 кВ А слід застосовувати для ЕП великої потужності (електропечей, металургійного обладнання), для однофазних ЕП, для ЕП з частими піками навантаження (наприклад, електрозварювальні установки) і в цехах з високою питомою щільністю навантаження;

2) для цехових ТП слід намагатися обирати однотипні трансформатори однакової потужності;

3) для двох-трансформаторних ПС, а також для одно-трансформаторних ПС потужність кожного трансформатора слід вибирати так, щоб при виході з ладу одного трансформатора трансформатор, що залишився в роботі, міг забезпечити споживачів 1-ї та 2-ї категорій (з урахуванням допустимих нормальних та аварійних навантажень).

Для ЕП 2-ї категорії надійності номінальна потужність трансформаторів двох-трансформаторної ПС вибирається рівною 70 % від загального розрахункового навантаження цеху: при виході з ладу одного з трансформаторів другий на час ліквідації аварії виявляється завантаженим не більше ніж на 140 %, що допустимо.

Споживачі 3-ї категорії можуть тимчасово відключатися.

Перевантажувальна здатність трансформаторів визначається вибором одиничної потужності трансформатора за умовою, кВ·А:

$$S_{Ntr} = \frac{S_{\Sigma}}{1,4},$$

де S_{Σ} – сумарна розрахункова потужність силових та освітлювальних ЕП з урахуванням можливої видачі реактивної потужності синхронними двигунами (СД) та можливого підключення КУ до шин РП, що живлять двигуни, кВ·А;

1,4 – усереднена перевантажувальна здатність силових трансформаторів для регіонів, які розташовані в середніх широтах. У деяких регіонах значення цього коефіцієнта може змінюватися від 1,6 до 1,8.

За результатами розрахунків приймають найближчу стандартну потужність силових трансформаторів [18].

Мінімальна кількість цехових трансформаторів N_{min} однакової потужності S_{Ntr} , призначених для живлення технологічно пов'язаних навантажень, визначається:

$$N_{min} = \frac{P_{pow} + P_{p.lit}}{\beta \cdot S_{Ntr}} + \Delta N, \quad (7.1)$$

де P_{pow} – сумарна потужність силових ЕП в цеху підприємства, кВт;

$P_{p.lit}$ – сумарна потужність освітлювального обладнання в цеху підприємства, кВт;

β – коефіцієнт завантаження трансформаторів, який обирається в залежності від категорії надійності електропостачання ЕП, що живляться від цього трансформатора(ів), та від кількості трансформаторів у КТП. Коефіцієнт змінюється у межах $\beta = 0,5-0,9$;

S_{Ntr} – попередньо прийняте значення потужності силових трансформаторів, які планують до встановлення в цеху, кВ·А;

ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

Економічно оптимальна кількість трансформаторів N_{opt} визначається питомими витратами на передачу реактивної потужності та відрізняється від N_{min} на величину m :

$$N_{opt} = N_{min} + m, \quad (7.2)$$

де m – кількість додатково встановлених трансформаторів.

При виборі кількості і потужності цехових трансформаторів одночасно визначається економічно доцільна величина реактивної потужності, що передається через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ. Сумарну

розрахункову потужність цехових конденсаторних батарей низької напруги (НБК) розраховують за мінімумом наведених витрат у два етапи:

1) вибирають економічно оптимальну кількість цехових трансформаторів (N_{opt});

2) визначають додаткову потужність НБК для оптимального зниження витрат у трансформаторах та в мережі підприємства напругою 6-10 кВ.

Сумарна розрахункова реактивна потужність ($Q_{нк}$) НБК може бути розрахована, квар:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (7.3)$$

де $Q_{нк1}$ – сумарна потужність конденсаторних батарей напругою до 1 кВ для цієї групи трансформаторів, що забезпечує оптимальну кількість трансформаторів, може бути розрахована, квар:

$$Q_{нк1} = Q_{pow\Sigma} - Q_T. \quad (7.5)$$

де $Q_{pow\Sigma}$ – сумарна реактивна потужність ЕП в цеху (силових та освітлюваних) з напругою до 1 кВ, квар;

$Q_{нк2}$ – додаткова реактивна потужність НБК для даної групи трансформаторів, квар;

Q_T – найбільша реактивна потужність, яку доцільно передавати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ, квар:

$$Q_T = \sqrt{(\beta \cdot N_{opt} \cdot S_{Ntr})^2 - (P_{pow} + P_{p.lit})^2}, \quad (7.4)$$

N_{opt} – вибрана кількість трансформаторів.

Потужність НБК, що припадає на один трансформатор, квар:

$$Q'_{нк1} = \frac{Q_{нк1}}{N_{опт}}, \quad (7.6)$$

Пропускна спроможність при стандартній потужності НБК, квар:

$$Q_{проп} = (Q_{pow} + Q_{p.lit}) - N_{opt} \cdot Q'_{нк1спр}, \quad (7.7)$$

де $Q'_{нк1спр}$ – стандартне значення ємності КУ, квар;

Q_{pow} – сумарне значення реактивної потужності силових ЕП, встановлених в цеху, квар;

$Q_{p.lit}$ – сумарне значення реактивної потужності освітлювального обладнання цеху, квар.

Визначають потужність НБК та можливе зниження витрат в трансформаторах. Додаткова потужність НБК ($Q_{нк2}$) для даної групи трансформаторів визначається, квар:

$$Q_{нк2} = Q_{проп} - \gamma \cdot N_{opt} \cdot S_{Ntr}, \quad (7.8)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від розрахункових параметрів k_{p1} і k_{p2} та схеми живлення цехової ТП. Вибирають за довідковою літературою.

k_{p1} залежить від питомих витрат на НБК і від втрат активної потужності. Для загальнопромислових ЕП можна прийняти $k_{p1}=12$ [4, 18].

Значення k_{p2} визначають за формулою

$$k_{p2} = \frac{l \cdot S_{Ntr}}{S_l}, \quad (7.9)$$

де S_l – переріз лінії живлення, m^2 ;

l – довжина лінії, що живить цехові трансформатори, м.

S_{Ntr} – номінальна потужність вибраних цехових трансформаторів, $kB \cdot A$;

Насправді допустимий коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів для двох-трансформаторних цехових ТП приймається:

- для споживачів 1-ї категорії $k_z = 0,5-0,7$;
- для споживачів 2-ї категорії $k_z = 0,7-0,8$;
- для споживачів 3-ї категорії $k_z = 0,9$.

Значення S_{Ntr} в (7.8) та (7.9) приймають залежно від питомої щільності навантаження. Максимальна потужність трансформаторів, що рекомендується, при щільності навантаження:

- до $0,2 \text{ kB} \cdot A/m^2$ – до $1000 \text{ kB} \cdot A$;
- від $0,2$ до $0,5 \text{ kB} \cdot A/m^2$ – від 1000 до $1600 \text{ kB} \cdot A$;
- більш $0,5 \text{ kB} \cdot A/m^2$ – 1600 і $2500 \text{ kB} \cdot A$.

Якщо щільність навантаження більша $0,4 \text{ kB} \cdot A/m^2$, то незалежно від категорії надійності електропостачання для підвищення надійності електропостачання доцільно застосовувати двох-трансформаторні КТП.

Для живлення допоміжних цехів та ділянок підприємств зазвичай застосовують трансформатори потужністю не більше $630 \text{ kB} \cdot A$. Застосування одно-трансформаторних підстанцій в цехах є найбільш простим і дешевим рішенням. На великих підприємствах, що мають складський резерв трансформаторів, їх можна застосовувати для живлення ЕП 2-ї і навіть 1-ї категорій, якщо потужність останніх не перевищує $15-20 \%$ від потужності встановленого трансформатора і якщо можливе резервування ПС за вторинною напругою перемичками з АВР.

Одно-трансформаторні ПС доцільно закріплювати магістралями або кабельними перемичками на стороні НН ($0,4 \text{ кВ}$). Це зберігає електропостачання у разі відключення будь-якого трансформатора та

забезпечує можливість завантаження кожного трансформатора до розрахункового значення.

Для встановлення всередині будівель застосовуються оливні трансформатори закритого типу (ТМЗ, ТНЗ), у яких ізолятори закриті кожухом, а над оливою у розширювальному бачку знаходиться азотна «подушка» під невеликим надлишковим тиском.

Раніше широко використовувалась схема Y/Y_0-0 , натеper рекомендується і частіше використовується схема з'єднань обмоток трансформатора Δ/Y_0-11 , у якої менше опір нульової послідовності та краще захист від однофазних КЗ.

7.2.4.2 Вибір трансформаторів для зварювального обладнання

Особливістю роботи зварювального обладнання є те, що навантаження мають різко змінний характер і це призводить до виникнення коливань напруги в мережі. Тому електропостачання інших ЕП слід організовувати окремо від зварювальних установок. Якщо потужність зварювальних установок не більше 15% номінальної потужності цехового трансформатора, то можна підключати їх до того ж трансформатору (безпосередньо до шин КТП) разом з іншими ЕП, але по окремих лініях. Якщо сумарне навантаження зварювальних установок більше 15% номінальної потужності цехового трансформатора, їх слід підключати до окремих трансформаторів.

Вибір потужності трансформаторів, що живлять різні типи зварювального обладнання, здійснюють за умовою, $\text{кВ}\cdot\text{А}$:

$$S_{Ntr} \geq \frac{S_{ef}}{0,2-0,6}, \quad (7.10)$$

де S_{ef} – повна ефективна потужність зварювальних установок, $\text{кВ}\cdot\text{А}$:

$$S_{ef} = P_{\Sigma} / \cos\varphi;$$

P_{Σ} – сумарна активна потужність навантаження, кВт.

При живленні багато-крапкових зварювальних машин та автоматичних зварювальних ліній, у яких немає схеми «очікування», потужність трансформатора повинна бути, $\text{кВ}\cdot\text{А}$:

$$S_{Ntr} \geq \frac{S_{ef}}{0,2-0,3}. \quad (7.11)$$

При живленні одно-крапкових машин, а також багато-крапкових зварювальних машин та автоматичних зварювальних ліній, що мають

схему «очікування», а також при живленні стикових та шовних зварювальних машин, потужність трансформатора, кВ·А:

$$S_{Ntr} \geq \frac{S_{ef}}{0,5 - 0,6} \quad (7.12)$$

Якщо при живленні зварювальних установок застосовують трансформатори з посиленням кріпленням обмоток ($S_{trN}=2500$ кВ·А, $u_k = 5,5 \%$), які допускають кратності ударних навантажень ($1,55 P_N$) при кількості 300 ударних піків на добу, потужність трансформатора вибирають за умовою, кВ·А:

$$S_{Ntr} \geq \frac{S_{ef}}{0,7 - 0,8} \quad (7.13)$$

7.2.4.3. Визначення раціональних місць розміщення цехових трансформаторів

При виборі місця розміщення цехових трансформаторів необхідно:

- максимально наближати цехові трансформатори до центрів електричних навантажень (ЦЕН), що дозволить наблизити високу напругу до центрів споживання та знизити довжину мереж низької напруги, тобто втрати. ЦЕН – умовна точка на території ПП або поруч, від якої втрати електроенергії під час передачі до окремих споживачів підприємства мають найменше значення;
- збільшувати кількість цехових трансформаторів, але обов'язково враховувати при цьому дані техніко-економічних розрахунків;
- розміщати цехові трансформатори так, щоб вони не заважали прокладенню ліній електропостачання НН по найкоротшому шляху для забезпечення економії матеріалів та зниження втрат;
- при виборі місця розташування цехових ТП/КТП необхідно забезпечувати можливість проведення їх монтажу, обслуговування та ремонтів.

За розташуванням розрізняють внутрішньо-цехові, прибудовані, вбудовані ТП і ТП, що стоять окремо, рис. 7.18.

Внутрішньо-цехові ТП застосовують у багатопрогонових цехах з великими площами, зі значною щільністю навантаження та в цехах з невеликими площами, де важко вибрати місце для спорудження ТП. Їх розташовують біля колон цеху, в «мертвій зоні» роботи мостових кранів, щоб вони займали мінімальні виробничі площі.

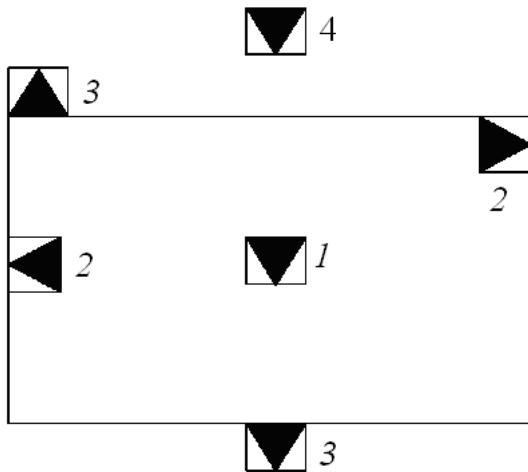


Рисунок 7.18 – Розташування цехових ТП:

- 1 – внутрішньо-цехова;
2 – вбудована; 3 – прибудована;
4 – ТП, що стоїть окремо

Прибудовані ТП рекомендуються при несприятливому внутрішньо-цеховому кліматі, у цехах зі складними технологічними процесами, наприклад, при можливості розливу рідкого металу на території цеху. Тоді застосовують КТП зовнішньої установки (КТПН). Така установка краще за прибудований і вбудований варіант розміщення ТП, тому що при цьому збільшується її надійність, зменшуються втрати, покращуються умови охолодження трансформаторів.

ТП, що стоять окремо,

застосовуються, як вимушене рішення для електропостачання ЕП пожежо- і вибухонебезпечних цехів, а також для дрібних підприємств з розкиданими по території цехами.

7.3 Розробка системи електропостачання цехових мереж

7.3.1 Виконання цехових електричних мереж

Залежно від прийнятої схеми СЕП та кліматичних умов в цеху електричні мережі виконують шинопроводами, кабельними лініями та/або проводами.

1) *Шинопровод* – комплектний пристрій, що складається із системи провідних елементів (жорстких мідних або алюмінієвих шин), які призначені для передачі та розподілу електричної енергії. Їх розміщують усередині лотка, труби або всередині іншої оболонки, які спираються на ізольовані опори. Шинопровід складається з наступних частин:

- шини, відгалужувальні пристрої та секції з місцями для приєднання відгалужувальних пристроїв або без них;
- гнучкі, компенсаційні, перехідні або приєднувальні секції, секції з транспозицією фаз.

Цехові електричні мережі виконують із відкритими, захищеними або із закритими шинопроводами. Відкриті шинопроводи застосовують, як правило, для магістралей, до яких ЕП безпосередньо не підключаються.

Вони виконуються мідними або алюмінієвими шинами, закріпленими на ізоляторах, прокладаються по фермам і колонам цехів з неагресивним середовищем на недоступній для людини висоті, рис. 7.19.



Рисунок 7.19 – Відкритий шинопровід

Живлення електричних РП від відкритих шинопроводів виконують кабелями або проводами, прокладеними в трубах. Таке виконання мережі характерне для ливарних та прокатних цехів металургійних заводів, зварювальних та ковальсько-пресових ділянок, для механічно-збиральних заводів. Відкритими шинопроводами також є тролії кранів та шинні магістралі, які прокладаються на ізоляторах, прикріплених до колон або ферм, рис. 7.20.

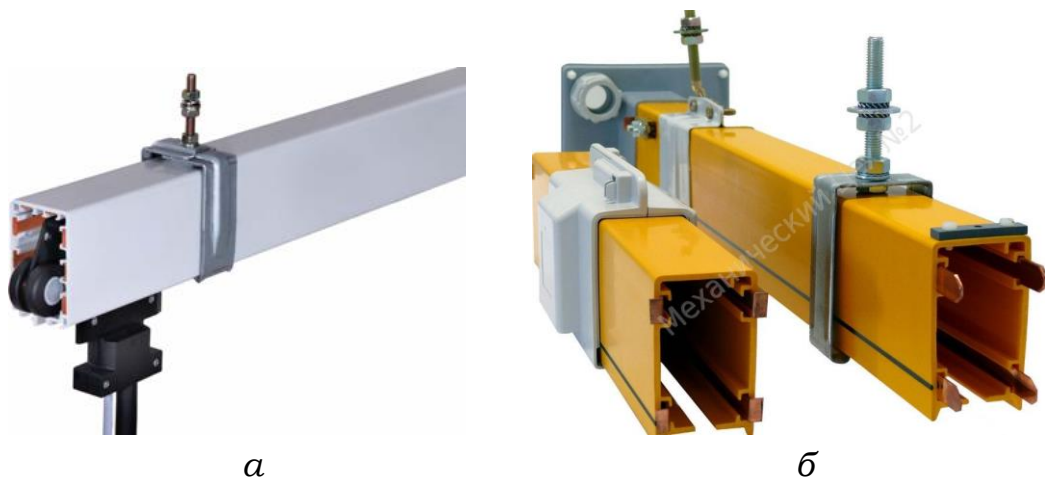


Рисунок 7.20 – Відкриті шинопроводи із захисними металевими коробами:

a – тролейний шинопровід; *б* – шинопровід для мостового крана

При цьому обов'язково витримують мінімальну відстань до обладнання та трубопроводів, а також норми мінімальних висот. У місцях, де можливий

випадковий дотик до шин, відкриті шинопроводи закривають захисними металевими коробами або сітками.

У цехах ПП переважно використовують закриті та захищені шинопроводи. Захищений шинопровід виконується, як і відкритий шинопровід, але він огорожений сіткою або коробом з перфорованих листів для захисту від випадкового дотику та попадання на шини сторонніх предметів. У закритих шинопроводах шини повністю закриті суцільним коробом. Такі шинопроводи називають комплектними, тому що вони поставляються в оболонці, у вигляді 3-4 скріплених між собою секцій.

Для виконання прямих ділянок шинопроводів використовують прямі секції, для поворотів – кутові, для розгалужень – трійникові та хрестові, для відгалужень – відгалужувальні, для приєднань – приєднувальні, для компенсації зміни довжини при температурних подовженнях – компенсаційні та для збільшення довжини – припасовані. Секції з'єднують зварюванням, болтовими або штепсельними кріпленнями. Магістральні шинопроводи витримують значні струми: 1600-4000 А, – та розраховані на велику кількість приєднувальних відгалужень для підключення споживачів, зазвичай по два на кожні 6 м. Магістральні шинопроводи марки ШМА збирають з прямокутних алюмінієвих шин (рис. 7.21, б), ізолюваних одна від іншої, розташованих вертикально і затиснутих між спеціальними ізоляторами всередині перфорованого корпусу, (рис. 7.21, а).

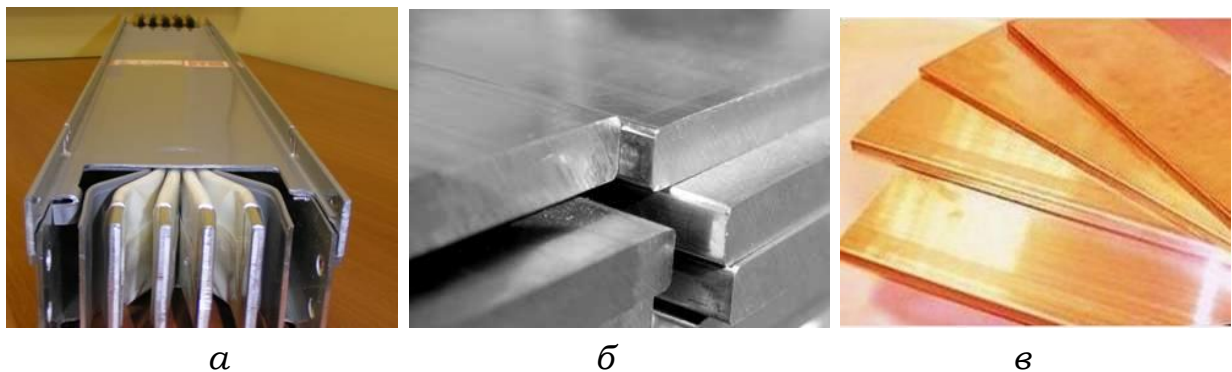


Рисунок 7.21 – Магістральний шинопровід та шини

а – магістральний шинопровід марки ШМА;

б – алюмінієва шина; в – мідна шина

Вони призначені для цехових чотирьох-провідних мереж із глухо-заземленою нейтраллю, на номінальні струми 250-4000 А. На кожній секції довжиною 3 м встановлюють вісім відгалужувальних коробок (по чотири з кожного боку), у них встановлені АВ або запобіжники з рубильниками. Для

головних магістралей випускають комплектні алюмінієві шинопроводи типів ШМА73УЗ, ШМА73ПУЗ та ШМА68-НУЗ.

Коли це можливо, магістральні шинопроводи кріплять на кронштейнах або спеціальних стійках на висоті 3-4 м над підлогою приміщення. Це забезпечує невелику довжину спусків до розподільних магістралей, силових розподільних пунктів або потужних ЕП. Розподільні шинопроводи марок ШРА (алюмінієві) та ШРМ (мідні, рис. 7.21, в) використовуються для передачі та розподілу електроенергії з можливістю безпосереднього приєднання до них ЕП у системах з глухозаземленою нейтраллю при напрузі 380/220 В.

Вхідна коробка ШРА може бути встановлена на кінці секції або в місці стику двох секцій. Окремі ЕП підключають до ШРА через відгалужувальні коробки кабелем або проводом, прокладеним у трубах, коробах або метало-рукава. Ділянка цехової мережі, що виконана комплектними шинопроводами, представлена на рис. 7.22.

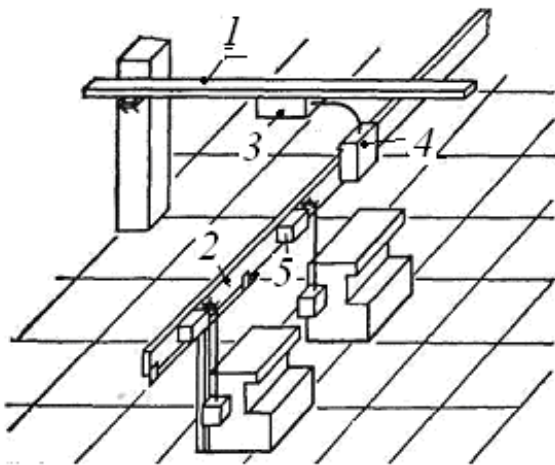


Рисунок 7.22 – Ділянка мережі, що виконана комплектними шинопроводами:

- 1 – магістральний шинопровід,
- 2 – розподільний шинопровід,
- 3 – відгалужувальна секція магістрального шинопроводу,
- 4 – вхідна коробка,
- 5 – відгалужувальна коробка

Відповідно до ДСТУ EN 13601:2010, [19], випускаються алюмінієві шини прямокутного перерізу марок А6, А5, АД0, АД31, АД31Т, які призначені для виготовлення струмопроводів, шинних зборок тощо (див. рис. 7.21, б). Мінімальна ширина шин 10 мм, максимальна – 430 мм, і вони виготовляються у смугах довжиною 3-9 м. Термін служби алюмінієвих шин 25 років.

Розподільні шинопроводи ШРМ з мідними шинами мають хорошу електро- та теплопровідність, пластичність, стійкість до корозії та змін температури, розраховані на номінальні струми 100-250 А. Мідні шини (див. рис. 7.21, в) мають ширину від 16 до 120 мм, товщину – від 4,0 до 30,0 мм.

2) *Кабелі в цехових електричних мережах* застосовують для живлення потужних або зосереджених навантажень. Всередині будівель кабелі розташовують відкрито по стінах, колонах, по фермам і перекриттям або в трубах, прокладених у підлозі і в перекриттях, в каналах і в блоках. Якщо у

виробничих приміщеннях в одному напрямку прокладають велику кількість кабелів, в приміщеннях з агресивним середовищем та в зонах можливого розливу металу або горючих рідин використовують прокладку кабелів в підлозі або в спеціальних каналах, що роблять із залізобетону або цегли, рис. 7.23, а. Можливе створення каналів на бічних стінах або біля стелі, де кабелі укладають на типові збірні конструкції, рис. 7.23, б. Переваги такої прокладки полягають у захисті кабелів від механічних пошкоджень, зручності проведення оглядів та ревізії в процесі експлуатації, а недоліки – значні капітальні витрати та погіршення умов охолодження.



а



б

Рисунок 7.23 – Прокладання кабелів у виробничих приміщеннях:
а – в спеціальних каналах; б – всередині каналу із типових збірних конструкцій

3) *Провідники в цехових мережах* прокладають відкрито на опорах або в сталевих та пластмасових трубах. Відкрите прокладання ізольованих проводів допускається у всіх приміщеннях, за винятком приміщень із вибухонебезпечним середовищем. Електропроводки в трубах надійні, але трудомісткі та дорогі. Тому рекомендується застосовувати комбіновану прокладку: у трубах – на одних ділянках траси та відкрито – на інших.

У вибухонебезпечних зонах ізольовані провідники прокладають в сталевих або в пластмасові трубах з вініласту, поліетилену та поліпропілену. Поліетиленові та поліпропіленові труби рекомендують для прихованої прокладки, в сухих, сирих, заповнених приміщеннях та в приміщеннях з хімічно агресивним середовищем. Вініластові труби застосовують для прихованих та відкритих прокладок у всіх середовищах, крім вибухонебезпечних, пожежонебезпечних та у гарячих цехах. Не допускається

застосовувати вініпластові труби при відкритій прокладці у лікарнях, у дитячих закладах, на горищах, у житлових, громадсько-адміністративних та тваринницьких приміщеннях, у будинках нижче другого ступеня вогнестійкості та в багатоповерхових будинках.

Для прихованій прокладки провідників в стінах і перекриттях роблять борозни, в яких провідники кріплять алебастровим розчином («приморожують») кожні 0,5-0,8 м. У стінах і перекриттях з горючих матеріалів під труби підкладають смуги з листового азбесту товщиною не менше 3 мм.

7.3.2 Системи електропостачання для освітлювальних мереж

Промислові підприємства проектують з виконанням затверджених нормативів та вимог до освітлення приміщень. Живлення електричного освітлення, як правило, проводиться від загальних для силових та освітлювальних навантажень трансформаторів напругою 380/220 В, але по самостійним лініям. Якщо в цеху є ЕП, робота яких погіршує якість електроенергії, то живлення такого навантаження та освітлювальних систем бажано здійснювати від різних трансформаторів.

Мережі внутрішнього освітлення поділяють на живильні та групові. До живильних відносять лінії, що прокладаються від ТП або від вхідного розподільного пристрою до групових щитків, і групові лінії – лінії від групових щитків до світильників (рис. 7.24). На ПП обов'язково поділяють групові мережі робочого та аварійного освітлення, приєднуючи їх до різних трансформаторів або різних ліній від магістрального щитка. З метою раціонального використання АВ на трансформаторних ПС групові щитки живлять від магістральних щитків (пунктів) (рис. 7.24, б; рис. 7.25 а). Якщо в цеху використовується схема «блок трансформатор–магістраль», то магістральні пункти живлять від головних ділянок магістралі (рис. 7.25, б).

Система освітлення ПП складається з природного, штучного та аварійного. Природне освітлення на ПП – це освітлення сонцем, яке освітлює внутрішній простір приміщення через зроблені отвори (вікна) у різних частинах будівлі. Природне освітлення буває верхнім, бічним або комбінованим.

При верхньому освітленні в даху роблять часткове скління для проникнення світла. Бічне природне освітлення здійснюється через великі вікна в стінах. Комбінована система з'єднує перші два варіанти.

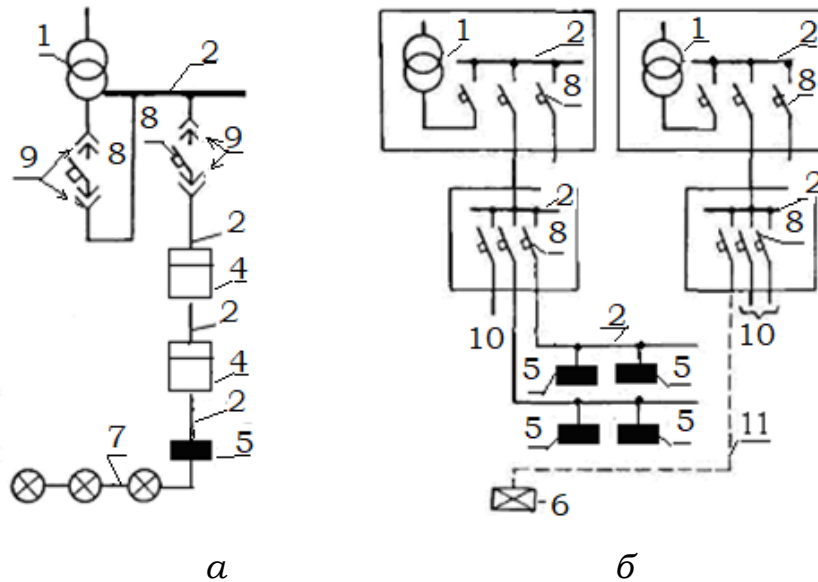


Рисунок 7.24 – Принципова схема живлення робочого та аварійного (евакуаційного) освітлення від одно-трансформаторній ПС

- 1 – ПС; 2 – мережа живлення; 3 – вхідний розподільний пристрій;
 4 – магістральний пункт (щиток); 5 – груповий щиток освітлення;
 6 – груповий щиток аварійного освітлення; 7 – групова мережа; 8 – АВ;
 9 – кабельна воронка; 10 – живлення робочого освітлення інших ділянок будівлі;
 11 – лінія мережі живлення аварійного (евакуаційного) освітлення

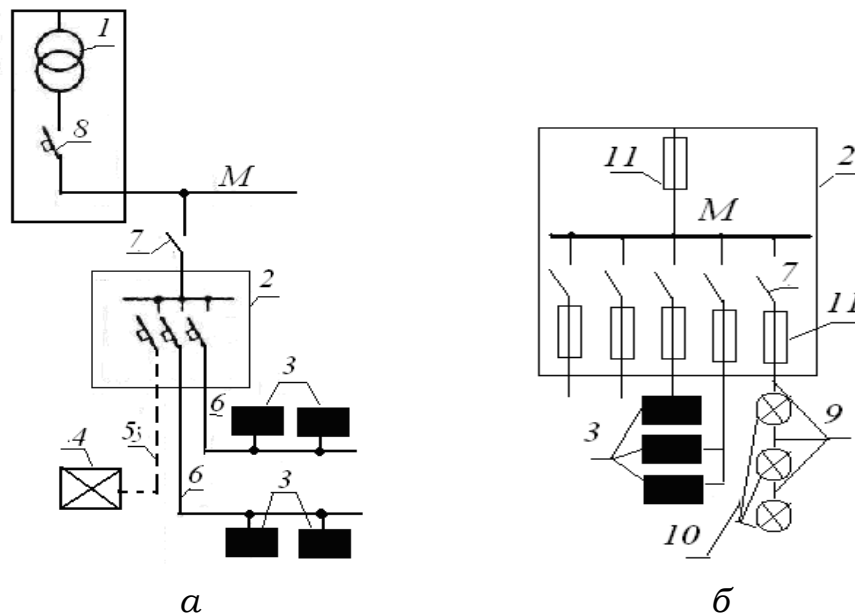


Рисунок 7.25 – Схема живлення системи освітлення від одно-трансформаторної ПС (а), групових щитків та групових ліній від магістрального щитка (б): М – магістраль; 1 – КТП;
 2 – магістральний щиток; 3 – груповий щиток робочого освітлення;
 4 – груповий щиток аварійного освітлення; 5 – лінії аварійного освітлення;
 6 – лінії робочого освітлення; 7 – рубильник; 8 – АВ; 9 – групова лінія;
 10 – освітлювальне навантаження; 11 – плавкий запобіжник

За допомогою лише природного світла неможливо забезпечити цілодобову роботу, тому в цехах ПП завжди є штучне освітлення. Використовують системи робочого освітлення, а в неробочий час – чергове освітлення. Для цього встановлюють промислові світильники на основі люмінесцентних, газорозрядних ламп високого тиску або *LED* ламп (світлодіодних ламп).

Освітлення аварійного типу призначене для освітлення у разі виникнення надзвичайної ситуації. Воно буває двох категорій: для евакуації та для безпеки. Евакуаційне освітлення дозволяє швидко вивести персонал із небезпечної зони та комплектується приладами, що мають спеціальні написи та покажчики. Аварійні промислові світильники розміщують біля виходів з будівлі, біля місць встановлення засобів пожежогасіння. Спеціальну систему освітлення для безпеки використовують якщо необхідно відключити основне освітлення (пожежа, землетрус, повінь тощо).

Можна перерахувати основні вимоги, що повинні бути виконані при побудові системи освітлення на ПП:

- 1) рівень освітленості залежить від виду виконуваних робіт;
- 2) ступінь яскравості світла має бути однаковий у всьому цеху. Для цієї мети всі поверхні забарвлюють у світлі відтінки. Правильна передача кольору досягається розміщенням світильників з відповідними спектральними характеристиками;
- 3) необхідно видаляти з поля зору об'єкти, які мають блискучі поверхні, що можуть призвести до тимчасового засліплення;
- 4) світильники розміщують так, щоб на робочому місці не виникали різкі тіні, які можуть призвести до травмування;
- 5) встановлення світильників, щитів, трансформаторів та прокладка проводів здійснюється у місцях, що відповідають правилам безпеки.

На ПП обов'язково встановлюють систему зовнішнього освітлення територій підприємства. Обов'язково освітлюють:

- внутрішню територію з ділянками автошляхів, пішохідними зонами, під'їздами до цехів, до закритих складів та будівель, вантажно-розвантажувальні зони, стоянки, відкриті майданчики та склади тощо;
- зони залізничних колій та станційні об'єкти;
- ділянки відкритих робочих майданчиків;
- межі промислового об'єкта, що знаходяться під охороною.

За сучасними енергозберігаючими тенденціями, йде загальний перехід на джерела світла з високою ефективністю та економічністю. Наприклад, використовують газорозрядні пристрої, які мають хорошу світловіддачу та тривалий термін служби, а також до світлодіодних прожекторів та світильників. Недоліком світлодіодного світлового обладнання є висока вартість, тому найчастіше в освітлювальних приладах застосовуються метало-галогенні та натрієві лампи. Для обмеження сліпучої дії світильників та прожекторів потужні прожектори та світильники монтують на різній висоті на щоглах та опорах освітлення. Наприклад, на висоті від 6 до 10 м. Крім того, світильники розміщують за допомогою кронштейнів, що кріплять на стінах будівель. Вид, модель та потужність джерел світла визначається залежно від розміру площі, яку потрібно освітити.

У цехах, де встановлено кілька трансформаторів, схеми освітлення приєднують до незалежних джерел, живлять від різних трансформаторів. Якщо встановлено один трансформатор, то живлення робочого та аварійного освітлення здійснюють окремими лініями, починаючи від магістрального щитка (див. рис. 7.25 а). Залежно від потужності освітлювального навантаження, розмірів та конфігурації освітлювальної мережі, лінію живлення підводять безпосередньо до групового щитка або до магістрального пункту. Можливий варіант, коли від магістрального пункту відходять як групові лінії до світильників, так і лінії до групових щитків або освітлювальних шинопроводів (див. рис. 7.25, б).

У великих виробничих будівлях освітлювальну мережу живлення виконують з використанням розподільчих шинопроводів типу ШРА. У цьому випадку замість групових щитків до шинопроводу підключають групи світильників через окремі апарати захисту та керування. Для груп освітлення на виробництві використовують:

- світильники ДРА (дугові ртутні люмінофорні), ДРІ (дугові ртутні метало-галогенні), ДРІЗ (метало-галогенні дзеркальні лампи);
- люмінесцентні світильники підвищеної герметичності;
- переріз кабелів освітлювальних живильних ліній від 10 до 120 мм²;
- переріз кабелів групових освітлювальних ліній від 1,5 до 25 мм²;
- для вибухонебезпечних зон клас щитків освітлення має бути відповідним. Наприклад, В1а, В16, ВПа, В1г.

Групова мережа призначена для безпосереднього підключення світильників внутрішнього освітлення та штепсельних розеток. На рис. 7.26

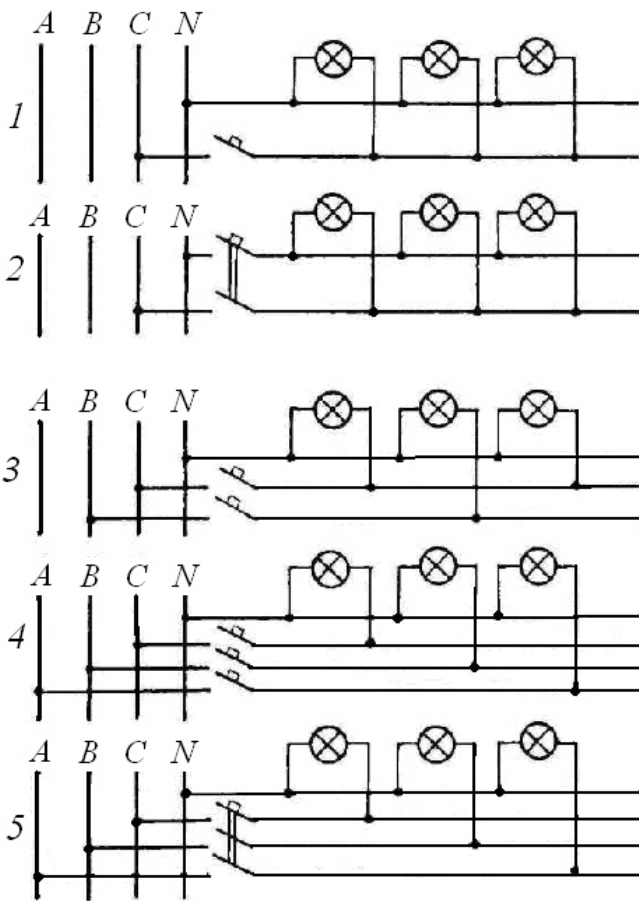


Рисунок 7.26 – Схеми групових ліній освітлення при трифазній системі з нульовим дротом:

- 1 – двох-провідна; 2 – двох-провідна для вибухонебезпечних приміщень класу В-1; 3 – трьох-провідна;
- 4 – чотирьох-провідна, захищається однополюсними АВ;
- 5 – чотирьох-провідна, що захищається триполюсним АВ

номінального струму шинопроводу.

представлені схеми групових ліній (варіанти підключення ламп) при трифазній системі з нульовим дротом.

Перший варіант (рис. 7.26, 1) оптимальний з точки зору зменшення падіння напруги в лінії, так як «центри тяжкості» навантажень всіх фаз у цьому випадку збігаються, але цей варіант не є кращим щодо ослаблення пульсацій освітленості. Крім того, у разі відключення однієї-двох фаз створюється випадковий розподіл освітленості вздовж ліній.

Останній варіант розподілу ламп між фазами (рис. 7.26, 5) застосовують найбільш часто, тому що він позбавлений недоліків попереднього варіанта.

Групові освітлювальні мережі виконують шинопроводами:

- двох-провідними (фаза-нуль) ШОС2-25, ШОС80;
- чотирьох-провідними (три фази-нуль) ШОС4-25, якщо навантаження їх не менше 50% від

7.3.3 Внутрішньо-цехова кабельна каналізація електроенергії

Кабельна каналізація – це прокладання тунелів під землею для кабелів та мереж зв'язку. Особливості проектування внутрішньо-цехових мереж полягають у тому, що в умовах обмежених цехових площ, при зростаючій енергоємності технологічного та транспортного обладнання, а також при розширенні рівня автоматизації виробництва неможливо обмежитись одним видом кабельної каналізації. У всіх випадках для остаточного

вибору того чи іншого виду каналізації кабелів визначальними факторами є умови середовища, вимоги до безпеки експлуатації мереж та техніко-економічні показники.

Значну роль при виборі каналізації кабелів відіграє можливість впровадження типових конструкцій та готовність до проведення монтажних робіт по прокладанню кабелів під час будівництва. Зазвичай перевагу віддають відкритим прокладкам, враховуючи можливість виконання їх монтажу без суміщення з періодом будівельних робіт, більшу доступність до огляду та ремонту, а також можливість заміни під час реконструкції цеху та модернізації обладнання.

Економічність кабельної внутрішньо-цехової каналізації багато в чому залежить від розподілу кабелів; від організації кабельних поверхів та напівповерхів, підвалів та технічних поверхів під виробничими прольотами; від обраної конфігурації прокладки кабелів по будівельних конструкціях та по стінах; від використання лотків та коробів. Необхідно забезпечувати ефективне використання кабельних споруд, знижувати витрату металу та труб, впроваджувати неметалеві труби та блоки, враховувати розміщення технологічного обладнання, сантехнічних та інших комунікацій. Для узгодження електричної частини з іншими частинами проекту цеху проектувальнику передаються схеми відкритої прокладки мереж та споруд, що розташовані нижче за нульові позначки (тунелі, канали, блоки).

На рис. 7.27 показано можливе розміщення відкритих прокладок у прольоті цеху. Простір цеху умовно поділено п'ять зон: А – простір між конструктивними фермами; Б – підкранові балки; В – стіни, колони, спеціальні допоміжні стойки; Г – підлога цеху та основи колон та стін; Д – підвальні приміщення, кабельні поверхи, тунелі та канали нижче нульової позначки цеху. У кожній зоні розміщуються певні види електричних мереж та ЕО. Наприклад, з краю зони А розміщують відкриті силові магістралі, в середині – освітлювальні магістралі або шинопроводи зі світильниками, спеціальні містки обслуговування, на яких може бути прокладені кабелі, що не належать до освітлювальних проводок.

У зоні Б розміщуються кранові тролєї. Вільні зони підкранових балок можуть використовуватися для розміщення струмопроводів, кріплення труб електропроводок або прокладання кабелів в лотках, для магістральних та розподільчих шинопроводів, для розміщення труб електропроводок.

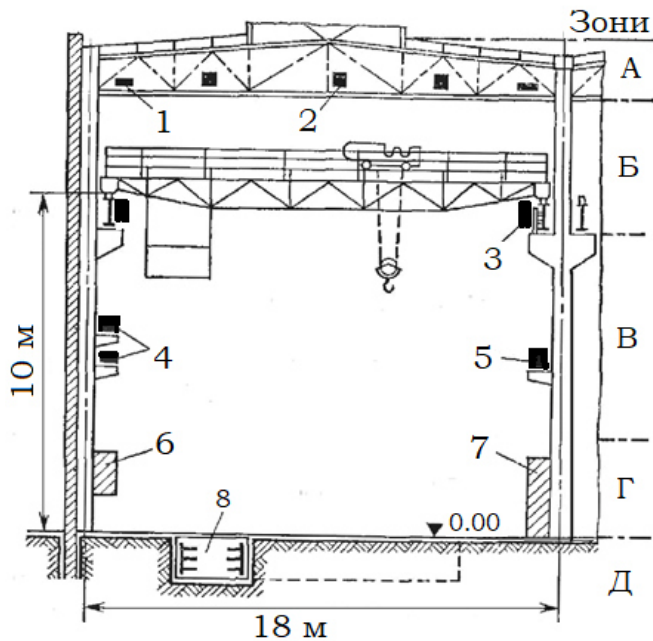


Рисунок 7.27 – Зони розміщення внутрішньо-цехових мереж:

- 1 – відкриті магістралі;
 2 – освітлювальний шинопровід;
 3 – кранові тролєї; 4 – магістральний шинопровід; 5 – розподільний шинопровід; 6 – навісна шафа; 7 – шафа на підлозі; 8 – кабельний канал

При великій кількості кабелів надземних зон виявляється недостатньо. У цьому випадку використовують підливки підлоги, фундаменти обладнання або спеціальні електротехнічні споруди: канали, тунелі та підвали. У деяких випадках виконується спільне прокладання електричних мереж та технологічних, сантехнічних та інших комунікацій у спеціальних спорудах, що дозволяє робити найкоротшу прокладку, не огинати фундаменти обладнання, а закладати в них труби при виконанні будівельних робіт.

Прокладка в трубах підвищує надійність експлуатації, захищає кабелі від зовнішніх механічних та теплових впливів, полегшує заміну.

Одним із способів економії є прокладання в одній трубі струмопроводів різного призначення, що відносяться до одного або кількох взаємно зв'язаних приводів одного агрегату, напругою до 1000 В. Допускається спільне прокладання силових проводів до 1000 В з проводами кіл керування та сигналізації.

7.4 Методи розрахунку електричних навантажень та втрат во внутрішньо-цехової СЕП

7.3.1 Методи розрахунку електричних навантажень во внутрішньо-цехової СЕП

Навантаження визначають необхідні технічні характеристики елементів, що складають електричні мережі: перерізи і марки всіх видів струмопроводів (шини, кабелі, провідники), потужність і типи трансформаторів. Перебільшення навантажень приводить до завищення потужності трансформаторів, до надлишкових витрат на кабелі та провідники, а зниження приведе до завищенню робочої температури провідників, кабелів,

трансформаторів, до передчасного теплового зносу і скороченню строку експлуатації. В обох випадках знижується економічність прийнятих рішень і зростає собівартість передачі і розподілу електроенергії. Тому розрахунок електричних навантажень бажано проводити як можна точніше. При виборі методу потрібно знати:

- тип, кількість, режими роботи ЕП та освітлювальних мереж усіх типів (робоче, індивідуальне, аварійне);
- план розміщення обладнання (ЕП) та освітлювальних мереж у цеху;
- особливості цехових технологічних процесів.

Для визначення величини електричних навантажень, вибору кількості та потужності цехових трансформаторів використовуються такі методи:

- 1) метод коефіцієнта попиту;
- 2) метод упорядкованих діаграм (або метод графіків навантаження).
- 3) метод середньоквадратичного навантаження;
- 4) статистичний метод;
- 4) метод питомих витрат електроенергії (на одиницю продукції);
- 5) метод питомої щільності навантаження (на одиницю площі).

Для розрахунків за наданими методами використовують коефіцієнти:

- коефіцієнт використання активної потужності визначають, як відношення середньої (номінальної) потужності P_N до встановленої потужності (той, що використовується P_{us}), в.о.:

$$k_{us} = P_N / P_{us} \cdot (0,6 \leq k_{us} \leq 0,95);$$

- коефіцієнт максимуму – відношення максимального сумарного активного навантаження $P_{\max}$ в цеху до середнього навантаження в найбільш завантажену зміну P_{aver} , в.о.:

$$k_{\max} = P_{\max} / P_{aver};$$

- коефіцієнт попиту (активної потужності) – відношення максимального активного навантаження до потужності ЕП згідно з паспортними даними, в.о.:

$$k_c = P_{\max} / P_{us};$$

або

$$k_c = k_{us} \cdot k_{\max}.$$

1) *метод коефіцієнта попиту* є найбільш простим, зазвичай його використовують першим, але по цьому методу результати розрахунку часто завищені. На ПП метод застосовувати не рекомендується за винятком орієнтовних розрахунків навантаження. Його застосовують для розрахунку навантажень окремих груп ЕП, для яких є дані про величину

коефіцієнта попиту, і для ЕП, які працюють з постійним завантаженням і коефіцієнтами включення, що дорівнюють (або близькі) до одиниці, як, наприклад, ЕД насосів, компресорів, вентиляторів тощо. Цей метод є основним для міського та сільського господарства, так як в цьому разі не потрібна дуже висока точність розрахунків.

Розрахункова активна потужність P_p однорідних по режиму роботи ЕП визначається, кВт:

$$P_p = k_c \cdot P_\Sigma,$$

де P_Σ – сумарна встановлена потужність групи ЕП, кВт.

Встановлена потужність складається з номінальних потужностей ЕП, наведених у разі повторно-короткочасних режимів роботи до тривалого режиму роботи $TB=100\%$, ($TB=1$), де TB – тривалість включення: $TB=25\%$; 40% ; 60% або $PB=0,25$; $0,4$; $0,6$ в.о.

Для електричних двигунів, кВт:

$$P_N = P_{розр} \cdot \sqrt{TB},$$

де $P_{розр}$ – номінальна потужність ЕД, кВт.

Для трансформаторів розраховують повну потужність, кВ·А:

$$S_N = S_{розр} \cdot \sqrt{TB}.$$

Значення реактивної потужності можна розрахувати, квар:

$$Q_N = Q_{розр} \cdot \sqrt{TB}.$$

Якщо TB не задано, то його розраховують на один цикл, в.о.:

$$TB = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{відк}},$$

де $t_{вкл}$ – час включення (роботи) обладнання, години;

$t_{відк}$ – час відключення обладнання, години.

Коефіцієнт попиту визначається за довідковими таблицями. Наприклад, у табл. 7.1 наведено значення k_c для насосів котельного устаткування.

Для окремих ЕП великої потужності, а також для ЕП, що не часто або вперше зустрічаються в проектній практиці, k_c визначають за фактичними коефіцієнтами завантаження відповідно часу їх роботи.

Якщо є кілька (n) різних груп ЕП, то повна потужність визначається, кВ·А:

$$S_\Sigma = k_{c.\max} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Ni}\right)^2}, \quad (7.14)$$

де $k_{c.\max}$ – коефіцієнт максимуму навантаження різних груп ЕП.

Таблиця 7.1 – Значення коефіцієнту попиту K_c для насосів котельного відділення

Групи насосів	Встановлена потужність ЕП, P_N , кВт	Коефіцієнт попиту K_c , в.о.	Розрахункова кількість годин роботи за рік, години
Живлячі	55,0	0,85	4300
Циркуляційні для мазуту	26,4	0,93	8760
Підживляючі	4,5	0,38	8760
Насоси перекачки конденсату	16,5	0,81	8760
Насоси перекачки сирої води	7,2	0,85	8760
Насоси перекачки зимньої мережевої води	55,0	0,80	5090
Насоси перекачки літньої мережевої води	14,6	0,80	3680
Насос-дозатор нітратів	0,6	0,17	8760
Насоси промивки	2,8	0,46	345
Насоси насиченого розчину солі	2,2	0,55	365

Потужність освітлювального навантаження визначається, кВт:

$$P_{\Sigma.o} = k_{c.o} \cdot P_{N.o},$$

де $k_{c.o}$ – коефіцієнт попиту освітлювальних установок. Він приймається:

- для виробничих будівель, що складаються з одного або кількох приміщень, $k_{c.o} = 0,95$;
- теж, але при більшій кількості приміщень, для офісних, лабораторних та аналогічних приміщень $k_{c.o} = 0,9$;
- для жилих приміщень $k_{c.o} = 0,7-0,8$;
- для складів і будівель підстанцій $k_{c.o} = 0,6$.

Для остаточного розрахунку у вираз (7.14) до сумарної розрахункової потужності силових ЕП додають сумарну розрахункову потужність освітлення, кВт·А:

$$S_{\Sigma} = k_{c.\max} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Ni} + \sum_{i=1}^n P_{Ni.o} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Ni} \right)^2}.$$

Наведені значення загального коефіцієнту попиту освітлювальних установок $k_{c.o}$ для всього промислового об'єкта (цеху) використовують у тих випадках, коли визначення розрахункової потужності ведеться за укрупненими показниками. На практиці дані розрахунку силових та освітлювальних навантажень зводять до таблиць;

2) *метод упорядкованих діаграм* (інші назви: метод графіків навантаження або метод Г.М. Каялова). Цей метод натеper є основним при розрахунках проектів СЕП оскільки є досить точним (похибка не більш 10%). Метод впорядкованих діаграм рекомендовано застосовувати для нижчих щаблів СЕП на рівні окремих груп споживачів, діляниць, цехів та корпусів з напругою до 1000 В. На вищих рівнях розподілу електроенергії застосування даного методу розрахунку може супроводжуватися значними похибками, тому його використання не рекомендується.

У цьому методі розрахункове навантаження P_{cal} визначається по середній потужності P_{mid} і за коефіцієнтом максимального розрахункового навантаження k_{max} (за коефіцієнтом максимуму), кВт:

$$P_{cal} = k_{max} \cdot P_{mid};$$

Активне навантаження силових ЕП на всіх щаблях живлення та розподільних мереж (включаючи трансформатори та перетворювачі) можна визначити за сумарною середньою потужністю всіх ЕП (P_{midi}) за коефіцієнтом максимального розрахункового навантаження k_{max} із виразу, кВт:

$$P_{\Sigma} = k_{max} \cdot \sum_i P_{midi}.$$

Для цього для кожної групи ЕП визначають сумарну номінальну потужність, що дорівнює сумі їх паспортних потужностей. Подальший розрахунок виконується за таким алгоритмом:

а) визначають сумарну потужність окремої групи ЕП ($\sum P_{midi}$) по їх номінальним потужностям, кВт;

б) розраховують електричні навантаження в цеху за найбільш завантажену зміну кожної групи ЕП з допомогою групового коефіцієнта використання $k_{us,гpi}$:

$$P_{cmi} = P_{Ni} \cdot k_{us,гpi}; \quad Q_{cmi} = P_{Ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i,$$

де P_{Ni} – номінальна активна потужність i -тої групи ЕП, кВт;

Q_{cmi} – номінальна реактивна потужність i -тої групи ЕП, квар;

$k_{us,гpi}$ – коефіцієнт використання для i -тої групи ЕП, в.о.;

в) визначають групове значення коефіцієнта використання $k_{us,гp}$ для кожної групи ЕП із достатнім для практичних розрахунків наближенням:

$$k_{us,гp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{cmi}}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}},$$

де n – кількість підгруп ЕП та окремі великі ЕП з різними режимами роботи, що входять до цієї групи;

P_{cmi} – середня активна потужність i -тої підгрупи ЕП за найбільш завантажену зміну, кВт;

P_{Ni} – сумарна номінальна активна потужність i -тої підгрупи ЕП, кВт;

г) визначають ефективне число ЕП n_{ef} – кількість однакових за потужністю та режимом роботи ЕП, який формує той же розрахунковий максимум навантаження P_{max} , що і дійсне число ЕП, що працюють у різних режимах і мають різну встановлену (номінальну) потужність, в.о.:

$$n_{ef} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{Ni})^2}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}^2}.$$

Якщо виконується умова $m = \frac{P_{Nmax}}{P_{Nmin}} \geq 3$ і $k_{us.гp} \geq 0,2$, то для розрахунку

n_{ef} можна використовувати спрощену формулу:

$$n_{ef} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{Ni}}{P_{Nmax}},$$

де P_{Nmax} – найбільша потужність ЕП в групі, кВт;

P_{Nmin} – найменша потужність ЕП в групі, кВт;

Якщо $n_{ef} \geq 10$, то реактивна потужність може бути розрахована, квар:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{cmi},$$

при $n_{ef} \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{cmi};$$

д) за відомими значеннями n_{ef} і $k_{us.гp}$ знаходимо коефіцієнт розрахункового навантаження k_p з довідкової літератури:

$$k_p = f(n_{ef}, k_{us.гp});$$

е) після вибору k_p визначають розрахункові значення активного навантаження в цеху, кВт:

$$P_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{cmi};$$

Повне навантаження від силових ЕП цеху:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

ж) на ПП близько 10-20% споживаної електроенергії йде електричне освітлення. Розрахунок навантаження від освітлювальних ЕП майже

завжди ведеться з урахуванням норм промислового освітлення за класифікатором робіт (ДБН В.2.5-28-2006) по *методу питомої щільності навантаження* (див. далі).

з) максимальне активне розрахункове навантаження, кВт:

$$P_{\max \Sigma} = P_{p.\max} + P_{p.o.}$$

Повне максимальне розрахункове навантаження з урахуванням реактивної потужності освітлювальних приладів, кВ·А:

$$S_{\max \Sigma} = \sqrt{P_{\max \Sigma}^2 + (Q_{\max \Sigma} + Q_{N.o})^2};$$

к) за повним максимальним розрахунковим навантаженням та значенням питомої щільності навантаження вибирають кількість і потужність цехових трансформаторів. Одночасно проводиться вибір КУ з врахуванням ступені компенсації, наприклад, $\beta=0,7$.

Питома щільність навантаження, кВА/м²:

$$\gamma_{\text{наван}} = \frac{S_{\max \Sigma}}{S},$$

де S – площа цеха, для якого йде розрахунок, м².

Для цехів машинобудівної та металургійної промисловості при значенні питомої щільності навантаження $\gamma_{\text{наван}} < 0,2-0,3$ кВ·А/м² застосовують трансформатори потужністю 400; 630; 1000; 1250, 1600 кВ·А.

Для вибору потужності пристроїв компенсації розглядають 3 варіанти вибору кількості трансформаторів, що були розраховані по (7.1):

$$N; (N+1); (N+2).$$

Для всіх трьох варіантів розраховують витрати на встановлення КУ та приймають варіант з найменшими витратами;

к) вартість втрат активної потужності, грн/кВт:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{t_{\max}} + \beta \right) \cdot t_{\text{year}}.$$

де α – основна річна ставка (грн) за 1 кВт заявленого максимуму навантаження (грн/кВт);

β – додаткова ставка, яка передбачає додаткову оплату за 1 кВт·год активної електроенергії за лічильником, грн/(кВт·год). Наприклад, при $\alpha=1,2$ грн/(кВт·год) значення $\beta = 0,01$ грн/(кВт·год);

$t_{\text{year}} = 4500$ годин – річний фонд робочого дня;

$t_{\max} = 4345$ годин – кількість годин використання максимуму навантаження на ПП за рік.

Остаточно вибирають мінімально необхідну кількість трансформаторів для встановленого в цеху обладнання з урахуванням технологічних процесів виробництва та категорії надійності електропостачання, шт.:

$$N = \frac{Q_{max\Sigma}}{\beta \cdot S_{Ntr}}.$$

де S_{Ntr} – пропонуєма потужність трансформатора, В·А.

Округлюють N до більшого цілого числа. Розрахунки зводять у таблицю та порівнюють варіанти. Вибирають найдешевший варіант. Після цього складають однолінійну СЕП цеху.

3) *Метод питомої щільності навантаження* визначається на одиницю площі. Для міського господарства цей метод визначення витрат електроенергії є основним, а у промисловості використовується для визначення освітлювального навантаження. Вибір правильного освітлення сприяє раціональному використанню електроенергії, підвищенню продуктивності праці, поліпшенню якості та збільшенню кількості продукції, зменшенню кількості аварій та випадків травматизму, зниженню втомлюваності робітників. Освітлювальне навантаження з урахуванням коефіцієнта попиту, кВт:

$$P_{N.o} = S \cdot \rho_o \cdot 10^{-3},$$

$$P_{p.o} = P_{N.o} \cdot k_{c.o},$$

де $P_{N.o}$ – повна встановлена потужність освітлювальних установок, кВт, на території цеху площею S , м²;

ρ_o – питома щільність освітлювального навантаження, що вибирається з урахуванням розряду зорових робіт, Вт/м²;

$P_{p.o}$ – навантаження від освітлювальних установок, кВт.

Для машинобудівних підприємств часто приймають $\rho_o=14,3$ Вт/м², а коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження $k_{c.o}=0,9-0,95$.

Якщо для освітлення використовують лише лампи розжарювання, то $Q_{N.o}=0$. Якщо в системі освітлення використовують ртутні або газоподібні лампи, можна прийняти $\cos\varphi=0,6$ та $\operatorname{tg}\varphi=1,39$. Тоді, квар:

$$Q_{N.o} = P_{N.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

4) В методі середньоквадратичного навантаження розрахункове навантаження (P_{cal}) визначається по середній потужності (P_{mid}) і коефіцієнту форми навантаження (K_{for}), кВт: $P_{cal} = K_{for} \cdot P_{mid}$, кВт.

Цей метод дає найбільш точні результати, якщо відомий точний графік навантаження. Метод обмежується у застосуванні в зв'язку зі складністю знаходження коефіцієнта форми навантаження K_{for} ;

5) *статистичний метод* використовується в тому випадку, якщо є великий статистичний матеріал по навантаженнях. Метод полягає в вимірюванні навантажень ліній, що живлять характерні групи ЕП, без звернення до режиму роботи окремих ЕП і кількісним характеристикам індивідуальних графіків, але використовує дві інтегральні характеристики на визначеному інтервалі усереднення: генеральне середнє навантаження P_{ex} і генеральне середнє квадратичне відхилення P_{gmid} , де дисперсія DP береться для того ж інтервалу усереднювання:

$$\sigma = \sqrt{P_{ex}^2 - P_{gmid}^2} = \sqrt{DP_{mid}};$$

6) *метод питомих витрат електроенергії* (на одиницю продукції). Останнім часом у зв'язку з поширенням практики проведення енергетичних аудитів, які проводяться зокрема і для систем електропостачання, часто для визначення витрат електроенергії в існуючій СЕП використовують розрахункове значення електричного навантаження, тобто метод розрахунку електричних навантажень за питомою витратою електроенергії. Такий підхід дозволяє зменшити об'єми необхідних експериментальних досліджень в СЕП та спростити проведення енергетичного аудиту.

Застосовується тільки для виробництв з рівномірним характером навантаження. У цьому методі розрахункове навантаження визначається по питомим витратам електроенергії і дорівнює середньому навантаженню, кВт:

$$P_{cal} = P_{mid};$$

7.4.2 Можливі шляхи енергозбереження та надійного енергозабезпечення. Методи розрахунку витрат електроенергії.

При визначенні навантаження по любому методу необхідно враховувати втрати електроенергії при її передачі та розподілу. Для кожного підприємства, для кожного етапу виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії є свої, особливі прийоми розрахунку витрат та прийоми енергозбереження. Але є загальні питання і проблеми: стрімке підвищення енергоспоживання і забруднення навколишнього середовища, що стає критичним.

За оцінками МЕА, основу електроенергетики всіх країн становлять енергоблоки АЕС, ТЕС, ГЕС та ГАЕС. Ці джерела енергії забезпечують сьогодні 97-98 % вироблення електроенергії. І тільки 1-2% припадає на електростанції, що працюють від ВДЕ. Наразі відбуваються зміни у формуванні енергетичної політики держав, йде перехід до нових моделей енергетичного сектору, в якій знижується виражене домінування одного, конкретного виду виробництва енергії. Війна показала нові напрями розвитку електроенергетики, наголосила на необхідності внесення змін до напрямків її розвитку і структури, на необхідності мати різні джерела енергії, наприклад, більші включення до загальної енергосистеми ВДЕ. Згідно з прогнозами експертів, розширення використання поновлюваної енергетики може стати одним із інструментів забезпечення енергетичної безпеки кожної держави.

Заходи із забезпечення ефективності енергозабезпечення є в усьому світі пріоритетними в питаннях зниження негативного впливу на навколишнє середовище: зниження викидів забруднюючих речовин і парникових газів, стимулювання утилізації золо-шлакових відходів. Особливо це стосується ТЕС та ТЕЦ. Об'єми викидів парникових газів в Україні становить більше 400 млн. т CO_2 -еквівалент на рік (основні компоненти $\text{CO}_2 \approx 80\%$ і метан $\text{CH}_4 \approx 15\%$). Але на долю ТЕС припадає менше 30% від цього об'єму викидів, а найбільшими джерелами є промислові підприємства – до 70% [23].

Україна входить до переліку країн, які підписали й ратифікували Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату та Кіотський протокол. У рамках цих договорів Україна взяла на себе зобов'язання не перевищувати рівень викидів 1990 р., який становить 920 млн. тон у CO_2 -еквіваленті. Натепер реальний рівень викидів в країні в 2 рази менше, і в довгостроковій перспективі ці показники не будуть значно збільшуватись, завдяки плануємому розвитку електроенергетики на базі АЕС, ГЕС та ГАЕС, що буде сприятиме зниженню викидів парникових газів, не зважаючи на відновлення зруйнованих війною ТЕС та будівництво нових теплових станцій.

Успішне розв'язання проблеми зниження втрат енергії на ПП, що також є шляхом енергозбереження, неможливо без удосконалення методів її розрахунку. Питання енергозбереження слід розглядати як для СЕП, так і для споживачі в цілому, знати властивості об'єкту та нормативну базу енергозбереження. В електроенергетиці використовують в основному такі методи розрахунку втрат електроенергії:

1) за максимальними значеннями активних та реактивних навантажень ($P_{\max}$ та $Q_{\max}$) і відповідному часу максимальних активних втрат t_a і максимальних реактивних втрат t_p :

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \cdot (P_{\max}^2 \cdot t_a + Q_{\max}^2 \cdot t_p);$$

2) за максимальним струмом навантаження $I_{\max}$ і повним часом максимальних втрат t_{ful} :

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R \cdot t_{\text{ful}};$$

3) за середньоквадратичним струмом навантаження та повним часом t роботи елемента мережі, в якому визначаються втрати:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\text{mid}}^2 \cdot R \cdot t;$$

4) за реальним ступінчастим графіком навантаження:

$$\Delta W = 3R \cdot \sum_{i=1}^n (I_i^2 \cdot T_i).$$

де I_i – струм i -го ступеня графіка навантаження, А;

T_i – тривалість i -го ступеня графіка навантаження, год.

Інколи використовують спосіб визначення втрат енергії на основі порівняння показів лічильників електроенергії, що встановлені в різних точках мережі. Але цей спосіб не враховує протяжність ліній передачі, склад трансформаторних потужностей, структуру енергоспоживання, [15].

Шляхи енергозбереження різноманітні і головним чином залежать від особливостей умов електроспоживання та типів ЕП. Для кожного конкретного виробництва слід втілювати заходи, властиві саме цьому виробництву:

1) вдосконалення технологічних процесів, використання нової техніки і технології, модернізація устаткування, автоматизація виробництва, завантаження технологічного устаткування до паспортного значення тощо;

2) оптимізація експлуатації устаткування і зниження втрат електроенергії в електромережах. Для цього слід:

- не використовувати трансформатори в режимі неробочого ходу, крім особливих випадків. Наприклад, резервні трансформатори власних потреб АЕС;

- забезпечувати економічні режими роботи трансформаторів, особливо тих, що працюють паралельно;

- замінювати АД, що завантажені менш ніж на 45%, на двигуни меншої потужності;

- замінювати машинні перетворювачі на напівпровідникові;

- переводити внутрізаводські і зовнішні електромережі на підвищену напругу, наприклад, з 6 кВ на 10 кВ, 10 кВ на 35 кВ, 35 кВ на 110 кВ. При цьому втрати електроенергії скорочуються пропорційно квадрату відношення нижчої напруги до вищої;

3) застосування більш економічні термічні установки, електропечі; замінювати електричні печі опору на електро-індукційні печі, в яких питомі витрати електроенергії скорочуються в 2 рази;

4) в металургійній промисловості впроваджувати автоматичні регулятори температури печей замість ручного управління, що дозволяє знижувати витрати електроенергії на 15-20 %; впроваджувати сучасні способи лиття; при виплавці сталі використовувати продування рідкого металу киснем; використовувати швидкісні плавки сталі із попереднім сортуванням шихти по марках сталі, що забезпечує її однорідність і знижує витрати електроенергії на 6-10%, тощо;

5) вдосконалювати системи, режими роботи, технологію процесів вироблення стислого повітря, гарячої води тощо. Для цього слід використовувати сучасне обладнання: компресори зі збільшеним ККД; знижувати опори повітропроводів за рахунок зменшення їх довжини, збільшення перерізів, усувати вібрацію і пульсації; знижувати номінальний робочий тиск компресорів; впроваджувати фільтри, що самоочищаються; використовувати ефект резонансного наддуву циліндрів поршневих компресорів; впроваджувати автоматичні регулятори для забезпечення постійного тиску тощо;

6) вдосконалювати технологію та устаткування систем електрозварювання, електричні дугові та індукційні печі тощо;

7) вдосконалювати механічну обробку виробів за рахунок використання новітніх технологій і приводних двигунів нових серій; поліпшувати стан та оптимізувати завантаження верстатів, механізмів і машин; своєчасно замінювати фізичне та морально застаріле обладнання тощо;

8) застосовувати економічні джерела світла і дотримуватись раціональних режимів роботи освітлювальних установок. Використовувати люмінесцентні і ртутні лампи для приміщень ПП, а для великих виробничих цехів, виставок, міських майданів, територій кар'єрів і магістралей – ксенонові і натрієві лампи;

9) поліпшувати вентиляційні, компресорні та насосні установки, впорядковувати розподіл і знижувати витрати води.

Запитання для самоперевірки

1. Перерахуйте основні вимоги до цехових систем електропостачання.
2. Дайте визначення аварійного та після-аварійного режимів. Які ЕП слід вимкнути під час аварійного режиму? Порівняйте тривалість аварійного та після-аварійного режимів.
3. Наведіть основні характеристики цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств.
4. Які бувають схеми розподілу та живлення силових споживачів в цехах промислових підприємств?
5. Що таке "комплектна трансформаторна підстанція" (КТП)? Назвіть основні елементи та складальні одиниці КТП. Які типи трансформаторів використовують у КТП?
6. Коли застосовують двох-трансформаторні КТП? Що таке однорядні та дворядні КТП? Як при цьому розміщують трансформатори?
7. Як обирають тип трансформатора для цеху ПП? Порівняйте конструкцію та можливе використання (місце встановлення) трансформаторів ТМ-1250-110/10(6,0)-У1 та ТМЗ-1250-110/10(6,0)-УЗ.
8. Назвіть значень коефіцієнтів завантаження трансформаторів у електроспоживачів різної категорії надійності.
9. Як виробляють вибір місця розміщення силових цехових трансформаторів ПП? Порівняйте різні способи встановлення цехових трансформаторів.
10. Назвіть методи розрахунку електричних навантажень внутрішньо-цехової СЕП. Перерахуйте основні етапи розрахунку навантажень за методом питомої щільності навантаження.
11. Перерахуйте основні етапи розрахунку силових навантажень по методу упорядкованих діаграм.
12. Як виконується розрахунок освітлювального навантаження в цехах ПП?
13. Як обирають тип і потужності цехових трансформаторів?
14. З яких матеріалів виконують шинопроводи? Де можливо прокладати шинопроводи?
15. Як і для чого виконують внутрішньо-цехову каналізацію електроенергії?
16. У яких випадках допускається відкрите прокладання провідників у цехах промислових підприємств? Які вимоги до такого прокладання?

17. Назвіть зони розміщення внутрішньо-цехових мереж.
18. Назвіть особливості прокладання прихованої проводки у пластмасових трубах у стінах та перекриттях?
19. Як прокладають кабелі в цехах промислових підприємств?
20. На прикладі любого ПП назвіть які Ви бачите шляхи енергозбереження.

Література: 4, 5, 8, 14-16, 18, 21, 23, 25, 29-34, 37, 45, 48, 51, 52, 55, 62, 71, 74, 94, 96, 97

8 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1 Типи, проектуванні та експлуатації струмопроводів

Струмопровід – електротехнічний пристрій, який застосовується для передачі електроенергії на невелику відстань. Наприклад, мережа електропередачі від ТГ до блочного трансформатора. Струмопроводи використовуються в разі необхідності збільшення передаваної потужності до ПП, коли необхідно збільшувати переріз елементів мереж. Вважається, що струмопроводи поступово замінюють кабельні лінії, бо вони мають більшу перевагуючу здатність і надійність. Їх вже використовують для живлення підстанцій, груп споживачів хімічного, металургійного та інших електроємних виробництв.

Конструктивно струмопроводи відрізняються за розташуванням фаз, типом ізоляції, профілем, матеріалом шин. Наприклад, струмопроводи з литою, рис. 8.1,а, з RIP ізоляцією рис. 8.1,б, з повітряною ізоляцією, рис. 8.1,в.

У струмопроводах з литою ізоляцією провідниками є електротехнічна мідь або алюміній. Ізоляцію виконують на основі епоксидного компаунду, що безпосередньо наноситься на шину. Лита ізоляція надійна, компактна, дозволяє зменшити габарити та вагу системи, що особливо актуально в умовах обмеженого простору при реконструкції існуючих підстанцій та підприємств з вимогою збільшення пропускної спроможності струмопровідних ліній. Струмопроводи з литою ізоляцією мають високу механічну міцність та хімічну стійкість, що є важливим для нафтогазової галузі, для об'єктів промисловості та електроенергетики. Струмопроводи відповідають європейським стандартам. Термін експлуатації струмопроводу 40-50 років.

У струмопроводах з литою ізоляцією типу *RIP* провідниками також є електротехнічна мідь або алюміній. Захист струмопровідної шини виконується за технологією *RIP*-ізоляції: на струмопровідну шину кріплять шари паперу, потім секції струмопроводу поміщають у вакуумну камеру для сушіння та заливання компаундом. Для зниження рівня часткових розрядів та вирівнювання потенціалу за товщиною ізоляції встановлюють провідні конденсаторні шари. Струмопроводи відповідають європейським стандартам.

Термін служби струмопроводу з ізоляцією *RIP* – понад 40 років.

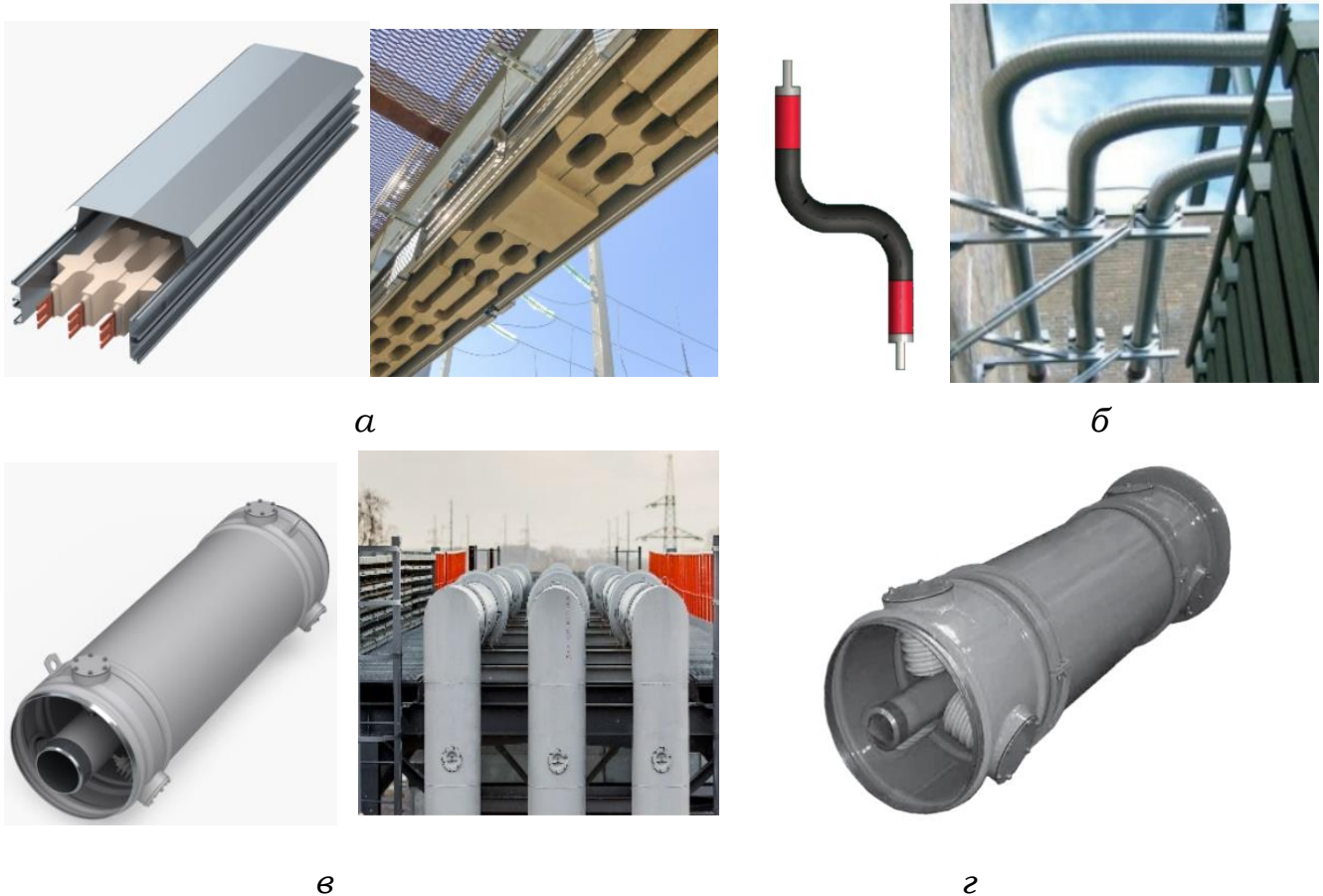


Рисунок 8.1 – Типи струмопроводів

а – струмопровід з литою ізоляцією; *б* – струмопровід з литою ізоляцією типу *RIP*;
в – струмопроводи з повітряною ізоляцією; *г* – пофазно-екрановані комплектні
 струмопроводи з компенсованим зовнішнім електромагнітним полем

Струмопроводи з литою ізоляцією не потребують особливого обслуговування, тому фінансові витрати, що підприємство має під час їх встановлення швидко окупаються, за декілька років, за рахунок економії на сервісних та ремонтних роботах та через зменшення втрат електроенергії.

Струмопроводи з повітряною ізоляцією стійкі до електродинамічних сил, магнітне поле скомпенсоване з'єднанням перемичками захисних кожухів та системами заземлення ділянок траси. Роз'ємні з'єднання циліндричних алюмінієвих шин з плоскими мідними виводами роблять перехідними контактами, що мають високу надійність. Вузли кріплення дають можливість швидкої заміни ізоляторів без розбирання екрана. Для компенсації зміни довжини кожухів-екранів та жил через перепад температури встановлюють компенсатори. Іскріння всередині кожухів-екранів не формується, тому що між верхніми ізоляторами та шинами встановлюють пружинні стрижневі контакти (при вертикальній прокладці – на кожному ізоляторі).

Пофазно-екрановані комплектні струмопроводи з компенсованим зовнішнім електромагнітним полем, випускають на напругу 6-35 кВ, на частоту 50 Гц і на номінальні струми від 1,6 до 33,0 кА, рис. 8.1,з. Найчастіше їх використовують для електричних з'єднань на електричних станціях в колах змінного струму для з'єднання ТГ потужністю до 1500 МВт із підвищуючими трансформаторами, із трансформаторами власних потреб, із перетворювальними трансформаторами та трансформаторами тиристорного збудження генераторів. На підстанціях їх встановлюють для електричного з'єднання силових трансформаторів із трансформаторами власних потреб та розподільчими пристроями. Їх також рентабельне використовувати і на інших об'єктах енергетики, промисловості, транспорту, сільського господарства.

При проектуванні та експлуатації шинопроводів для оптимізації вибору можна використовувати деякі додаткові прийоми:

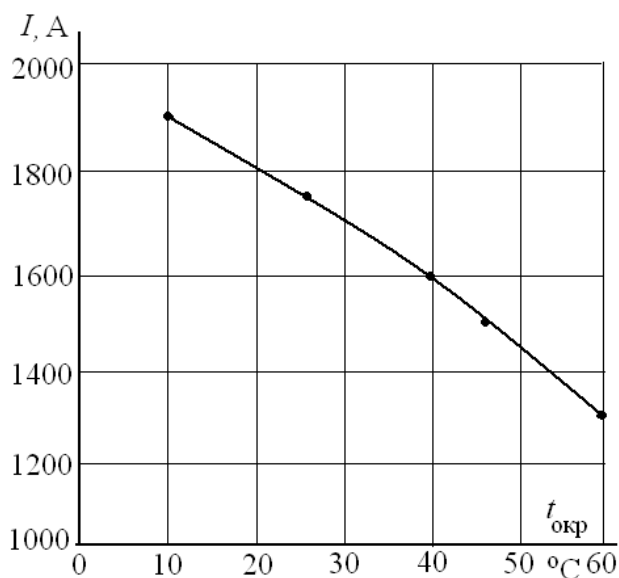


Рисунок 8.2 – Значення допустимого навантаження шинопроводу ШМА-73 з номінальним струмом 1600 А від температури навколишнього середовища

1) якщо температура навколишнього середовища менша за +40 °С, [19], можна підвищити навантаження шинопроводу, а при більшій температурі навколишнього середовища ($t_{окр}$) навантаження потрібно знижувати, рис. 8.2. Зазвичай менші температури спостерігаються у приміщеннях, що вентилуються. При цьому у верхніх зонах приміщень можливі значне більші температури (понад +40 °С). Наприклад, в цехах гарячого прокату металургійних заводів.

У механічних і машинобудівних цехах температура навколишнього середовища зазвичай менша за +40 °С, і це можна використовувати при виборі перерізів шинопроводів. Наприклад, можна використовувати ступінчасті шинопроводи, тобто шинопроводи з різними перерізами по довжині;

2) пропускну здатність шинопроводу при проектуванні слід розраховувати з поглядом на перспективу розвитку підприємства, враховувати можливість збільшення навантажень;

3) для ЕП великої потужності можна повністю відмовитися від використання магістральних шинопроводів та з'єднувати безпосереднє трансформатор з розподільчим щитом;

4) не слід застосовувати схему, за якої від одного трансформатора відходить кілька магістральних шинопроводів з сумарною пропускною здатністю, яка перевищує допустиме розрахункове навантаження трансформатора. Таку схему можна рекомендувати при живленні від одного трансформатора різних виробничих ділянок або навіть цехів;

5) можна рекомендувати використовувати у шинопроводах 6-фазні ізольовані шини, з'єднані за схемою спарених фаз для зниження індуктивного опору шинопроводу. При цьому втрати менше, ніж у відкритих магістральних шинопроводах, а вища вартість шинопроводу через складність виготовлення та необхідності більш надійної ізоляції шин, швидко окупається.

Магістральні шинопроводи змінного струму типу ШМА73 виготовляють на 1600 А, типу ШМА68-Н – на 2500 А та 4000 А, типу ШМА59-Н – на 4000 А, табл. 8.1.

Також при виборі розташування шин слід враховувати, що при проходженні струму навколо шин утворюється зовнішнє магнітне поле. Зі збільшенням струму поле зростає та збільшуються пов'язані з ним магнітні втрати. Тому в шинопроводах зі струмами 1000 А і більше необхідно вживати заходи для зменшення магнітного поля, екранувати шину або зближувати шини на відстань менше зазначеного в табл. 8.1. При струмах 1600 А і більше фази виконують у вигляді пакетів з декількох ізольованих шин.

При виконанні трьох шин на кожен фазу шинопроводу струм у крайніх шинах повинен становити 40% загального струму фази, а в середній – 20%, тобто струм повинен розподілятися несиметрично. Для виключення утворення замкнутих контурів в оболонках з магнітних матеріалів застосовують зварювання та переплетення фазних шин.

У магістральних шинопроводах змінного струму напругою до 1000 А розташування шин може бути здійснено з різними схемами чередування фаз (рис. 8.3). Схема з розщепленням неізолюваних шин (рис. 8.3, а) дозволяє ефективніше використовувати їх переріз, підвищувати щільності струму.

Підвищення щільності струму в розщеплених неізолюваних шинах можливо за рахунок поліпшення охолодження шляхом збільшення поверхні охолодження. Така схема розташування шин допустима тільки при двох-трьох шинах в пакеті і застосовується в установках напругою вище 1000 В,

коли зближення шин різних фаз утруднене через необхідність їх додаткової ізоляції. При більшій кількості шин на фазу номінальний струм шинопроводу незначно збільшується, і розщеплення неізованих шин у фазі нерационально.

Таблиця 8.1 – Технічні дані магістральних шинопроводів змінного струму

Дані	Тип шинопроводу			
	ШМА73	ШМА68-Н	ШМА59-Н	ШЗМ16
Номінальний струм А	1600	2500	4000	1600
Номінальна напруга, В	660	660	660	660
Електродинамічна стійкість до ударного струму КЗ, кА	70	70	100	70
Опір на фазу, Ом/км:				
активне	0,031	0,027	0,013	0,017
індуктивне	0,017	0,023	0,020	0,020
повне	0,036	0,035	0,024	0,028
Опір петлі фаза-нуль, Ом/км:				
активне	0,072	-	-	-
індуктивне	0,098	-	-	-
повне	0,123	-	-	0,07
Втрати напруги на кожних 100 м при $\cos\varphi=0,8$, В	9,7	15,4	16,4	-
Кількість та розміри шин (на одну фазу), мм	2×(90×8)	2×(120×10)	1×(160×12)	2×(100×10)
Кількість та площа перерізу нульових проводів, мм ²	2×710	2×640	2×640	-
Максимальна відстань між кріпленнями шин, м	6,0	3,0	3,0	6,0
Ступінь захисту оболонки по ДСТУ EN 60529:2018 [20]	IP20	IP20	IP20	IP31

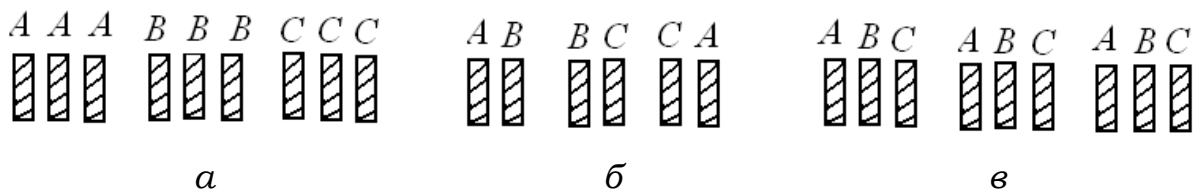


Рисунок 8.3 – Схеми розташування фаз у шинопроводах:

а – розщеплені фази; *б* – спарені фази; *в* – переплетені фази

Схема зі спареними фазами (рис. 8.3, б) дозволяє створити відносно скомпенсований шинопровод при несиметричному положенні шин в просторі. У цій схемі, при двох шинах на фазу, кожна половина фази

індуктивно пов'язана з половинами решти всіх фаз, а сумарне магнітне поле сконцентроване в просторі між цими шинами. Взаємне положення кожної пари шин немає значення.

Натепер магістральні шинопроводи ШМА73 і ШМА68-Н виготовляються тільки за такою шести-смуговою схемою з чергуванням напівфаз $BA - AC - CB$ (при цьому середня фаза винесена на краї, див. рис. 8.3, б), що зменшує індуктивний опір (до 0,017-0,023 Ом/км) та зменшує габарити шинопроводу, тому що у цих шинопроводах всі шини ізолювані, що забезпечує можливість зменшити відстань між ними в кожному пакеті до розміру, що встановлюється тільки товщиною ізоляції. Пропускна здатність шинопроводу зі спареними фазами більша ніж у шинопроводу, де кожна фаза складається з двох розщеплених шин однакового перерізу, рис. 8.4.

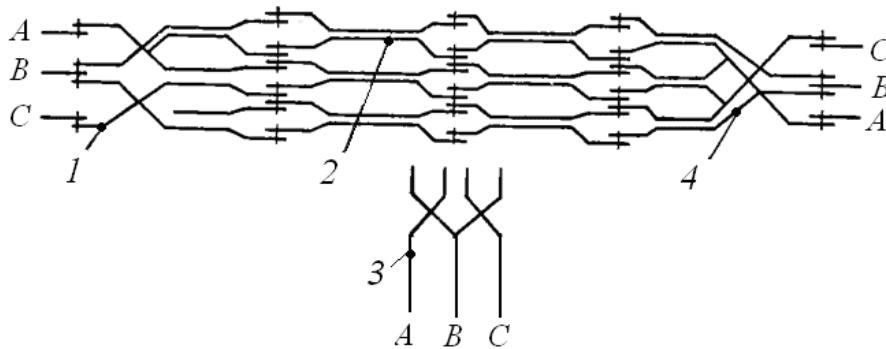


Рисунок 8.4 – Схема розташування фаз у шинопроводі зі спареними фазами
1 – приєднувальна секція; 2 – пряма (або кутова) секція; 3 – відгалужена секція;
4 – приєднувальна секція із зворотним чередуванням фаз

У шинопроводах зі спареними фазами для можливості їх з'єднання за допомогою одноболтового затиску або зварювання фази спарюють не по всій довжині. При цьому, залежно від середньої довжини секцій, частка ділянок з неспареними фазами становить 9-15 %. У місцях стику розщеплених секцій фази розташовують за схемою $A-B-C$.

Дослідження показали, що навіть при рівномірному фазному навантаженні струми в шинах напівфаз різні. Це пояснюється несиметричністю їхнього положення в пакеті шинопроводу відносно шин інших напівфаз, що призводить до відмінності індуктивних опорів. Найбільшою мірою це явище позначається при нерівномірних навантаженнях. Тому від спареного розташування фаз прагнуть відмовитися, і ведуться пошуки нових конструктивних рішень

шинопроводів для зниження втрат. Як варіант, можна використовувати шихтовані (переплетені) шини з мінімальними відстанями між різними фазними шинами (див. рис. 8.3, в).

У переплетеній конструкції шини різних фаз групують в окремі щільні пакети, що підвищує електродинамічну стійкість шинопроводу до струмів КЗ. При цьому окремі трифазні пакети шин можуть бути розташовані паралельно в загальній оболонці або в окремих оболонках з утворенням у цьому випадку самостійних модулів, з яких можна набирати шинопровід на необхідний струм. Можна вважати, що надалі перевага буде віддана саме стандартним модульним шинопроводам на обмежені значення струмів, наприклад, до 1600 А. При цьому завдяки можливості виконання ступінчастого перерізу без перехідних секцій забезпечується економія матеріалів і скорочується кількості моделей модулів.

Для захисту від можливих дотиків до струмоведучих частин та механічних пошкоджень неізолюваних (або не повністю ізолюваних) шин використовують перфоровані або суцільні оболонки. Ці оболонки, завдяки наявності отворів та розвиненої поверхні, забезпечують охолодження шинопроводу. Отвори в оболонці також перешкоджають значному нагромадженню пилу всередині шинопроводу, що сприятливо позначається на його експлуатації, збільшуються інтервали між чистками.

Шини, що ізолювані лаками або іншими ізоляційними матеріалами, вважаються недостатньо ізолюваними від дотику та можливих механічних пошкоджень. Наявність ізоляції на шинах не впливає на визначення ступеня захисту оболонки шинопроводу. Але в шинопроводах, що мають оболонки з перфорацією, ізоляція є додатковим фактором щодо поширення області застосування. Такий шинопровід краще працює у запиленому середовищі, ніж шинопровід у такій самій оболонці, але з неізолюваними шинами.

8.2 Вибір перерізів проводів, кабелів та шинопроводів

Марку провідника вибирають в залежності від характеристик середовища в цеху та способів прокладання. У внутрішньо-цехових мережах невибухонебезпечних приміщень при напрузі до 1 кВ перерізи проводів та кабелів вибирають за умовою нагрівання тривало допустимим струмом:

$$I_{p.\max} \leq I_{lon.al},$$

де $I_{p.\max}$ – розрахунковий максимальний струм лінії, А;

$I_{lon.al}$ – тривало допустимий струм для стандартних перерізів з урахуванням матеріалу струмонесучого елемента, А.

Остаточно перерізи проводів і кабелів в мережах напругою до 1 кВ обирають після вибору захисних апаратів, тому що вибраний за умовою нагрівання переріз струмопровідних частин необхідно перевірити на відповідність захисту:

$$I_{lon.al} \geq k_{pr} \cdot I_{Np},$$

де I_{Np} – номінальний струм розчіплювача захисного апарата, А;

k_{pr} – коефіцієнт захисту; визначається за довідковими таблицями, [14, 37, 39].

Для розрахунку кабелів цехів машинобудівних, металургійних виробництв та машинних залів електростанцій можна прийняти, що коефіцієнт захисту $k_{pr} = 1$.

Втрати енергії в кабелях визначають за законом Джоуля-Ленца, Дж:

$$\Delta W = I^2 \cdot R \cdot t,$$

де I – сила струму у провіднику, А; R – активний опір провідника, Ом;

t – час проходження струму, с.

Частина втрат йде на підвищення температури провідника, а частина віддається в навколишнє середовище. Відведення тепла (втрат) в навколишнє середовище за рахунок випромінювання незначне через порівняно малі перепади температур у зоні нагріву. Головним чином відведення тепла відбувається за рахунок конвекції. Розрахунок нагрівання за втратами енергії в провідниках та кабелях зазвичай зводиться до визначення струму, який обмежується допустимим значенням температури шин та провідників. Крім того, повинні бути відомі умови охолодження та температура навколишнього середовища. Температура струмопроводу підвищується до теплової рівноваги, поки тепло, що виділяється в провіднику, зрівняється з теплом, що відводиться з його поверхні в навколишнє середовище (в режимі S1). Зазвичай гранично допустима температура нагрівання шин при тривалій роботі дорівнює +70 °С, що необхідно для забезпечення надійної роботи болтових контактів. При тривалій роботі шин із температурою вище +110 °С, відбувається природний відпал матеріалу, що призводить до значного зниження його механічної міцності.

При короткочасному нагріванні, наприклад, струмами КЗ, допустимі значно більші температури:

- для мідних шин ($t_{lon.cu}$) – до +300 °С;
- для алюмінієвих ($t_{lon.al}$) – до +200 °С.

Навантажувальна здатність провідника характеризується тривало допустимим струмом навантаження, визначеним за умовою його нагрівання при заданому значенні різниці температури провідника (θ) та температури навколишнього середовища (θ_{inv}). Температура довкілля для голих провідників, за діючими ПУЕ, приймається $+25^{\circ}\text{C}$.

При тепловій рівновазі кількість енергії ΔW , що виділяється за одиницю часу при струмі I в однорідних неізольованих дротах з опором R , дорівнює кількості енергії, що відводиться в навколишнє середовище за той же час, Дж:

$$\Delta W = P \cdot R = k_{\theta} \cdot F (\theta - \theta_{inv}), \quad (8.1)$$

де k_{θ} – коефіцієнт тепловіддачі при конвективно-променистому переносі тепла, що характеризує кількість енергії, яка відводиться в навколишнє середовище з 1 см^2 поверхні при різниці температур, що дорівнює одному градусу, $\text{Вт}/(\text{см}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$;

F – поверхня охолодження провідника, см^2 .

Довго допустимий для конкретного провідника струм можна визначити з умови теплової рівноваги (8.1), А:

$$I_{perm} = \sqrt{\frac{k_{\theta} \cdot F \cdot (\theta_{perm} - \theta_{inv.})}{R}}, \quad (8.2)$$

де θ_{perm} – тривало допустима температура нагріву провідника, $^{\circ}\text{C}$.

Тож, при заданих умовах відводу тепла навантажувальна здатність провідника залежить від поверхні охолодження F , коефіцієнта тепловіддачі k_{θ} і його активного опору R .

У практичних розрахунках використовують готові таблиці тривало-допустимих струмів навантаження для шин з різних матеріалів, за різних умов прокладки, при допустимій температурі навколишнього середовища. У цьому випадку перевірка шинопроводів на нагрівання зводиться до перевірки виконання умови:

$$I_{p.max} \leq I_{lon.al}$$

де $I_{p.max}$ – максимальний робочий струм шини (провідника), А;

$I_{lon.al}$ – тривало допустимий за умовою нагрівання струм навантаження алюмінієвого шинопроводу за довідковими даними, А. Для прикладу, алюмінієва шина прямокутного перерізу розміром $120 \times 10 \text{ мм}^2$ має тривалий допустимий змінний струм, рівний 2070 А.

Електричні втрати в провідниках, кабелях, шинопроводіх слід визначати з урахуванням явища поверхневого ефекту (див. 6.1.2), який пояснює, чому активний опір шинопроводу при змінному струмі завжди дещо більше, ніж при постійному. Тому, згідно (8.2), за інших рівних умов допустимий змінний струм слід обирають дещо меншим, ніж постійний.

Поверхневий ефект проявляється завжди, тому можна використовувати шинопроводи не з суцільним перерізом, а з трубчастим. В цьому випадку вплив поверхневого ефекту на активний опір шини буде невеликим, і допустимі навантаження при постійному та змінному струмах можна вважати однаковими.

В електроустановках для всіх значень напруги жорсткі шини забарвлюють кольоровими емалевими фарбами, що полегшує роботу обслуговуючого персоналу, запобігає корозії та покращує охолодження, що призводить до збільшення їх навантажувальної здатності.

При великому струмі для кожної фази використовують декілька шин, зібраних у загальний пакет і укріплених спільно на опорних ізоляторах. Відстань між шинами в пакеті зазвичай приймають рівним їх товщині для забезпечення охолодження.

Зі збільшенням кількості шин у пакеті допустиме навантаження на фазу зростає непропорційно їх кількості, тому що діє ефект близькості і збільшує активний опір кола змінному струму. Тому сумарна здатність навантаження пакета шин менше, ніж здатність навантаження суцільної шини такого ж перерізу. В умовах експлуатації також необхідно враховувати падіння напруги в провіднику, в шинопроводі, В:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi),$$

де I_N – номінальний струм провідника (шини), А;

l – довжина провідника (шини), м;

R_0, x_0 – активний та індуктивний опір провідника (шини) відповідно, Ом.

8.3 Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1 кВ

Метою розрахунку струмів КЗ в мережах до 1 кВ є перевірка шинопроводів на стійкість до дії струмів КЗ, а автоматів, крім того, на граничний струм відключення та на чутливість захисту. Методика розрахунків максимальних та мінімальних значень струму при симетричних та несиметричних КЗ визначена у ГОСТ 30323-95. Допускаються спрощені методи розрахунків струмів КЗ, якщо похибка розрахунку не більш 10 %.

Для вибору та перевірки ЕО та апаратів за умовами КЗ розраховують:

- 1) ударний струм КЗ, значення його періодичної та аперіодичної складових;
- 2) чинне, максимальне та мінімальне значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу та до розрахункового часу розмикання пошкодженого кола.

При виборі заземлювальних пристроїв розраховують значення однофазних струмів КЗ. При цьому в електроустановках до 1 кВ необхідно враховувати:

- 1) активні опори елементів короткозамкненого кола, контактів та контактних з'єднань, а також зміни цих опорів внаслідок нагрівання при КЗ;
- 2) індуктивні опори всіх елементів короткозамкненого кола, включаючи провідники, силові трансформатори, трансформатори струму, реактори, струмові котушки АВ тощо;
- 3) значення параметрів синхронних та асинхронних двигунів;
- 4) опір електричній дугі у місці КЗ;
- 5) вплив комплексного навантаження (ЕД, перетворювачі, термічні установки, лампи розжарювання) на струм КЗ, якщо номінальний струм навантаження перевищує 1,0 % початкового значення періодичної складової струму КЗ, розрахованого без врахування навантаження.

При розрахунках струмів КЗ допускається:

- 1) максимально спростувати зовнішню мережу у місці КЗ, індивідуально враховувати потужність лише автономних джерел електроенергії та ЕД, що включені у безпосередній близькості до місця КЗ;
- 2) не враховувати струм намагнічування трансформаторів;
- 3) не враховувати насичення магнітних систем ЕО;
- 4) приймати коефіцієнти трансформації трансформаторів рівними відношенню середніх значень номінальної напруги тих ступенів мереж, які зв'язують трансформатори. При цьому слід використовувати шкалу номінальних напруг: 35; 24; 20; 15,75; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ, – незважаючи на те, що деякі з них не входять до ряду стандартних значень;
- 5) не враховувати вплив роботи АД, якщо їхній сумарний номінальний струм не перевищує 1,0 % від початкового значення періодичної складової струму в місці КЗ, розрахованого без урахування цих двигунів.

Для перевірки захисних апаратів по граничному струму КЗ визначають максимальне значення струму трифазного КЗ, а для перевірки

чутливості захистів – мінімальне значення струму однофазного КЗ, що електрично віддалене від джерела живлення.

Особливістю розрахунків струмів КЗ у мережах до 1 кВ є те, що:

- розрахунок проводиться в іменованих одиницях;
- при розрахунку струмів КЗ необхідно враховувати активні та індуктивні опори всіх елементів кола, включаючи провідники, трансформатори струму, струмові котушки автоматів, контакти та контактні з'єднання;
- при розрахунку струмів КЗ в електроустановках, що отримують живлення безпосередньо від енергосистеми, допускається вважати, що понижуючі трансформатори підключені до джерела напруги з постійною амплітудою через еквівалентний індуктивний опір системи. Значення цього опору x_c , наведене до НН мережі, розраховують, МОм:

$$x_c = \frac{U_{midLV}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{kHV} \cdot U_{midHV}} = \frac{U_{midLV}^2}{S_k} \cdot 10^{-3} \quad (8.3)$$

де U_{midLV} та U_{midHL} – середні номінальні напруги мережі, до якої підключена обмотка низької та високої напруги трансформатора, В;

$I_{kHV}=I_{pHV}$ – діюче значення періодичної складової струму при трифазному КЗ у виводів обмотки високої напруги трансформатора, кА;

S_k – умовна потужність КЗ у виводів обмотки ВН трансформатора, МВ·А.

За відсутності вказаних даних еквівалентний індуктивний опір системи можна розраховувати, МОм:

$$x_c = \frac{U_{midLV}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{Navt} \cdot U_{midHV}} \quad (8.4)$$

де I_{Navt} – номінальний струм відключення вимикача, встановленого на стороні ВН понижуючого трансформатора, А.

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках з автономними джерелами електроенергії необхідно враховувати значення всіх параметрів елементів електричної системи, включаючи автономні джерела (наприклад, СГ), розподільну мережу і споживачів.

Для установок до 1 кВ при розрахунках КЗ вважають, що потужність системи живлення нескінченна, і напруга на стороні високої напруги цехового трансформатора є незмінною.

8.4 Типи, вибір та перевірка захисної та комутаційної апаратури в мережах до 1 кВ

8.4.1 Вибір та перевірка захисної апаратури в мережах до 1 кВ

Апаратом захисту називають апарат, що автоматично відключає електричне коло для захисту від КЗ, пікових струмів або перевантажень, [14, 40, 50]. Усі існуючі або знову споруджувані електричні мережі повинні бути забезпечені необхідними та достатніми засобами захисту електричних кіл та ЕО. Апарати електричного захисту мають різні конструкції, принципи дії, включають різні функції захисту ЕО, можуть здійснювати один або відразу декілька видів захисту. Так, деякі АВ забезпечують захист від КЗ і від перевантаження. Деякі апарати захисту, наприклад плавкі запобіжники, є апаратами одноразової дії і вимагають заміни або перезарядки після кожного спрацювання, інші, такі як електромагнітні та теплові реле, є апаратами багаторазового дії, які, в свою чергу, різняться за способом повернення в стан готовності; є апарати з самоповерненням і апарати з ручним поверненням.

При цьому завжди в першу чергу необхідно забезпечити захист від ураження електричним струмом людей, які працюють із цими мережами. Вибір виду захисту проводиться в кожному конкретному випадку з урахуванням ступеня відповідальності привода, його потужності, умов роботи і обслуговування (наявність або відсутність постійного обслуговуючого персоналу). Корисно на підприємстві мати статистичну базу даних причин аварій обладнання попереднього покоління, перелік захисного обладнання, що використовувалось у той час, акти проведених ремонтів, виявлення повторюваних проблем.

Для прикладу розглянемо можливі системи захисту АД. Для кожного двигуна, кожного найменування ЕО, незалежно від потужності і напруги має бути передбачений захист від КЗ. Але для АД потрібно мати на увазі наступне:

- захист не потрібен спрацьовувати від пускових і гальмівних струмів АД, які можуть в 5-10 разів перевищувати його номінальний струм;
- в ряді випадків КЗ, наприклад, через виткові замикання, при замиканнях між фазами поблизу нульової точки обмотки статора, при замиканнях на корпус усередині двигуна тощо, захист повинен спрацьовувати при значеннях струмів, що менше пускових.

Одночасне виконати ці суперечливі вимоги складно. Тому система захисту низьковольтних АД будується так, що при деяких зазначених вище

пошкодженнях захист відключає двигун не відразу, а лише в процесі розвитку цих ушкоджень, після того як значно зросте струм, споживаний двигуном з мережі, через затримку часу, що виключає спрацювання під час пуску. На рис. 8.5 представлені можливі схеми захисту АД.

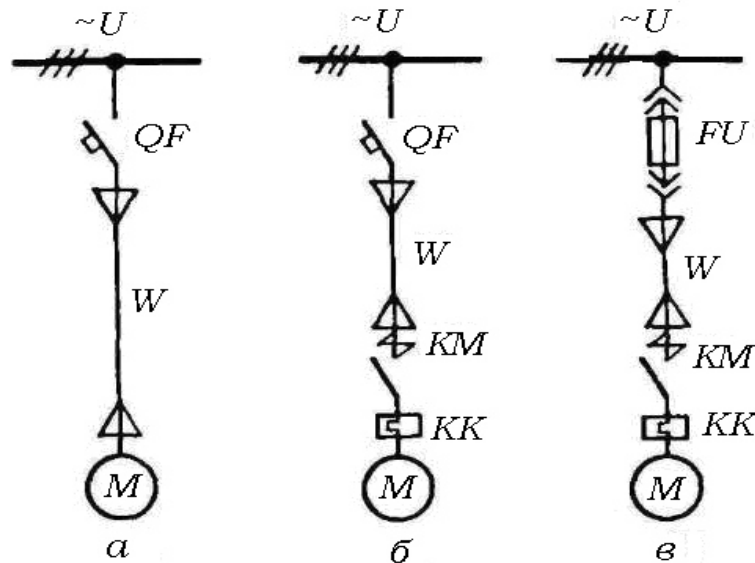


Рисунок 8.5 – Можливі схеми захисту АД:

- а* – з автоматичним вимикачем QF та з комбінованим розчіплювачем W ;
б – з автоматичним вимикачем QF , з комбінованим розчіплювачем W та з тепловим захистом KK ; *в* – з плавким запобіжником FU та тепловим захистом KK

Кожна ТП, кожна повітряна лінія, кожна кабельна лінія та розподільні внутрішньо-будинкові мережі, кожен ЕП мають власні апарати захисту, що забезпечують їхню безперебійну та надійну роботу. Такі апарати підбирають за типом, за способом підключення та параметрами захисту.

Вони бувають різних видів: запобіжники із плавкими вставками; АВ; реле (струмові, теплові, реле напруги) тощо.

8.4.2 Захист запобіжниками із плавкими вставками

8.4.2.1. Конструкція запобіжників із плавкими вставками

КЗ відносяться до числа самих небезпечних аварійних режимів. Найчастіше причиною їх виникнення служить пробій ізоляції. У момент КЗ значення сили струму або напруги зростає в десятки разів по відношенню до номінальних, що підсилює електродинамічний та термічний вплив. В установках потужністю до 100 кВт, в промисловості та в побуті найчастіше використовують запобіжники з плавкими вставками, що захищають ділянку кола від перевантажень та струмів КЗ.

Для захисту електродвигунів від КЗ запобіжники ставлять на кожну фазу. Недоліком цього засобу є те, що при відключенні однієї фази дві інші залишаються в робочому стані, що призводить до аварійного режиму роботи на двох фазах. Розрахунок номіналу кожної з трьох вставок проводиться з урахуванням величини пускового струму.

Запобіжники з плавкими вставками («плавкі запобіжники») бувають одноразові та зі змінними вставками. Існують запобіжники, що працюють на напрузі до 1 кВ, та високовольні запобіжники, що працюють на напрузі вище 1 кВ (наприклад, плавкі запобіжники на трансформаторах власних потреб підстанцій з боку 6 кВ). Зручність в експлуатації, простота конструкції та легкість при заміні пояснюють їх велику поширеність, рис. 8.6.

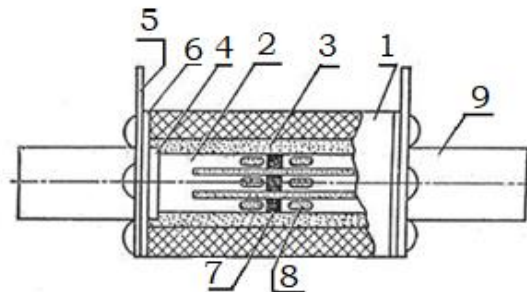


Рисунок 8.6 – Плавкий запобіжник типу ПН-2:

- 1 – корпус квадратного перерізу (з порцеляни або зі стеатиту);
- 2 – стрічкові плавкі вставки; 3 – наповнювач (кварцовий пісок);
- 4 – диск; 5 – пластини; 6 – азбестове прокладання; 7 – олов'яні кульки, які наносяться на вставки для зниження температури плавлення;
- 8 – зона звуження плавкої вставки; 9 – ножові контакти

Плавкі вставки приварюють до диска, що кріпиться до пластин, пов'язаних із ножовими контактами. Пластини кріпляться до корпусу гвинтами. Плавкі запобіжники вважаються найбільш простими, дешевими та надійними апаратами захисту в мережах НН та ВН (до 110 кВ). У той же час плавкий запобіжник є найслабшою ланкою електричного кола. Захисні властивості плавких запобіжників не регулюються та визначаються габаритом патрона, номінальним струмом плавкої вставки, а також температурою експлуатації, способом монтажу, ступенем старіння плавкого елемента тощо. У промисловості найбільшого поширення набули запобіжники типів ПР-2 (плавкі запобіжники з гасінням дуги у закритому обсязі) та ПН-2 (плавкі запобіжники

з дрібнозернистим наповнювачем). На рис. 8.7 наведено класифікацію запобіжників за принципом дії, матеріалом плавкою вставки та конструкції.

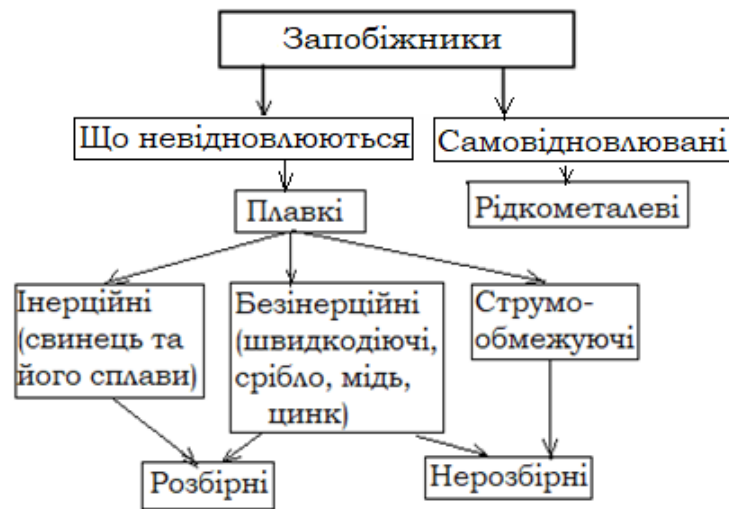


Рисунок 8.7 – Класифікація запобіжників

Основними елементами запобіжників є плавка вставка, що включається в розсічку захищеного кола, і дутогасний пристрій, що гасить дугу, яка виникає після плавлення вставки. На рис. 8.8 представлений спосіб включення плавкого запобіжника ПР-2 в мережу та види плавких вставок.

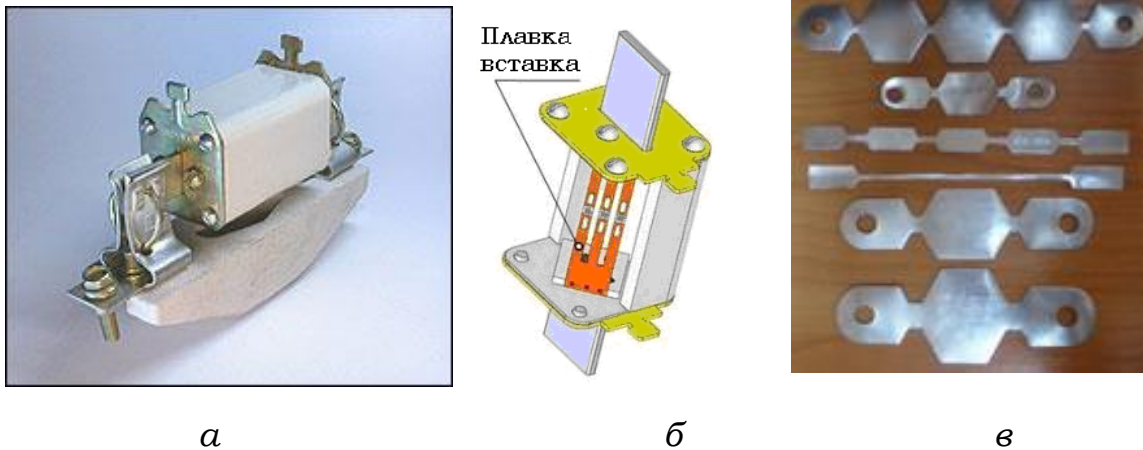


Рисунок 8.8 – Влаштування запобіжника ПР-2

а – спосіб встановлення запобіжника; б – схема установки плавкої вставки в корпусі; в – вид плавких вставок

Існує модифікація запобіжників із плавкою вставкою з індикатором спрацювання. Це зручно при великій кількості запобіжників, так як полегшується процес пошуку елемента, що спрацював.

Основні вимоги до плавких запобіжників:

1) час-струмова (захисна) характеристика запобіжника повинна проходити нижче, але можливо ближче до час-струмової характеристики об'єкта, що захищається;

2) час спрацювання запобіжника при КЗ має бути мінімально можливим, особливо при захисту напівпровідникових приладів. Запобіжники повинні обмежувати струми, мати високу вимикаючу здатність;

3) запобіжники повинні працювати селективно (виборче);

4) заміна згорілого запобіжника повністю або тільки плавкої вставки не повинна вимагати багато часу;

5) характеристики запобіжника мають бути стабільними. Розкид параметрів через технологічні відхилення виготовлення не повинен погіршувати захисні властивості запобіжника.

Плавкі запобіжники ПР-2 з гасінням дуги у закритому обсязі на струми від 15 до 60 А мають спрощену конструкцію (див. рис. 8.7). Вставка запобіжника ПР-2 штампується з легкоплавкого та стійкого до корозії цинку; розташовується в герметичному трубчастому патроні, що складається з фібрового циліндра, латунної обойми та ковпачка. Плавка вставка притискається до латунної обойми ковпачком, що є вихідним контактом. Форма вставки дозволяє отримати сприятливу час-струмову (захисну) характеристику. У запобіжниках на струми понад 60 А плавка вставка приєднується до контактних ножів за допомогою болтів.

Гасіння дуги в плавкому запобіжнику ПР-2 відбувається дуже швидко (близько 2 мс), тому можна вважати, що розширені частини вставки в процесі гасіння залишаються нерухомими. Тиск усередині патрона запобіжника пропорційний квадрату струму в момент плавлення вставки і може досягати великих значень. Тому фібровий циліндр повинен мати високу механічну міцність, для цього на його кінцях встановлені латунні обойми. Диски, жорстко пов'язані з контактними ножами, кріпляться до обойми патрона за допомогою ковпачків.

Часом спрацювання плавкого запобіжника вважають час плавлення плавкого елемента до появи електричної дуги. Повний час відключення електричного кола складає, мс:

$$t_{shut} = t_{act} + t_{ext},$$

де t_{act} – час спрацювання запобіжника, мс;

t_{ext} – час гасіння дуги. Знаходиться в межах від 1 до 10 мс.

Ударний струм КЗ, що пропускається запобіжником, визначається часом спрацьовування запобіжника (часом згоряння вставки). Струм спрацьовування – струм, що призводить до спрацьовування запобіжника за час, достатній для досягнення сталого теплового стану (це може бути 1-4 години в залежності від номінального струму спрацьовування плавкого елемента). Струм, який за тих самих умов не призводить до спрацьовування запобіжника, називають струмом неспрацьовування. Середнє геометричне цих двох струмів називають прикордонним струмом запобіжника (I_{bord}), і він має відповідати умові:

$$1,1 \cdot I_N \leq I_{bord} \leq 2,0 \cdot I_N.$$

Умови вибору та перевірка плавкого запобіжника:

1) номінальна напруга запобіжника U_{Nzap} повинна бути рівною або більше номінальної напруги мережі U_{Nnet} , В:

$$U_{Nzap} \geq U_{Nnet};$$

2) номінальний струм плавкої вставки I_{fusN} вибирають по розрахунковому струму кола I_{cal} , що захищається, і відбудовують від струмів короткочасного допустимого навантаження та від пускових і пікових струмів ЕО, А:

$$I_{fusN} \geq I_{cal}; \quad I_{fusN} \geq I_{road} / k_{dur},$$

де I_{cal} – розрахунковий струм кола, що захищається, А:

I_{road} – розрахунковий струм навантаження, піковий струм, А;

k_{dur} – коефіцієнт, що враховує тривалість навантаження. Фактично це тривалість перехідного процесу та його значення приймають рівним:

- $k_{dur} = 2,5$, якщо час розгону двигуна менш 10 с;
- $k_{dur} = 1,6-2$, якщо час розгону більше 10 с або за частих пусків;

3) при виборі засобу захисту трансформатора необхідно враховувати кидок струму при включенні, який вибирають більше подвійного номінального струму трансформатора: $I_{startT} \geq 2I_N$.

Номінальний струм патрона запобіжника повинен відповідати обраній вставці;

4) вибрані плавкі запобіжники перевіряють на необхідну чутливість захисту (k_{sen}):

$$- \text{в електричних мережах загального призначення } k_{sen} = \frac{I_{k \min}}{I_{fusN}} \geq 3;$$

$$- \text{для вибухонебезпечних приміщень } k_{sen} = \frac{I_{k \min}}{I_{fusN}} \geq 4;$$

де $I_{k \min}$ – мінімальний струм КЗ в кінці зони, що захищається;

5) також проводять перевірку на відключаючу здатність (струм $I_{fus.shut}$) при трифазному КЗ: $I_k^{(3)} \leq I_{fus.shut}$.

Запобіжники ПР-2 випускаються двох розмірів: короткі та довгі. Вони працюють безшумно, практично без викиду полум'я та газів, що дозволяє встановлювати їх на близькій відстані один від одного. Короткі запобіжники ПР-2 призначені для роботи в мережах змінної напруги не вище 380 В. Вони мають меншу здатність, що відключає, ніж довгі і розраховані на роботу в мережі з напругою до 500 В.

Недоліками плавких запобіжників є те, що вони не забезпечують захист від перевантажень, а також те, що перегорання запобіжника в одній фазі призводить до ненормального режиму роботи ЕД, пуск та робота яких у двофазному режимі може призвести до аварії. Тому обов'язково із запобіжником потрібна установка додаткового апарату захисту: магнітного пускача або контактора (на великі струми) з вбудованими електротермічними розчіплювачами, що включені в коло управління котушки пускача. Магнітний пускач є одночасно апаратом захисту і від мінімальної напруги: при напрузі, менше деякого критичного значення (зазвичай 0,6-0,7 U_N), він відключає мережу і при відновленні напруги самостійно не вмикається якщо є звичайне кнопочке керування. Це захищає обладнання від самозапуску.

Якщо потрібно самозапуск ЕД, то пускову кнопку пускача шунтують контактами реле часу, витримка часу якого перекриває короткочасну перерву в електроживленні або час значного зниження напруги.

Номінальний струм теплового реле магнітного пускача I_{relN} , який захищає ЕО від перевантаження, вибирають за розрахунковим струмом лінії I_{line} :

$$I_{relN} \geq I_{line}.$$

До недоліків плавких запобіжників також можна віднести:

- одноразовість спрацьовування та неможливість перевірки захисних властивостей без руйнування вставки;
- незалежна робота кожної фази, тому що вони включаються у кожну фазу окремо;
- можливість помилкових спрацьовувань;
- складність забезпечення захисту електричного кола у всьому діапазоні можливих надструмів;
- «старіння» плавкою вставки тощо.

Плавкі запобіжники з дрібнозернистим наповнювачем ПН-2 більш досконалі, ніж запобіжники ПР-2, (див. рис. 8.5 и рис. 8.7).

Як наповнювач у запобіжниках ПН-2 використовується кварцовий пісок із вмістом SiO_2 не менше 98 %, із зернами розміром $(0,2-0,4) \cdot 10^{-3}$ м та вологістю не вище 3 %. Зерна піску мають високу теплопровідність і добре розвинену поверхню, що сприяє охолодженню. Перед засипанням пісок ретельно просушується за температури $+(120-180)^\circ\text{C}$. Плавка вставка виконується з мідної стрічки завтовшки 0,1-0,2 мм. Для забезпечення обмеження струму плавку вставку роблять зі звуженням перерізу (див. рис. 8.7,в), і поділяють на три паралельні гілки для більш повного використання наповнювача. Застосування тонкої стрічки та ефективне тепловідведення від звужених ділянок дозволяє вибрати мінімальний переріз вставки для номінального струму та забезпечує високу струмообмежувальну здатність. Послідовне з'єднання декількох звужених ділянок сприяє уповільненню зростання струму після плавлення вставки, тому що зростає напруга на запобіжнику. Для зниження температури плавлення на вставки наносять олов'яні смужки або кладуть олов'яні зерна (металургійний ефект).

При КЗ плавка вставка запобіжника ПН-2 згоряє і дуга горить у каналі, утвореному зернами наповнювача. Через горіння у вузькій щілині, при струмах вище 100 А дуга має зростаючу вольт-амперну характеристику. Градієнт напруги дуги дуже високий, досягає $(2-6) \cdot 10^4$ В/м, що забезпечує її гасіння за кілька мілісекунд. Після спрацювання плавкі вставки запобіжника разом із диском замінюють, а патрон знову засипають піском. Для герметизації патрона під пластини кладуть азбестову прокладку, що оберігає пісок від зволоження.

Запобіжники ПН-2 виконують на струми до 630 А. Струм КЗ, що відключається запобіжником, досягає 50 кА (діюче значення струму). Малі габарити, незначні витрати дефіцитних матеріалів (міді), висока струмообмежувальна здатність – перевага плавкого запобіжника ПН-2. При номінальних струмах $I_N \leq 40$ А запобіжник має ще простішу конструкцію.

8.4.3. Захист автоматичними вимикачами

8.4.3.1. Конструкція та принцип дії АВ

АВ був винайдений у 1836 році американським ученим Чарлзом Графтоном Пейджем. В 1879 р. Томас А. Едісон науково-правильно описав пристрій АВ.

АВ – це пристрій комутації, який має контактний тип, і його завданням є автоматичне відключення електричного кола при КЗ, при падінні напруги та перевантаженні в мережі. Вони знаходять широке застосування в установках змінного струму напругою до 660 В. АВ встановлюють у мережах постійного та змінного струму, використовують для включень та відключень електричних кіл ЕП, для захисту електроустановок від перевантажень, від КЗ та неприпустимого зниження напруги.

Сучасний АВ був запатентований компанією «Браун, Бовери і Компанія» зі Швейцарії, яка в 1988 році об'єдналась зі шведською компанією ASEA і перетворилася в АВВ. Сучасний АВ – багатофункціональний складний електротехнічний пристрій багаторазової дії, що дозволяє його використовувати для виконання схем мережевої автоматики (АВР, АПВ). АВ поєднує комутаційні та захисні функції: рубильник, запобіжник, теплове реле.

Користуватися АВ зручно, але вони мають складнішу конструкцію ніж запобіжники, рис. 8.9.

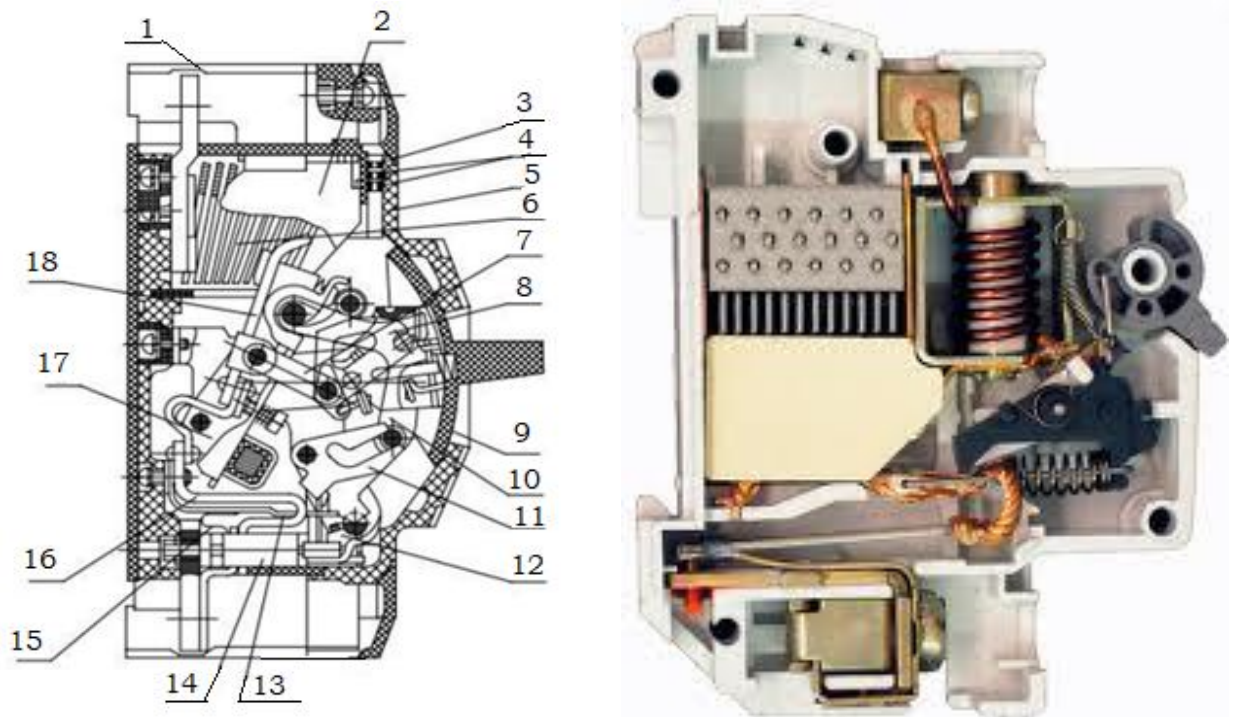


Рисунок 8.9 – Пристрій автоматичного вимикача ВА 04-36:

- 1 – основа; 2 – камера дугогасна; 3 та 4 – іскрогасильні пластини;
- 5 – кришка; 6 – сталеві пластини; 7 і 8 – ланка; 9 – рукоятка;
- 10 – важіль опорний; 11 – засувка; 12 – відключаюча рейка;
- 13 – термо-біметалічна пластина; 14 – електромагнітний розчіплювач;
- 15 – провідник гнучкий; 16 – струмопровід; 17 – контакто-утримувач;
- 18 – рухомі контакти

АВ легко відновлюються (включаються), не вимагають заміни, одночасно відключають живлення у всіх трьох фазах, а не в одній пошкодженій, що виключає роботу ЕО в неповнофазному режимі, тож забезпечує більш ефективний захист ЕО порівняно із захистом плавкими запобіжниками. Користуватися АВ зручно також під час проведення регламентних ремонтних робіт.

АВ виконуються одно-, дво-, три- та чотиріполюсними і мають такі конструктивні вузли: головна контактна система, система дутогасіння, привод, розмикаючий пристрій, розчеплювач і допоміжні контакти. Контактна система може бути триступеневою (з головними, проміжними і дутогасильними контактами), двоступеневою (з головними і дутогасильними контактами) і одноступеневою при використанні металокераміки.

Для включення АВ, що знаходиться в розчепленому положенні, механізм повинен бути зведений переміщенням рукоятки (9) вимикача у напрямку знака «О» до упору. При цьому відбувається зачеплення важеля (10) з клямкою (11), а клямки – з відключаючою рейкою (12). Увімкнення здійснюється переміщенням рукоятки (9) у напрямку знака «1» до упору. Провал контактів та контактне стиск при включенні забезпечується за рахунок зміщення рухомих контактів (18) щодо контакто-утримувача (17).

Відключення АВ відбувається при повороті розчеплювачем рейки, що відключає (12) незалежно від положення рукоятки АВ (9). При цьому ручка займає проміжне положення між знаками «О» та «1», вказуючи, що вимикач вимкнено автоматично. Дутогасні камери (2) встановлені в кожному полюсі вимикача і є деіонними ґратами, що складаються з ряду сталевих пластин (6). Іскрогасники, що містять іскрогасильні пластини (3) і (4), закріплюють у кришці (5) вимикача перед отворами для виходу газів у кожному полюсі АВ.

Якщо в колі, що захищається, хоча б на одному полюсі струм досягає величини, що дорівнює або перевищує значення уставки по струму, спрацьовує відповідний розчіплювач, і вимикач відключає це коло. Максимальний електромагнітний розчіплювач струму (14) встановлюється в кожному полюсі вимикача. Розчіплювач виконує функцію миттєвого захисту від КЗ. При досягненні струмом величини, що дорівнює або перевищує струм уставки, в зоні перевантаження і КЗ спрацьовує відповідний максимальний розчіплювач, що відключає захищуєме коло незалежно від положення рукоятка вимикача.

АВ низької напруги забезпечуються вбудованими розчіплювачами різного типу, сигнал якого впливає безпосередньо на електромагніт його відключення:

- розчіплювачем струму витoku на землю;
- електромагнітним або електронним розчіплювачем максимального струму та миттєвої або уповільненої дії. Швидкість спрацьовування практично залежить від величини струму;
- електротермічним або електронним інерційним розчіплювачем максимального струму із залежною від струму витримкою часу;
- розчіплювачем мінімальної напруги;
- розчіплювачем зворотного струму або зворотної потужності. Їх застосовують для захисту від випадання із синхронізму СГ, що працюють на електричну мережу;
- незалежні розчіплювачі застосовують для місцевого дистанційного відключення АВ при спрацьовуванні зовнішніх захисних пристроїв.

Перші два типи розчіплювачів встановлюють на всіх полюсах, решта розчіплювачів – по одному на вимикач. Струми уставки спрацьовування АВ, а також струмові розчіплювачі витримки часу можуть бути регульованими. В одному вимикачі можна застосовувати один або кілька типів струмових розчіплювачів і додатково встановлювати до них розчіплювач мінімальної напруги, незалежний розчіплювач і електромагніт включення.

За часом спрацьовування електромагнітні та електронні розчіплювачі мають чотири різновиди:

- 1) розчіплювачі, що забезпечують спрацьовування АВ за час, набагато менше 0,01 с; вони відключають струм КЗ раніше, ніж він досягне свого ударного значення. Такі АВ називають струмообмежуючими;
- 2) розчіплювачі, що забезпечують відключення струму КЗ при першому проходженні струму через нульове значення ($t=0,01$ с);
- 3) нерегульовані розчіплювачі, час спрацьовування яких перевищує 0,01 с;
- 4) розчіплювачі з регульованою витримкою часу (0,1-0,7 с), що дозволяють уповільнити їх роботу щодо інших АВ тієї ж мережі. Їх називають селективними.

8.4.3.2 Види автоматичних вимикачів

Усі АВ працюють по принципу струмо-обмеження і поділяються на декілька типів:

1) установчі автомати – оснащуються пластиковим коробом, завдяки чому ці пристрої можна монтувати в житлових приміщеннях без ризику для людей;

2) універсальні автомати – не оснащуються захисним корпусом, тому їх можна монтувати лише у спеціальному розподільчому обладнанні;

3) швидкодіючі автомати – особливість у тому, що час реагування становить менше 5 мс;

4) автомати уповільненої дії, у яких час спрацювання змінюється в діапазоні від 10 до 100 мс;

5) селективні – ці АВ можна налаштувати на певний час вимкнення при появі струму КЗ;

6) автомати зворотного струму – АВ спрацьовує виключно при зміні напрямку струму у певній ділянці;

7) поляризовані АВ – знеструмлюють ділянку електричного кола за певним напрямком струму через вимикач, наприклад, збільшення;

8) неполяризовані АВ виконують автоматичне відключення тільки в залежності від величини струму, не залежно від його напрямку.

8.4.3.3 Розрахунок та вибір автоматичного вимикача

АВ вибирають по таким показникам і вимогам:

1) $U_{N_{авт}} > U_{N_{нетв}}$, де $U_{N_{авт}}$ – номінальна напруга автомата, В;

$U_{N_{сети}}$ – номінальна напруга ділянки мережі, що захищається, В;

2) $I_{N_{rel}} \geq I_{road}$, А, де $I_{N_{rel}}$ – номінальний струм розчіплювача, А;

I_{road} – розрахунковий струм ділянки мережі, що захищається, А.

Для одиночних електродвигунів, що захищаються АВ, вважаємо, що $I_{N_{rel}} = I_{N_{мот}}$, де $I_{N_{мот}}$ – номінальний струм двигуна, А.

Якщо елемент мережі, що захищається, працює в режимі частих перевантажень, то необхідно вибирати автомати з регульованими розчіплювачами уповільненого спрацювання, які не відключають ЕП при планових перевантаженнях, але здійснює захист в аварійних режимах. Уставка уповільненого спрацювання регульованих розчіплювачів, що здійснюють захист від навантаження $I_{u,rel}$, вибирається за правилом, А:

$$I_{u,rel} \geq (1,3-1,5) \cdot I_{rel}.$$

При виборі струму уставки миттєвого спрацювання електромагнітного розчіплювача, що здійснює захист від КЗ, необхідно відбудуватися від короточасних перевантажень (прийняти великим струмом відключення), що викликаються пуском (самозапуском) двигунів, А:

$$I_{insSC} \geq (1,5-1,8) \cdot I_{overl},$$

де I_{overl} (або I_{pic}) – струм короткочасного перевантаження (або піковий струм), що визначається залежно від характеру навантаження ділянки мережі, що захищається:

1) для одиночних двигунів, А:

$$I_{overl} = I_{start} = k_{start} \cdot I_{Nmot},$$

де k_{start} – кратність пускового струму двигуна;

2) для ЕД, що запускаються самі, А:

$$I_{overl} = \sum_{i=1}^n I_{start.i},$$

де $\sum_{i=1}^n I_{start.i}$ – сума струмів, що виникають при самозапуску АД, А;

3) для пуску потужного двигуна і забезпечення режиму нормальної роботи всіх інших ЕП, підключених до лінії що захищається, повинна виконуватися умова, А:

$$I_{overl} \geq (k_c \cdot \sum_1^{n-1} I_{Nmot} + I_{start.max},$$

де $\sum_1^{n-1} I_{Nmot}$ – сума номінальних струмів двигунів, приєднаних до лінії, що захищається, без урахування найбільш потужного ЕД, А;

$I_{start.max}$ – пусковий струм найбільш потужного ЕД на ділянці мережі, що захищається, А; $k_c < 1$ – коефіцієнт попиту.

АВ вибирають за номінальним струмом вимикача (I_{Nsw}) і за номінальним струмом розчіплювача (I_{Nrel}), А:

$$I_{Nrel} = I_{long.line} / k_t,$$

де k_t – коефіцієнт, що враховує умови встановлення АВ: при відкритій установці $k_t=1$; при встановленні в закритих шафах $k_t=0,85$;

$I_{long.line}=I_{Nmot}$ – тривалий струм лінії, рівний номінальному струму двигуна, А:

$$I_{long.line} = I_{Nmot} = \frac{P_{Nmot}}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \eta_N \cdot \cos \varphi_N};$$

де P_{Nmot} – номінальна потужність двигуна, кВт;

U_N – номінальна напруга двигуна, кВ;

η_N – номінальний ККД двигуна, в.о.;

$\cos \varphi_N$ – номінальний коефіцієнт потужності двигуна, в.о.

Після визначення номінальних струмів двигунів, що захищаються АВ, визначають пусковий струм двигунів з урахуванням його кратності, А:

$$I_{start} = k_{start} \cdot I_{Nmot}.$$

Для АД кратність пускового струму $k_{start}= 5-8$.

Піковий струм при розрахунках приймається:

$$I_{pic} = I_{start.max.mot} + \sum I_{Nmot.i},$$

де $I_{start.max.mot}$ – пусковий струм найбільшого двигуна, А.

Розрахуємо номінальний струм розчіплювача з урахуванням поправного коефіцієнта $k_t=0,85$ та того, що автомати монтуються у шафах, що погіршує тепловіддачу, А:

$$\frac{I_{N_{avl}}}{0,85} \leq I_{N_{rel}}; \quad I_{N_{rel}} = \frac{I_{N_{mot}}}{0,85}.$$

Для відбудови від пускових струмів (забезпечення неможливості спрацьовування розчіплювача) слід встановити струм спрацьовування розчіплювача ($I_{work.rel}$), який на 25% перевищить максимальний пусковий струм двигуна (I_{start}), А:

$$I_{work.rel} = 1,25 \cdot I_{start}.$$

Це означає, що АВ не повинен спрацьовувати доки пусковий струм не перевищить номінальний на 25%. Це дозволений діапазон. За отриманими даними вибирають АВ із таблиць заводу-виробника. По струму після-аварійного режиму, з урахуванням теплового поправочного коефіцієнта, вибирають номінальний струм селективного автомата.

Ввідні автомати в цехову СЕП вибирають за встановленою потужністю цехових трансформаторів з урахуванням їхнього можливого навантаження в після-аварійному режимі (згідно з ДСТУ 3463-96), [18], А:

$$I_N = \frac{1,4 \cdot S_{N.tireA}}{\sqrt{3} \cdot U_N}.$$

де $S_{N.tireA}$ – розрахункова номінальна потужність ШРА, кВ·А;

Усі вибрані АВ перевіряють:

1) на здатність відключати обладнання, А:

$$I_{lim.sw} \geq I_{SCmax}^{(3)},$$

де $I_{SCmax}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ;

$I_{lim.sw}$ – допустиме граничне значення струму в мережі, А;

2) на чутливість захисту:

– при захисті АВ із розчіплювачами уповільненої дії, А:

$$I_{SCmin}^{(3)} \geq 3 \cdot I_{N_{rel}}$$

де $I_{SCmin}^{(3)}$ – мінімальний струм однофазного КЗ в електрично віддаленій точці ділянки мережі, що захищається, А;

$I_{N_{rel}}$ – номінальний струм розчіплювача сповільненого спрацьовування, А;

– при захисті автоматами з розчіплювачами миттєвого спрацьовування, А:

$$I_{SCmin}^{(1)} \geq (1,25 - 1,4) \cdot I_{st.SC},$$

де $I_{st.SC}$ – струм уставки миттєвого спрацьовування, А;

«1,4» – коефіцієнт для автоматів з $I_{N_{avt}} < 100 \text{ A}$;

«1,25» – коефіцієнт для автоматів з $I_{N_{avt}} \geq 100 \text{ A}$.

8.4.4. Системи гасіння дуги в автоматичних вимикачах

8.4.4.1. Види систем гасіння дуги в АВ

Системи гасіння дуги є важливими елементами конструкції АВ, тому що внаслідок розмикання кола, розриву контактів вимикача може виникнути електрична дуга. В АВ масового застосування в основному використовують деіонні дугогасні грати зі сталевих пластин. Оскільки АВ повинні працювати як на змінному, так і на постійному струмі, кількість пластин вибирається за умови відключення кола постійного струму так, щоб на кожну пару пластин припадала напруга менша за 25 В. У колах змінного струму з напругою 660 В дугогасильні пристрої забезпечують гасіння дуги зі струмом до 50 кА. На постійному струмі ці пристрої відключають струми до 55 кА.

В дугогасильних камерах, які складаються із закріплених паралельно одна іншій металевих пластин, електричну дугу дроблять, нейтралізують або розривають в залежності від конструкції. У дугогасних пристроях зі сталевими пластинами гасіння відбувається спокійно, з мінімальним викидом іонізованих та нагрітих газів із дугогасного пристрою.

Дугогасні пристрої АВ мають два виконання— напівзакрите та відкрите.

У напівзакритому виконанні в кожуху АВ є отвори для виходу гарячих газів. Об'єм кожуха робиться досить великим, щоб знизити всередині кожуха надлишковий тиск. Зона викиду гарячих та іонізованих газів зазвичай становить кілька сантиметрів від вихлопних щілин. Таке конструктивне рішення застосовується в АВ з граничним струмом до 50 кА, що монтуються поряд з іншими апаратами, у розподільчих пристроях, в автоматах із ручним керуванням, в настановних та універсальних автоматах. При струмах 100 кА і вище, при великих напругах (вище 1 кВ), в швидкодіючих АВ застосовуються камери відкритого виконання з великою зоною викиду.

Також в АВ змінного струму застосовують системи газового гасіння дуги. При газовому гасінні дуги електрична дуга горить у потоках газів, де вона охолоджується, викривляється, подовжується і розривається.

Види систем гасіння дуги газами:

1) газове гасіння дуги застосовують в апаратах разового використання (запобіжники з плавкими вставками), в розрядниках та в оливних вимикачах. В зоні розриву при появі дуги значно підвищується температура,

розігріваються спеціальні газогенеруючі речовини (оргскло, фібра), які виділяють додаткові потоки газів. Утворений газ містить велику кількість водню, який має високу теплоємність і забезпечує інтенсивне відведення тепла від дуги;

2) *при повітряному гасінні дуги* на дугу діє потік стисненого повітря. Повітряне гасіння дуги буває поперечне, що застосовується в АВ напругою не більше 15 кВ, та поздовжнє – використовується в АВ мереж постійного струму електровозів;

3) *системи магнітного гасіння дуги*. Дія системи магнітного гасіння дуги заснована на взаємодії електричної дуги з магнітним полем: під дією поля електрична дуга переміщається в просторі, подовжується та розривається.

При великих струмах застосовуються лабіринтно-щілинні камери та камери з прямою поздовжньою щілиною. Втягування дуги в щілину здійснюється магнітним потоком струму котушки, і стінки камери охолоджують дугу. Зважаючи на те, що дуга віддає велику кількість тепла стінкам щілини, матеріал камери повинен мати високу теплопровідність і температуру плавлення, а також необхідно, щоб дуга рухалася безперервно з великою швидкістю. Як матеріал для камери застосовується кордієрит. Це вимагає створення потужного магнітного поля по всьому шляху руху дуги в щілині. При недостатній швидкості руху дугогасний пристрій руйнується. Вузька щілина підвищує градієнт напруги у дугі, що скорочує необхідну для гасіння дуги довжину стінок щілини. Зигзагоподібна форма щілини зменшує габарити автомата.

Поздовжньо-щілинна камера може мати кілька паралельних щілин постійного перерізу. Це зменшує аеродинамічний опір камери та полегшує входження дуги з великим струмом у щілини. Дуга розбивається на ряд паралельних гілок, які потроху гаснуть. Стінки камери та перегородки виготовляються з азбоцементу.

Системи магнітного дугогасіння класифікують:

- *системи дугогасіння з постійними магнітами*. До недоліків таких систем слід віднести малі допустимі струмові навантаження, високу ціну та крихкість матеріалів магнітів;

- *системи дугогасіння з електромагнітним дуттям* (електродинамічний магнітне дугогасіння). У цих системах гасіння дуги засноване на взаємодії електричної дуги з власним магнітним полем та магнітним полем струмопровідних частин АВ. Електрична дуга, що виникає між контактами, переміщається перпендикулярно до силових

ліній магнітного поля, перекидається на дугогасильні «роги», подовжується і рветься. До переваг таких систем можна віднести простоту, відсутність додаткових пристроїв, підтримку сталості напрямку електромагнітної сили при зміні напрямку струму. Недоліком є те, що іноді подовження магнітної дуги недостатньо для гасіння;

3) *електромагнітне гасіння дуги* базується на взаємодії електричної дуги із зовнішнім магнітним полем, створюваним спеціальними пристроями, що складаються з котушки збудження (котушка для гасіння дуги) та магнітопроводу. Дугогасні котушки збудження бувають з послідовним та незалежним включенням обмотки.

Кожна з цих систем має переваги та недоліки:

- у системах з послідовним збудженням до переваг можна віднести те, що сила, що виникає, пропорційна струму і при зміні напрямку струму не змінює напрямку своєї дії. Недолік – при малих струмах виникають труднощі з гасінням дуги через недостатню величину сили, що виникає;

- у системах з незалежним збудженням перевагою є те, що котушка живиться від окремого джерела і сила, що виникає, не залежить від величини струму в колі. До недоліку слід віднести необхідність зміни напрямку струму в дугогасильній котушці при зміні напрямку струму навантаження.

Найбільш відповідальною частиною струмопровідного кола АВ є контакти. При номінальних струмах до 200 А в АВ застосовується одна пара контактів, які для збільшення стійкості до дії дуги можуть бути облицьовані металокерамікою. Великі номінальні струми вимагають застосування в АВ двоступінчастого контакту типу моста, або пари контактів: основних і дугогасних. Основні контакти АВ облицьовуються сріблом або металокерамікою на базі срібла, нікелю, графіту.

В АВ з великими номінальними струмами застосовується включення кількох паралельних пар основних контактів.

У швидкодіючих АВ з метою зменшення часу спрацьовування застосовуються виключно торцеві контакти. Контакти виготовляються із міді, а контактні поверхні сріблять.

У зв'язку зі зростанням номінальних струмів та через відносно високий опір контактів, натеper проводяться роботи по втіленню охолодження контактів АВ за допомогою рідини. Таке рішення задачі дозволяє зберегти малу масу та швидкодію АВ та збільшити допустимий тривалий струм з 2,5 до 10 кА.

8.4.4.2. Особливості процесу горіння та гасіння дуги у вакуумних дугогасних камерах

Гасіння дуги відбувається в глибокому вакуумі вакуумної камери (при залишковому тиску $6 \cdot 10^{-10}$ мм рт. ст.). При розведенні контактів спалахує дуга і у вакуумних дугогасних камерах з'являються пари металу, які зриваються з поверхні контактів електродів при горінні. Після згасання дуги щільність парів металу між електродами і навколо них знову зменшується майже до нуля, і вони осідають на поверхню холодних контактів. Тому в дугогасильній камері підтримується досить високий вакуум.

Дуга буває двох видів: розсіяна («дифузна»), що виникає у разі протікання невеликого струму (менше кількох кА,) та концентрована дуга («стиснута»). Концентрована дуга виникає при протіканні струму, що перевищує кілька кА, при певних формах, розмірах і матеріалах електродів, а також при певних швидкостях зміни струму.

Розсіяна дуга у вакуумі гаситься досить добре. Однак якщо під дією зовнішнього магнітного поля відбудеться її стиснення в одностовольний канал розряду, то на поверхні електродів можуть утворитися великі, сильно нагріті зони, в яких продовжиться виділення матеріалу з поверхні контактів і після гасіння. Інтенсивність цього процесу залежить від матеріалу контактів. Крім того, в момент переходу струму через нуль, і навіть через деякий час погасити дугу у вакуумі практично не вдається. Тому торцеві контакти використовують в АВ для комутації струмів навантаження, що не перевищують 4-8 кА.

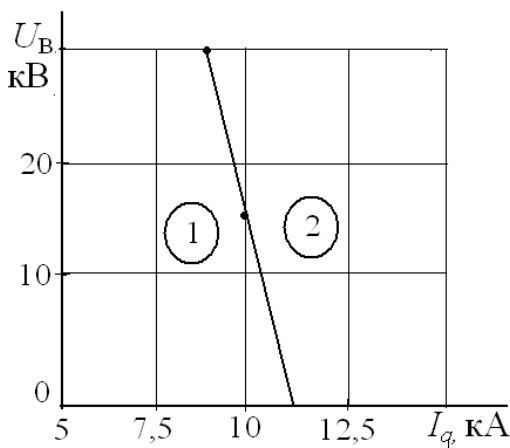


Рисунок 8.10 – Графік зменшення здатності вакуумної дугогасної камери відключати мережу зі збільшенням струму відключення

На рис. 8.10 показано зменшення здатності вакуумної дугогасної камери гасити дугу зі збільшенням струму відключення I_q через стиснення дуги, яка сформувалася магнітним полем у проміжку між простими торцевими контактами. При збільшенні струму відключення I_q швидко зменшується перехідна напруга U_B , при який відбувається успішне гасіння дуги. Зона 1 є зоною успішного гасіння дуги, а зона 2 – зоною відмов у гасінні.

Щоб підтримати здатність гасити дугу у вакуумної дугогасної камері АВ з торцевими контактами використовують різні

модифікації цих контактів. Метою є створення умов, щоб дуга переміщалась по поверхні контактів з великою швидкістю, або безперервно оберталась від взаємодії струму ствола дуги із зовнішнім магнітним полем постійних магнітів або котушок, розташованих зовні.

Найбільшого поширення набули два види торцевих контактів:

- 1) у контактній системі типу «спіральна пелюстка» стиснена дуга постійно обертається по поверхні електродів (рис. 8.11);
- 2) контактна система чашоподібного типу (рис. 8.12), що повністю перешкоджає утворенню стиснутої локалізованої дуги, і тому дуга залишається в дифузному стані протягом усього процесу гасіння.

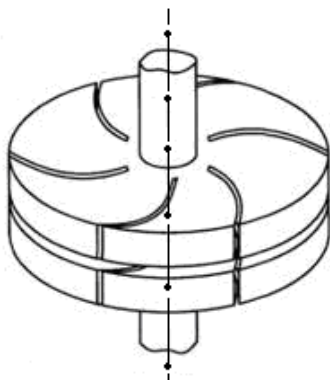


Рисунок 8.11 – Ескіз контактної системи вакуумного вимикача типу «спіральна пелюстка»

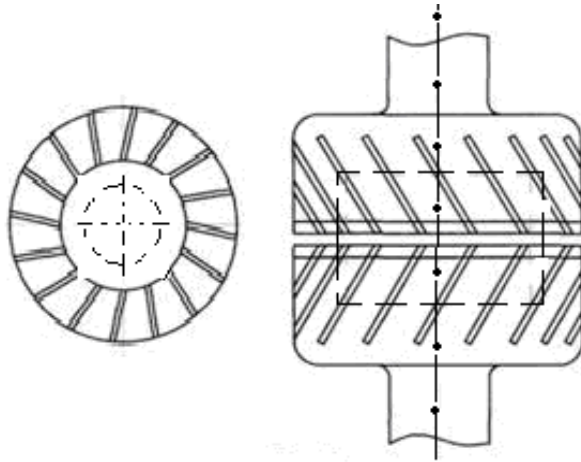


Рисунок 8.12 – Ескіз контактної системи вакуумного вимикача чашоподібного типу

Контакти також розрізняють за формою контактування: точковий, лінійний, поверхневий.

Точковий електричний контакт – контакт, де зіткнення робочих поверхонь контакт-деталь відбувається в точці. Отже, контактування здійснюється в одній точці-площині (наприклад, як поверхні, «сфера – сфера», «сфера – площина», «вершина конуса-площина»).

Лінійний електричний контакт – електричний контакт, за якого зіткнення робочих поверхонь контакт-деталь відбувається по лінії, наприклад, «циліндр–циліндр», «циліндр–площина», «виток–виток» тощо. Контактування являє собою ряд точок – площадок (мінімум дві), розташованих на одній лінії.

Поверхневий електричний контакт – контакт, за якого зіткнення робочих поверхонь відбувається по поверхні. Контакт відбувається в ряді точок-площадках (мінімум у трьох), розташованих на одній поверхні.

8.5 Методи визначення місця ушкодження кабелю

8.5.1 Види і причини появи пошкоджень кабельних ліній

Кабельні лінії (КЛ) регулярно піддаються несприятливому впливу різних факторів: закінчення розрахункового терміну експлуатації («старіння»), перенапруги, теплові навантаження, зсув ґрунту, корозія, некваліфікована прокладка, дефекти виробництва, а також дефекти, що виникають при транспортуванні та зберіганні.

У трифазних кабельних лініях ушкодження можуть бути різні:

- 1) замикання однієї жили на землю;
- 2) замикання 2-3 жил на землю або між собою;
- 3) обрив однієї, двох або трьох жил з заземленням і без заземлення;

4) «запливаючий» пробій, що виявляється у вигляді КЗ (пробою) при високій напрузі і зникає («запливає») при номінальній напрузі. Найчастіше таке ушкодження нестабільне, має епізодичний характер і залежить від навантаження на кабель. Причинами можуть бути висихання кабелів із оливною ізоляцією при низькому навантаженні, часткові розряди через старіння або через електричний триінг в полімерній ізоляції кабелів.

Натепер поліетилен є основним ізоляційним матеріалом для силових кабелів, а надійність кабелів у процесі тривалої експлуатації (30-40 років) багато в чому пов'язана саме з інтенсивністю старіння полімерної ізоляції. Старіння поліетилену в умовах впливу електричного поля визначається насамперед наявністю внутрішніх неоднорідностей в ізоляції кабелів, які можуть виникнути ще в сировині або в процесі виробництва через недосконалу технологію, наприклад, недостатню чистоту поліетиленових гранул, що завантажуються в прес, неправильно обраний температурний режим в пресі і охолоджуючих пристроях [25, 37, 45, 47, 51, 79].

Якщо в полімерній ізоляції кабелю існують неоднорідності, то в процесі експлуатації в ній починають розвиватися провідні канали, відомі під назвою дендритів («деревоподібних» утворень) або триінгів. Виділяють два типи триінгів: «водні» триінги (переважно електрохімічного походження) та триінги суто електричного походження.

На швидкість виникнення та зростання триінгів електрохімічного походження впливають питомий опір ізоляції, молекулярна та мікрофізична

структура матеріалу та наявність наповнювачів. При розвитку триінгів електрохімічного походження немає збільшення часткових розрядів чи значного збільшення $\text{tg}\delta$, проте опір ізоляції помітно знижується.

Триінги електричного походження виникають і розвиваються при впливі дуже високих, імпульсних змінних струмах і напругах. Вони утворюються у місцях концентрації напруженості електричного поля, значення якої призводить до негайного пробою, але досить високо для іонізації газового включення. При низькій напруженості електричного поля електричні триінги утворюються тільки після тривалої експлуатації. У разі розвитку триінгів електричного походження в ізоляції кабелю помітно зростає рівень часткових розрядів.

Електрична міцність кабелю при змінній напрузі залежить від наявності порожнин в ізоляції, навіть малих за розміром, у яких часткові розряди не виникають навіть при робочих напругах. Орієнтовно максимальний розмір порожнин в ізоляції кабелю, в яких починають виникати часткові розряди при робочій напрузі, становить 80 мкм при напрузі 66-69 кВ і 50 мкм при напрузі 110-154 кВ.

Утворення в ізоляції кабелю водних триінгів пов'язане із проникненням в ізоляцію вологи, що знижує її електричну міцність і може призвести до пробою. Волога проникає в ізоляцію в результаті дифузії через пластмасову оболонку або через дефекти в оболонці та в ізоляції. В цілому проникнення води в полімер залежить від температури, електричного поля, складу води, наприклад, від типу та кількості іонів різних елементів. Зміна температури призводить до конденсації води в мікро-порожнинах ізоляції, в забрудненнях або в нерівностях екранів. Подальше зростання триінгу пов'язане з утворенням додаткових мікро-порожнин. Розширення зони триінгу обумовлюється проникненням молекул у мікро-тріщини матеріалу в результаті таких явищ, як електрофорез або дія сил електричного поля (сили Максвелла). Тому при виробництві кабелів із полімерною ізоляцією повинна забезпечуватися максимальна чистота застосовуваних ізоляційних та електропровідних матеріалів. Постійно йдуть роботи по створенню спеціальних ізоляційних компаундів із підвищеною стійкістю до утворення водних триінгів, [7, 50].

8.5.2 Методи визначення міст ушкодження кабельних ліній

Сучасні діагностичні методи аналізу технічного стану кабелів дозволяють, не руйнуючи ізоляцію, знаходити місце пошкодження. Вибір методу визначення місця пошкодження кабелю залежить від місця прокладання, від можливого характеру пошкодження (попередня оцінка) та від перехідного опору у місці пошкодження. При пошкодженні кабельної лінії (КЛ) орієнтовно визначають зону (місце локалізації) ушкодження, і після цього уточнюють різними методами місце пошкодження на трасі, [63].

Методика пошуку пошкоджень кабелю передбачає наступний порядок виконання дій у чотири етапи:

- 1) аналіз ушкодження: встановлюється характер дефекту та складається план подальших дій.
- 2) визначається місце дефекту з точністю до одного метра (попередня локалізація);
- 3) по технічній документації уточняється тип, параметри, особливості прокладки кабелю (ідентифікація кабелю);
- 4) визначення точної локалізації місця ушкодження з метою обмежити об'єми обробки ґрунту та мінімізувати час ремонту.

Характер пошкодження кабелів визначають за допомогою мегомметра. Для цього з обох кінців лінії перевіряють:

- опір ізоляції кожної жили кабелю по відношенню до землі (фазна ізоляція), опір ізоляції жил щодо однієї до іншої (лінійна ізоляція);
- цілісність струмоведучих жил.

Для точнішого визначення зони пошкодження пошук бажано виконувати з одного кінця КЛ декількома методами. Якщо така можливість відсутня, точніший результат дає пошук одним методом з обох кінців кабелю.

Існують руйнівні (метод пропалювання ізоляції, метод загасаючого сигналу) та неруйнівні методи визначення зон пошкодження кабелів: імпульсний метод; метод коливального розряду; метод петлі; ємнісний метод.

1) *Метод пропалювання ізоляції* – це руйнівний спосіб визначення місця пошкодження кабелю, при якому встановлюють місце, де опір між жилами або між жилою та оболонкою кабелю буде мінімальним. Для уточнення місця пошкодження необхідно зменшити перехідний опір до мінімальної межі. Для

цього за допомогою генератора високої частоти або трансформатора виконують пропалювання ізоляції, який протікає по-різному, залежно від характеру пошкодження та стану кабелю. Зазвичай через 15-20 с опір зменшується до кількох десятків Ом. При зволоженій ізоляції процес проходить триваліше і опір вдається зменшити лише до 2-3 кОм. У муфтах процес пропалювання кабелю проходить довше, іноді кілька годин, причому інколи опір різко змінюється в обидві сторони: то знижується, то знову зростає. Коли процес встановиться, опір починає стабільно знижуватися.

2) *Виявлення пошкодження за допомогою імпульсів струму* («імпульсний метод») застосовується для визначення зони пошкодження кабелю при перехідному опорі до 150 Ом у будь-яких випадках, крім запливаючого пробією. В цьому методі в кабель подається імпульс напруги, щоб у місці пошкодження спровокувати пробій. Цей пробій призводить до виникнення перехідної хвилі, яка кілька разів проходить між місцем пошкодження та кінцем кабелю. В кожній точці відображення хвиля змінює свою полярність, оскільки в обох випадках йдеться про сполуки з низьким опором. Метод заснований на вимірі часу між моментами подачі зондувального імпульсу змінного струму та прийому відбитого імпульсу від місця ушкодження. Швидкість поширення імпульсів в КЛ високої та низької напруги – величина постійна і дорівнює $V=160$ м/мкс. За часом пробігу імпульсу до місця пошкодження та назад (T_x) визначають відстань до точки пошкодження кабелю (L_x , м):

$$L_x = T_x \cdot V / 2 = 80 \cdot T_x.$$

Вимірювання виконуються рефлектометрами. На екрані приладу є лінія масштабних позначок та лінія імпульсів, рис. 8.13. За формою відбитого імпульсу можна робити висновки щодо місця і характеру ушкодження кабелю. Негативне значення відбитого імпульсу буде при КЗ, позитивне – при обриві жил. Такий метод краще використовувати для роботи з довгими кабелями, оскільки імпульс, що поширюється по кабелю, буде також довгий (висока енергія імпульсу). Метод імпульсів струму дає добрі результати щодо попереднього визначення локалізації дефектів для довгих кабелів. У коротких кабелів численні відображення накладаються один на одного, що не дозволяє визначити часовий інтервал T_x .

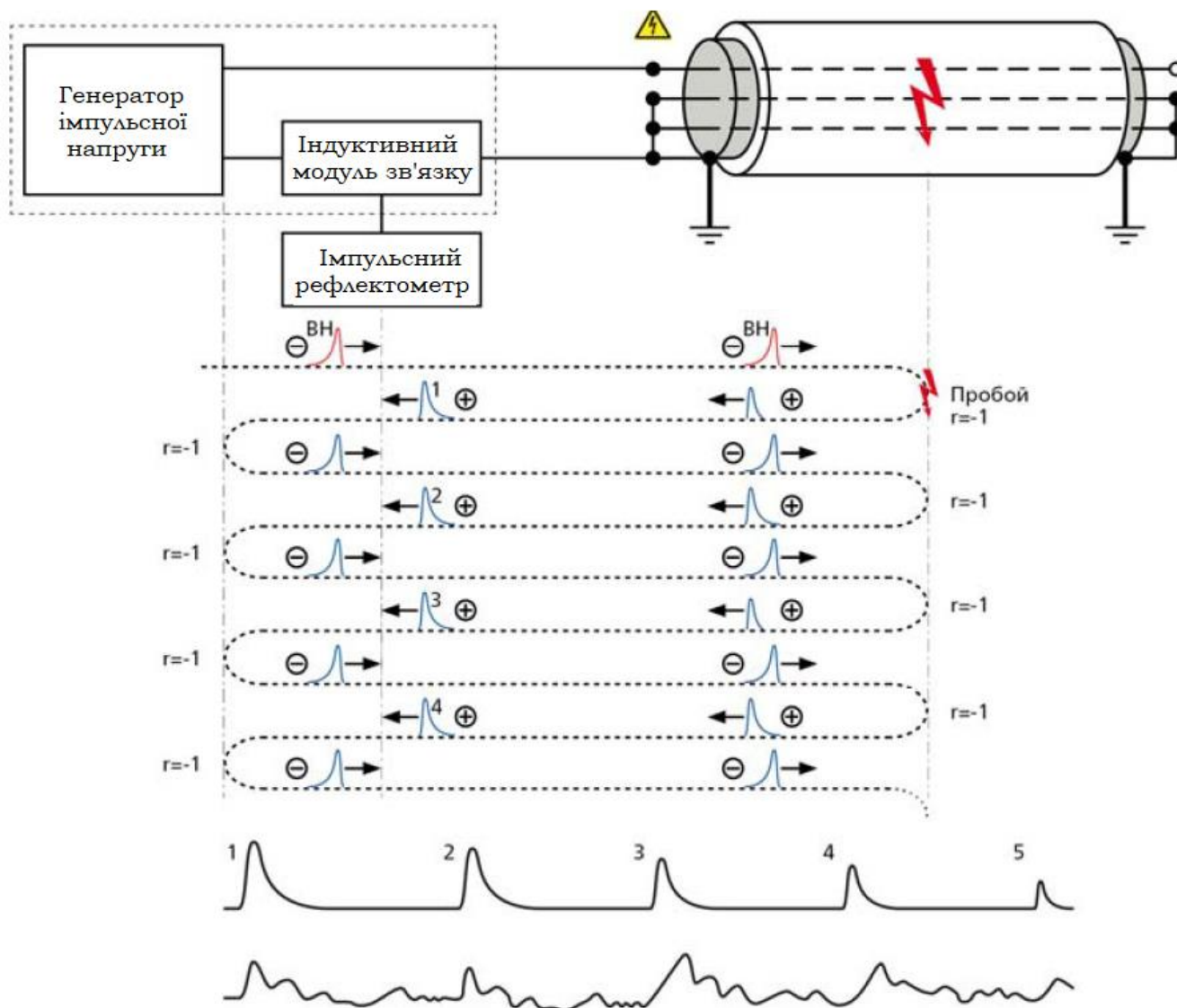


Рисунок 8.13 – Виявлення пошкодження кабелю за допомогою імпульсів струму

Для аналізу імпульсу використовують індуктивні датчики, що реєструють струм в кабельній оболонці. Сигнали датчика відображаються за допомогою імпульсного рефлектометра (наприклад, прилади *BAUR* серії *IRG*). На підставі значенню інтервалу часу між другим і третім або між третім і четвертим імпульсами можна розрахувати відстань. Для цього необхідно лише відзначити два наступних один за одним піки або фронти перехідної хвилі, що відображається приладом. Відстань від генератора імпульсної напруги до місця пошкодження дорівнює різниці розрахованих приладом відстаней у метрах (А-В) між двох піків (рис. 8.14).

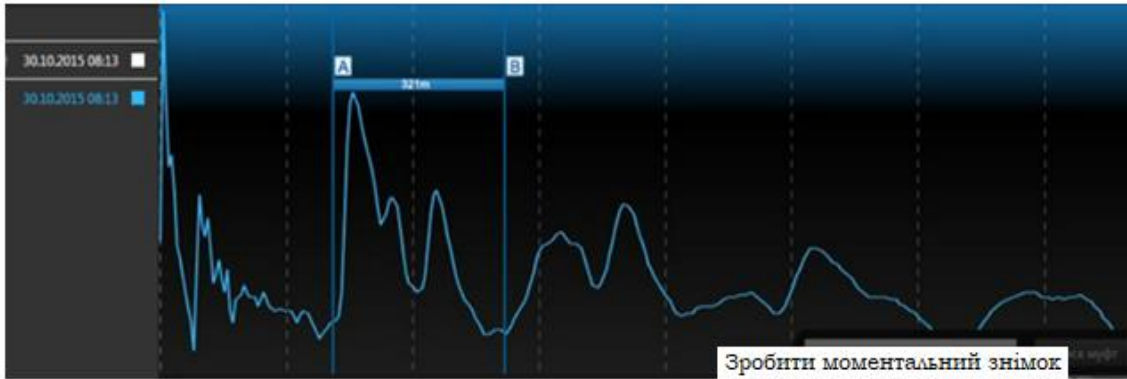


Рисунок 8.14 – Аналіз перехідного імпульсу

Щоб на екрані відображалися всі піки перехідної хвилі, діапазон відстані імпульсного рефлектометра налаштовують так, щоб він у кілька разів перевищував довжину кабелю.

3) *Метод загасаючого сигналу* використовують для пошкоджень, що важко виявляються, і, перш за все, для пошкоджень, що виникають при високих напругах. При використанні даного методу кабель підключається до джерела випробувальної напруги і його ємність «заряджається» до тих пір, поки напруга не призведе до пробоя. У разі використання методу загасаючого сигналу, імпульсний рефлектометр виконує оцінку хвилі напруги після пробоя між джерелом напруги та місцем ушкодження. В якості датчика використовується ємнісний дільник напруги.

Оцінка отриманих даних така сама, як і при використанні імпульсного методу, і виконується за допомогою імпульсного рефлектометра. На діаграмі оцінки відзначають два наступних один за одним позитивних піки напруги, наприклад, дві точки проходження кривої через нуль, і зчитує відстань. Різниця цих двох значень, поділена на 2, за вирахуванням довжини вимірювального кабелю утворює відстань до пошкодження.

Оскільки у генератора високий вихідний імпеданс, напруга відображається тільки в місці пошкодження, прилад самостійно розраховує відстань, що відображається:

$$l = (t \cdot v / 2) / 2 = t \cdot v / 4,$$

де l – довжина вимірювального кабелю, м.

4) *Метод коливального розряду* застосовується при запливаючих пробоях кабелів. Для вимірювання на пошкоджену жилу від випробувальної установки

подається напруга, яка плавно піднімається до напруги пробою. У момент пробою в кабелі з'являється ряд імпульсів коливального характеру. Період коливань визначає відстань до точки пошкодження, так як електромагнітна хвиля поширюється в кабелі з постійною швидкістю. Вимірювання виконуються рефлектометрами.

5) *Метод петлі* (метод Муррею) ґрунтується на вимірі опорів за допомогою моста постійного струму. Це один із перших методів пошуку місця пошкодження кабелю, він використовується при однофазному та двофазному замиканні, при пошкодженні однієї або двох жил кабелю та за наявності однієї непошкодженої жили. При пошкодженні трьох жил можна використовувати додаткову жилу поруч кабелю. Для цього пошкоджену жилу накоротко приєднують до цілої жили кабелю, утворюючи петлю.

До протилежних кінців жил приєднують регульовані опори моста зі стандартними опорами R_1 та R_2 , рис. 8.15. Рівновага мосту (стрілка гальванометра в положенні нуль) буде за умови, Ом²:

$$R_1 \cdot R_{dam} = R_2 \cdot (2 \cdot R_{cab} - R_{dam}).$$

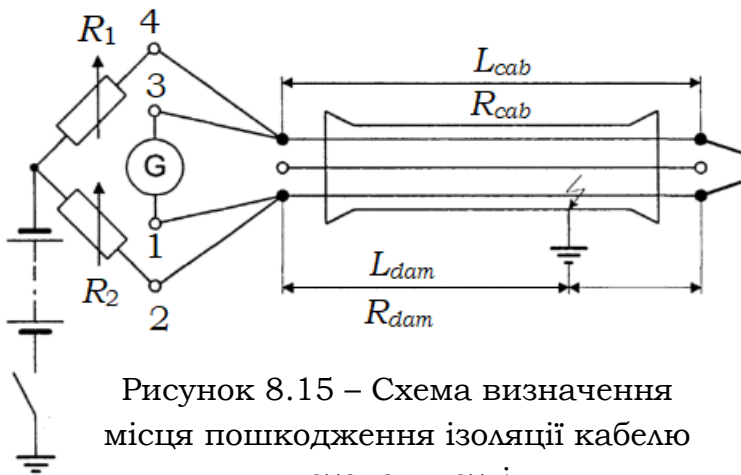


Рисунок 8.15 – Схема визначення місця пошкодження ізоляції кабелю методом петлі

де R_1 і R_2 – регульовані стандартні опори мосту постійного струму, Ом;

R_{dam} – опір ділянки кабелю між точкою пошкодження та його кінцем довжиною L_{dam} , Ом;

R_{cab} – опір однієї жили кабелю довжиною L_{cab} , Ом.

Тоді:

$$R_{dam} = 2R_{cab} \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2}$$

Визначивши R_{dam} і знаючи питомий опір ρ матеріалу і переріз S жил кабелю, можна визначити відстань від кінця кабелю до точки пошкодження ізоляції L_{dam} , м:

$$L_{dam} = R_{dam} \cdot \frac{S}{\rho}$$

Якщо переріз кабелю по всій довжині однаковий, то опір жили кабелю прямо пропорційний його довжині і відстань до точки пошкодження, м:

$$L_{dam} = 2L_{cab} \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2}.$$

До недоліків цього методу слід віднести великі витрати часу, невисоку точність, необхідність встановлювати «закоротки». Тому метод «петлі» зараз витісняється іншими методами: ємнісним, імпульсним методами, методом коливального розряду та іншими.

6) *Ємнісний метод* застосовується для визначення відстані від кінця лінії до місця обриву однієї чи кількох жил шляхом вимірювання ємності кабелю. Метод заснований на вимірі ємності обірваної жили за допомогою моста змінного або постійного струму, оскільки ємність кабелю залежить від його довжини. При обриві жили кабелю без заземлення вимірюють ємність обірваної жили з обох кінців. При цьому вважають, що довжина кабелю ділиться пропорційне виміряним ємностям C_1 та C_2 , тоді:

$$\frac{C_1}{L_{dam}} = \frac{C_2}{L_{cab} - L_{dam}}.$$

Після визначення зони ушкодження в цей район для визначення місця ушкодження направляєється оператор, який використовує акустичний, індукційний метод або метод накладної рамки.

7) *Акустичний метод* полягає у створенні в місці ушкодження іскрового розряду та прослуховування на трасі звукових коливань, викликаних цим розрядом над місцем ушкодження. Цей метод застосовують для виявлення на трасі ушкодження з умовою, що у місці ушкодження може бути створений електричний розряд і це місце орієнтовно відомо. Для виникнення стійкого розряду необхідно, щоб величина перехідного опору у місці ушкодження перевищувала 40 Ом.

Чутність звуку на поверхні землі залежить від глибини залягання кабелю, від щільності ґрунту, від виду ушкодження і потужності розрядного імпульсу. Глибина прослуховування – від 1 до 5 м. Застосовувати цей метод для відкрито прокладених кабелів та кабелів, прокладених у каналах та тунелях, не рекомендується, оскільки через гарне поширення звуку по металевій оболонці кабелю можлива велика помилка у визначенні місця пошкодження.

Як акустичний датчик використовують датчики п'єзо-магнітної або електромагнітної системи, що перетворюють механічні коливання ґрунту в електричні сигнали, які надходять на вхід підсилювача звукової частоти. Над місцем пошкодження сигнал максимальний.

8) *Індукційний спосіб* застосовують для безпосереднього пошуку місць ушкодження кабелю на трасі:

- при замиканні ізоляції жил між собою або на землю;
- при обриві з одночасним пробоем ізоляції між жилами або на землю;
- для визначення траси та глибини залягання кабелю;
- для визначення розташування сполучних муфт.

За цим методом на поверхні землі за допомогою приймальної рамки фіксують зміни електромагнітного поля над кабелем при пропусканні струму від часток ампера до 20 А (звукова частота 800-1200 Гц). Діапазон визначається залежно від наявності перешкод та глибини залягання кабелю. ЕРС, що наводиться в рамці, залежить від розподілу струму в кабелі та взаємного просторового розташування рамки та кабелю. Знаючи характер зміни поля, можна за орієнтацією рамки визначити трасу проходження та місце пошкодження кабелю.

Однофазні замикання переводять у дво- та трифазні замикання або створюють штучне коло «жила-оболонка кабелю». Заземлення знімають з двох сторін цього кола і підключають генератор до жили та оболонки. Силкові лінії поля від струму кола «жила-земля» є концентричними колами, центром яких є вісь кабелю. Струм, що йде по прямому і зворотному проводам, створює два концентричні магнітні поля, що діють у протилежних напрямках (поле від пари струмів). При розташуванні жил у горизонтальній площині результуюче поле на поверхні землі найбільше, а при розташуванні жил у вертикальній площині – найменше. Оскільки кабелі мають скручені жили, то в рамці, що розташована вертикально і переміщається вздовж траси кабелю, індуктується ЕРС, що змінюються від мінімуму при вертикальному розташуванні жил до максимуму при горизонтальному розташуванні жил. Сигнал за місцем ушкодження згасає на відстані трохи більше половини кроку.

Цим методом визначають трасу кабелю, глибину його прокладки, місце розташування сполучних муфт (по посиленню звучання в телефоні через

збільшену відстань між жилами). Для визначення глибини прокладки кабелю спочатку знаходять лінію його траси і проводять межу. Потім розташовують вісь рамки під кутом 45° до вертикальної площини, що проходить через вісь кабелю, і встановлюють місце зникнення в рамці індукованої ЕРС. Відстань від цього місця до траси, зазначеної межею, дорівнює глибині залягання кабелю. За наявності металевої захисної труби рівень звуку різко зменшується, так як труба є екраном.

9) *Метод накладної рамки* заснований на тому ж принципі, що і індукційний; найбільш зручний при відкритій прокладці кабелю. Якщо кабель розміщений в траншеї, спочатку необхідно відрити кілька шурфів у зоні ушкодження, після цього до жили та оболонки або між двома жилами підключають генератор. На кабель накладають рамку та повертають її навколо осі. На трасі до місця пошкодження прослуховують два максимуми та два мінімуми сигналу від поля пари струмів. Після місця пошкодження при обертанні рамки прослуховуватиметься монотонний сигнал, викликаний магнітним полем одиночного струму.

10) *Диференціальний метод* (диференціальний метод порівняння) відноситься до методів приблизної локації пошкоджень кабелю. Використовується для розгалужених електромереж, де стандартні рефлектометричні методи не дають необхідні результати. Цей метод дозволяє виконувати попередню локацію запливаючих пошкоджень ізоляції кабелю. Назва «диференціальний метод порівняння» походить від того, що виконується порівняння двох паралельно отриманих графіків, що виникають після подачі імпульсної хвилі. Для цього генератор імпульсної хвилі одночасно приєднується до пошкодженої та справної фази. Вимірювання методом імпульсного струму виконується один раз без перемички і вдруге – із встановленою в кінці кабелю перемичкою між справною та пошкодженою фазою. Якщо пошкодження розташоване на головній жилі між генератором та перемичкою, вимірювальний прилад покаже відстань від перемички до місця ушкодження. Однак якщо пошкодження розташоване на відгалуженні, вимір показує відстань від перемички до початку цього відгалуження. Через складність і трудомісткість процесу метод використовується не часто, тільки у разі розгалужених мереж.

За останні 20-30 років підземні телекомунікаційні траси ускладнилися, їх побільшало, багато трас «постаріли», активізувалися будівельні роботи, а в міських умовах існує ще проблема розкриття асфальтного покриття та високий рівень електромагнітних перешкод широкого спектру. Це значно ускладнює прокладку кабельних мереж, тому постійно йдуть пошуки нових рішень.

Також існує проблема пошуку вже прокладених кабельних трас. Раніше пошукові пристрої були простими, дешевими і складалися з пошукової антени з датчиком і мініатюрного вбудованого приймача зі звуковою індикацією. Ступінь фільтрації була невисока; часто приймач був просто підсилювачем низької частоти, який видавав звук у "чистому вигляді", без обробки.

Нове покоління приладів для пошуку трас більш ефективне, вони точніше, але й дорожче. Для зменшення електромагнітних перешкод ускладнили фільтруючий блок, а міські акустичні шуми видаляють шляхом акустичної відбудови. Все це призвело до збільшення габаритів та ваги приладу, і для забезпечення комфортної роботи персоналу в сучасних приладах приймач та пошукову антену розділили.

Для пошуку підземних трас і комунікацій використовують трасопошукове обладнання, основним елементом якого є цифровий трасошукач. Цей прилад вміє точно визначати глибину залягання та струм у комунікаціях, що дозволяє знаходити пошкодження ізоляції.

Трасошукач – це не засіб виміру, це діагностичний прилад, що складається з локатора та генератора. З його допомогою знаходить кабелі та труби по електромагнітним полям кабелів та інших комунікацій.

Запитання для самоперевірки:

1. Навіщо використовують чередування фаз у кабелях?
2. Які за конструкцією бувають шинопроводи, у яких випадках їх використовують?
3. Назвіть мету та особливості розрахунку струмів КЗ у мережах до 1 кВ.
4. Які апарати захисту СЕП Ви знаєте?
5. Опишіть конструкції запобіжників із плавкими вставками. Назвіть їх переваги та недоліки.
6. Що таке «струм спрацьовування» та «струм неспрацьовування» запобіжника?
7. Які бувають наповнювачі запобіжників із плавкими вставками? Дайте коротку характеристику цих наповнювачів.
8. Опишіть конструкцію та принцип дії автоматичного вимикача. Які функції він виконує?
9. Перерахуйте способи гасіння дуги в автоматичних вимикачах.
10. Як перевіряють автоматичні вимикачі, які характеристики враховують при виборі автоматичного вимикача?
11. Що таке система газового дутогасіння в автоматичних вимикачах?
12. Які бувають системи магнітного дутогасіння в АВ?
13. Поясніть особливості процесу гасіння дуги у вакуумних дутогасних камерах.
14. Назвіть типи пошкоджень трифазних кабельних ліній.
15. Що таке «руйнівний спосіб» пошуку дефекту кабельної лінії? Назвіть руйнівні методи пошуку дефектів кабельних трас.
16. Перерахуйте неруйнівні методи контролю та пошуку дефектів кабельних ліній.
17. Як виконують виявлення пошкоджень кабелю за допомогою імпульсів струму?
18. Які сучасні способи пошуку трас проходження кабельних ліній та їх ушкоджень Ви знаєте?

Література: 14, 19, 25, 37, 39, 40, 45, 47, 50, 51, 63, 79

9 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У МЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

9.1 Поняття "компенсація реактивної потужності". Призначення компенсації реактивної потужності

9.1.1 Загальні питання компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності (КРП) – цілеспрямований вплив на баланс активної та реактивної потужності в електричній системі з метою регулювання напруги та частоти, а в розподільчих мережах – ще з метою зниження втрат електроенергії. Компенсація (підтримка балансу активної та реактивної потужності) здійснюється за допомогою компенсуючих пристроїв. КРП є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

Термін «компенсація реактивної потужності» з'явився ще на початку 20 століття і з початку позначав дії, що підвищували значення коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) мережі до як можна більшого значення. У той час це досягалось підключенням до мережі конденсаторів, які забезпечували реактивною потужністю індуктивні ЕП, що зменшувало навантаження на мережу. Умовою при цьому була вимога відсутності будь якого впливу на роботу обладнання.

Залежно від виду встановленого устаткування електричне навантаження при теоретичному аналізі підрозділяється на активне, індуктивне і ємнісне. В промисловості найчастіше це змішане активно-індуктивне навантаження. Відповідно, з електричної мережі відбувається споживання як активної, так і реактивної енергії. Порушення балансу активної та реактивної потужності призводить до коливань напруги та частоти у вузлах навантаження. Активна енергія йде на виконання роботи шляхом перетворення в різні види (в електричну, механічну, теплову енергії тощо), а також йде на втрати. Електричну енергію (потужність) отримують практично повністю від генераторів електричних станцій.

Реактивна енергія не пов'язана з виконанням корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів, що необхідно для роботи електродвигунів, трансформаторів, індукційних печей, зварювальних трансформаторів, дроселів, освітлювальних приладів тощо. Такі пристрої

називають «індуктивним навантаженням». При цьому електроенергія, що запасається в кожному індуктивному елементі, розповсюджується по мережі, не розсіюючись в активних елементах, а коливається від навантаження до генератора і назад.

Передача реактивної потужності від генераторів електричної мережі до споживачів (до індуктивних ЕП) зменшує активну потужність мережі, знижує $\cos\varphi$ мережі, додатково її завантажує, знижує загальну пропускну здатність. Так, наприклад, ТГ з номінальною потужністю $S=1250$ кВ·А при номінальному коефіцієнті потужності $\cos\varphi_N=0,8$ може віддати споживачеві активну потужність, що дорівнює $1250 \times 0,8 = 1000$ кВт. Якщо генератор буде працювати з $\cos\varphi=0,6$, то в мережу віддається активна потужність що дорівнює $1250 \times 0,6 = 750$ кВт, тобто активна потужність ТГ буде знижена на 25 %. Тому збільшення реактивної потужності, що може вироблятися генераторами станцій у режимі перезбудження, недоцільно. Кабельні лінії на 10 кВ перерізом 70-150 мм² генерують реактивну (ємнісну) потужність 10-15 квар/км, а двох-цепні ПЛЕП на 110 кВ (відстань між проводами 3-5 м) із проводами АС-150, генерують потужність 3,8-3,6 Мвар на кожні 100 км. Це обов'язково враховують при розрахунках СЕП вище 1 кВ.

Значення реактивної потужності Q визначає $\sin\varphi$ ($\sin\varphi=Q/S$, де S – повна потужність). Сумарна реактивна потужність складається з реактивної потужності, що виробляється генераторами електростанцій, реактивної потужності ВЛЕП (конденсаторний ефект, потужність пропорційна довжині ліній електропередачі та квадрату напруги) та реактивної потужності КУ, підключених до електричної мережі. Кожен елемент електричної мережі, що має ємнісний характер, у якому струм випереджає напругу, є генератором реактивної потужності. Тому крім синхронних машин (СМ): генераторів та двигунів, що працюють із перезбудженням, – джерелами реактивної потужності (ДРП) є також і повітряні й кабельні лінії електропередачі.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що потребує збільшення перерізів проводів і кабелів і, відповідно, веде до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішні мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальниками електроенергії, підприємство оплачує за всю енергію по діючим тарифам, при

цьому вартість реактивної енергії складає значну частину рахунку. Тобто, відповідно до правил оплати за електроенергії, ПП змушені здійснювати якби подвійну плату за реактивну енергію:

1) оплата за реактивну енергію по показанням лічильника реактивної енергії, що безпосередньо була спожита з мережі;

2) друга оплата є як би побічною. Платять за туж ж енергію, коли розраховуються за додаткові активні втрати, що викликані протіканням реактивної енергії в мережі, але відображаються на лічильнику активної енергії. Для багатьох компаній витрати на електроенергію складають суттєву частину собівартості їх продукції, тому так важлива частина, що додається від реактивної потужності.

Додаткові втрати активної потужності в компенсуючих пристроях характеризують економічність виробітку реактивної потужності й доцільність установки КУ. Вони різні й можуть бути охарактеризовані питомою втратою активної потужності на компенсацію.

У процесі передачі споживачам активної (P) і реактивної (Q) потужностей у провідниках СЕП є втрати ΔP , Вт:

$$\Delta P = m \cdot I^2 \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot R = \Delta P_a + \Delta P_r,$$

де ΔP_a та ΔP_r – втрати на передачу активної й реактивної потужностей, Вт;

S – повна потужність, що передається, В·А; m – кількість фаз; R – активний опір струмонесучих елементів, Ом.

Тоді коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, в.о.:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}.$$

або

$$P^2 + Q^2 = \frac{P^2}{\cos^2\varphi}.$$

Тоді

$$\Delta P = \Delta P_a + \Delta P_r = \frac{P^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2\varphi}, \text{ Вт.}$$

Можна побачити, що втрати активної потужності обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності, що підтверджує значення його величини при передачі електроенергії від джерел живлення до споживачів.

Натепер основними споживачами реактивної потужності в електричних мережах є АД, розподільні та перетворювальні трансформатори, напівпровідникові перетворювачі. Для таких ЕП для створення електромагнітних полів потрібен великий реактивний струм. Реактивний струм, здійснюючи коливання між джерелом та ЕП, призводить до додаткового завантаження обладнання та лінії електропередачі на всіх етапах виробництва, передачі та розподілу електроенергії. [5, 29, 33, 37, 47, 60].

Вибір системи КРП має велике значення. Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивної потужності (КРП): косинусні конденсатори (конденсаторні установки), тиристорні пристрої, синхронні двигуни та синхронні конденсатори тощо.

Основним призначенням косинусних конденсаторів (або конденсаторних установок) є корекція статичним і автоматичним способом коефіцієнта реактивної складової змінного струму мережі. КУ використовуються в автоматичних конденсаторних установках і встановлюються групою в кілька



Рисунок 9.1 – Підключення декількох батарей конденсаторів (фото *Deer Power*, Київ, Україна)

конденсаторів різної потужності в конфігурації, що забезпечує компенсацію реактивної потужності в усьому діапазоні номінальної потужності КУ.

Компенсація конденсаторними установками може бути двох видів: індивідуальна або місцева (нерегульована) і централізована. Залежно від цього здійснюється підключення конденсаторів:

- 1) підключення однієї або декількох батарей паралельно навантаженню;
- 2) підключення декількох батарей конденсаторів до головного розподільного вузла, рис. 9.1.

На виробництві, як правило, нерегульована або індивідуальна компенсація не застосовується, оскільки в

мережах легко може настати перекомпенсація, що призведе до порушення балансу потужності. Тому застосовуються конденсаторні КУ саме для автоматичної компенсації.

Правильно обрана система КРП дозволяє економити електроенергію, а обладнання для КРП часто окупається протягом року. При використанні системи КРП дуже важливо контролювати її технічний стан. При якісному обслуговуванні пристроїв КРП можна уникнути непотрібних експлуатаційних витрат, знизити електричні втрат в кабелях і трансформаторах, які (тепло) призводить до передчасного старіння. Для обладнання систем КРП дуже важливо своєчасно виконувати обслуговування та ремонт, і при цьому по можливості використовувати тільки оригінальні запасні частини.

Достатню компенсацію реактивної потужності може забезпечити лише комплекс обладнання, що дозволяє регулювати $\cos\phi$ відповідно до змінних умов роботи обладнання. Для цього необхідно поєднання чотирьох основних компонентів КРП:

- 1) встановлювати регульовані джерела реактивної (ємнісної) потужності;
- 2) використовувати регулятори реактивної потужності – пристрої, призначенням яких є вимірювання і підтримання на заданому оптимальному рівні величини $\cos\phi$. Це здійснюється шляхом передачі команд на виконавчі пристрої без участі оператора;
- 3) мати виконавчі пристрої для підключення/відключення батарей конденсаторів (БК) необхідної потужності, що відпрацьовувати команди регулятора;
- 4) мати на підприємстві фахівців, що здатні кваліфіковано розробити, виконати монтаж і налагодження КРП.

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження, що зараз можна оцінювати, як програму енергозбереження, в тому чи іншому місці електричної мережі можна визначити за допомогою «економічного еквівалента реактивної потужності», який дорівнює зменшенню втрат активної потужності в мережах при зменшенні реактивного навантаження на 1 квар.

За рахунок приєднання до мережі компенсуючих пристроїв зменшуються втрати і падіння напруги. На практиці коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) після компенсації може досягти 0,93-0,99.

9.1.2 Види та засоби компенсації реактивної потужності

Основним джерелом реактивної потужності в мережі є синхронні генератори електростанцій. Передавання реактивної потужності з енергосистеми до споживачів не є раціональним, бо виникають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах СЕП та додаткові втрати в живлячих мережах, обумовлені завантаженням реактивної потужністю. Щоб знизити ці втрати, додаткові джерела реактивної енергії необхідно встановлювати біля споживачів.

Компенсувати реактивну потужність можна КРП високої, середньої та низької напруги на основі контакторів і тиристорних пристроїв. Вони виконуються у різному кліматичному виконанні та комплектуються фільтрокомпенсуючими установками (ФКУ); батареями статичних конденсаторів (БСК); низьковольтними та високовольтними одно- та трифазними конденсаторами, СД та СК, шунтуючими реакторами, косинусними компенсаторами, статичними тиристорними компенсаторами.

При значному завантаженні мережі реактивним струмом напруга в мережі знижується. Тобто у недовантажених по активної потужності енергосистемах рівень напруги, як правило, нижче номінального значення. До них для підтримки балансу передається активна потужність з сусідніх енергосистем, де є надлишок. Зазвичай, якщо є дефіцит активної потужності, то є дефіцит і реактивній потужності, але недостатню реактивну енергію ефективніше не передавати з сусідніх енергосистем, а генерувати поруч, во власних системах КРП: на відміну від активної потужності, реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами, а й системами КРП, які можна встановити безпосередньо біля споживача.

Залежно від схеми підключення елементів системи КРП можливі наступні види компенсації:

1) індивідуальна або постійна компенсація, при якій реактивна потужність виробляється/споживається безпосередньо в місці підключення споживачів. Це розвантажує струмоведучі елементи (кабелі, провода, шинопроводи), що передають енергію до споживачів. Головними споживачами реактивної потужності є АД, трансформатори, зварювальні апарати, розрядні лампи тощо;

2) групова компенсація, при якій для декількох одночасно працюючих індуктивних споживачів підключається загальна БК. При цьому розвантажується

лінія, що підводить електроенергію, але тільки до точки, де йде розподіл подачі енергії до окремих споживачів;

3) при централізованій компенсації декілька споживачів, для яких необхідна КРП, підключаються до головного або групового розподільного щита. Зазвичай таку компенсацію має сенс застосовувати в потужних електричних системах зі змінним навантаженням.

Управління установками КРП забезпечує електронний регулятор-контролер, який постійно аналізує споживання реактивної потужності від мережі. Такі контролери регулюють систему КРП з метою своєчасної зміни об'єму реактивної потужності, що слід виробляти або споживати (компенсувати) при зміні навантаження.

Розрізняють поперечну та поздовжню компенсацію реактивної потужності. При поперечній компенсації індуктивні та ємнісні кола КУ з'єднуються паралельно. При цьому струм у нерозгалуженій частині кола дорівнює геометричній сумі індуктивних та ємнісних струмів. При індуктивному навантаженні струм відстає від напруги, а при ємнісному випереджає його. При відповідному значенні ємності сумарний струм виявляється більшим за індуктивний струм навантаження, що призводить до збільшення коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) системи, [32-34].

Поперечна компенсація застосовується для зменшення потоків реактивної потужності в мережі. При використанні поперечної КРП при зниженні струму навантаження знижуються втрати в окремих елементах СЕП, підвищується напруга в мережі. Для зменшення втрат в мережі конденсатори слід підключати якомога ближче до споживачів. В цьому випадку пристрої компенсації приєднують паралельно навантаженню на шини 6-10 кВ підстанцій, що дозволяє зменшити падіння напруги і зменшити потужність у всій мережі до місця приєднання БК. Таким чином, поперечна компенсація дозволяє зменшити втрати електроенергії під час передачі або навіть підвищити її. При поперечній компенсації рівень напруги у приймачів підвищується, але коливання напруги при зміні навантаження зберігаються, як і до компенсації. У години мінімуму навантаження СЕП напруга може виявитися вище номінальної. Відхилення напруги зростає при збігу мінімуму

навантаження підприємства з мінімумом навантаження системи. У таких ситуаціях необхідно вживати заходи для зниження напруги.

До переваг систем поперечної компенсації відносяться простота і невисока вартість, доступність використовуваних матеріалів, малі власні втрати, а до недоліків – відсутність плавного регулювання реактивної потужності, що віддається в мережу, пожежебезпе́чність, наявність залишкового заряду.

При поздовжній компенсації конденсатори включають послідовно з навантаженням через розділяючий трансформатор або через вольто-додатковий трансформатор, через які проходить повний струм лінії, у тому числі і струм КЗ. Поздовжня компенсація забезпечує автоматичне регулювання напруги залежно від навантаження. Однак при поздовжній компенсації можливі аварійні режими: ферорезонансні коливання, перенапруга та пошкодження конденсаторів при їх розшунтуванні. Якщо у схемі живлення виникає різке підвищення напруги, то конденсатори повинні бути негайно розряджені через іскровий проміжок та зашунтовані високовольтним вимикачем.

Поздовжня компенсація використовується для ліній високої напруги з метою підвищення стійкості енергосистеми та для збільшення пропускної спроможності ліній, тому що поздовжня компенсація дозволяє зменшувати реактивний опір ВАЕП шляхом ввімкнення послідовно пристроїв поздовжньої компенсації (ППК). Зменшення індуктивного опору мережі зменшує падіння напруги. Якщо підібрати ППК так, щоб $X_L = X_C$, тобто забезпечити повну компенсацію індуктивного опору, то падіння напруги буде визначатися тільки величиною активного опору лінії. Це важливо, бо пропускна здатність багатьох мереж (особливо сільських) найчастіше обмежується допустимим рівнем втрат напруги, і значно рідше тривало припустимим струмом з точки зору нагріву проводів. Досвід експлуатації таких мереж показує, що навіть наявність зустрічного регулювання напруги на шинах живильних підстанцій, де у споживачів вдається забезпечити допустимі для після-аварійних режимів падіння напруги, зона резервування охоплює невелику частину споживачів резервованій лінії.

Цю властивість поздовжньої компенсації використовують для підвищення економічності електропостачання шляхом зниження втрат в

мережі і підвищення надійності електропостачання за рахунок збільшення пропускної спроможності резервних ліній 10 кВ між підстанціями.

9.1.3 Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв

Для забезпечення енергозбереження використовують різні засоби КРП, що встановлюються безпосередньо біля ЕП, тому що реактивна потужність, як і активна, враховується у тарифі за електроенергію. В разі перевищення споживання активної потужності на підприємство накладають штрафи. А за недовикористання замовленої підприємством реактивної потужності накладають великі штрафи, тоді як за перевищення її споживання можливе навіть преміювання. Тому для стимулювання заходів щодо КРП на ПП встановлено знижки та надбавки до тарифу на електроенергію.

Баланс реактивної потужності повинен забезпечуватись при всіх режимах роботи СЕП: номінальному, після-аварійному та післяремонтному. Забезпечувати баланс реактивної потужності настільки важливо, що в після-аварійних та післяремонтних режимах використовують усі існуючі на підприємстві засоби генерації або споживання реактивної потужності, незалежно від їхньої економічності.

Реактивну потужність станцій та ПП можна регулювати синхронними компенсаторами та синхронними двигунами шляхом зміни режиму їх роботи: переведення в режим перезбудження або недозбудження. Сумарна потужність компенсуючих пристроїв Q_{Σ} , які встановлюються на ПП, залежить від реактивних навантажень (Q_M) та від тієї найбільшої реактивної потужності Q_{max} , яка може бути передана з енергосистеми в мережу ПП в період найбільших активних навантажень СЕП з неврахуванням втрат електроенергії в мережі підприємства, квар:

$$Q_{\Sigma} = Q_M + Q_{max},$$

де Q_M – реактивне навантаження підприємства у період найбільших активних навантажень СЕП;

Q_{max} – найбільша реактивна потужність, яка передається з енергосистеми до мережі підприємства у період найбільших активних навантажень.

У розподільчих мережах комунально-побутових споживачів, що містять переважно однофазні ЕП, пристрої КРП застосовуються рідко. Але нині доля електроенергії у житловому секторі безперервно збільшуються. Так, у 70-ті роки ХХ століття побутове споживання енергії (практично тільки активної) становило 4-5 % від загального споживання. Натепер цей показник досягає 35-40 %. Тому розгляд пристроїв компенсації у побутових абонентів стає актуальною темою.

В загалі, відсутність або недостатність КРП призводить до таких негативних результатів:

- зменшується коефіцієнт потужності ($\cos\varphi$) всіх елементів, що входять до енергосистеми;
- у трансформаторів при зменшенні $\cos\varphi$ зменшується пропускна здатність через збільшення реактивного завантаження;
- в мережах з низьким $\cos\varphi$ зростає струм, отже зростають електричні втрати, які пропорційні струму в другому ступені. Це збільшує падіння напруги у всіх ланках енергосистеми та у споживачів, збільшує нагрів апаратури та струмопровідних ліній;
- на ПП зниження напруги порушує нормальну роботу обладнання: знижується частота обертання ЕД, їх продуктивність, підвищується вібрація; погіршується якість зварювання; знижується світловий потік ламп тощо;
- при більшому струмі необхідні більші перерізи проводів та кабелів, зростають капітальні витрати;
- відмічені хибні спрацювання пристроїв релейного захисту та автоматики, несанкціоноване спрацювання комутаційної апаратури, виникнення резонансів; з'являються електромагнітні перешкоди у вимірювальній апаратурі та у пристроях управління.

В той же час, якісне виконання заходів щодо компенсації реактивної потужності дозволить:

- зменшити навантаження на трансформатори або вибрати трансформатори меншої потужності, збільшити термін їхньої служби;
- використовувати проводи та кабелі меншого перерізу;
- покращити якість електроенергії та зменшити її споживання;

– зменшити навантаження на комутаційну та захисну апаратуру за рахунок зменшення робочих струмів, що сприяє подовженню строків експлуатації ЕО.

9.2 Обладнання та засоби компенсації реактивної потужності

9.2.2 Вибір обладнання для компенсації реактивної потужності

Вибір обладнання для КРП залежить від місця і мети його установки.

Батареї конденсаторів (БК) є основним засобом компенсації на ПП. БК встановлюються поблизу споживача реактивної потужності; при необхідності встановлюють системи автоматичного регулювання для зміни потужності, що видається в різних режимах. Як приклад можна вказати застосування БК на заводах електролізу алюмінію, у схемах великих ртутно-випрямляючих агрегатів, в цехах з великою кількістю АД.

Шунтуючи реактори використовуються для компенсації (зниження) ємнісної потужності, що генерується довгими слабо-навантаженими високовольтними ПЛЕП напругою 35-750 кВ. Вони можуть приєднуватися до ПЛЕП або включатися на шини підстанції. Реактор споживає реактивну потужність, яка в зоні лінійності його електромагнітної характеристики залежить від напруги у другому ступені. Використовуються нерегульовані і регульовані шунтуючи реактори. Нерегульований реактор має лише два стана: «включено» – при цьому споживається номінальна реактивна потужність, – або «відключено».

Регульовані (керовані) реактори змінюють споживану реактивну потужність за сигналами управління, що більш ефективно. Управління реактором здійснюється шляхом цілеспрямованої зміни його параметрів за допомогою підмагнічування, що можливо для реакторів, які мають магнітопроводи з феромагнітних матеріалів. Реактори з підмагнічуванням використовуються у фільтрах вищих гармонік, а також є ефективним засобом обмеження коливальності напруги в електричних мережах.

Фільтро-компенсуючі пристрої (ФКП) призначені для зниження гармонійних спотворень напруги та компенсації реактивної потужності в електричних мережах та в СЕП ПП. У якості ФКП зазвичай використовується схема активного

випрямлювача напруги з формуванням вхідного струму, оскільки він здатний відпрацювати практично любую форму струму.

Синхронний компенсатор (СК) – це явнополюсний СД, потужністю в десятки МВ·А (10-160 МВ·А), який працює тільки в режимі неробочого ходу та генерує в мережу (або забирає з мережі) реактивну енергію залежно від режиму роботи та величини струму збудження (струму ротора). Промисловість випускає СК на напругу 6,6-15,75 кВ, зі струмом 0,45-5,9 кА і частотою обертання 750 та 1000 об/хв (шести- або восьми-полюсні), з повітряним охолодженням. СК на напругу 0,4 кВ не випускають, це нерентабельне. В низьковольтних мережах краще встановлювати БК. СК встановлюють у цехах великих ПП, на ВРП станцій та на підстанціях, біля великих ЕП (наприклад, біля дугових та рудо-термічних печей), рис. 9.2.



Рисунок 9.2 – Синхронні компенсатори, що встановлені на ВРП підстанції

СК включають у мережу методом асинхронного пуску, як синхронні двигуни; великі СК пускають розгінним двигуном.

СК може працювати в режимі поліпшення $\cos\varphi$ або в режимі стабілізації напруги. За допомогою СК можна регулювати напругу наприкінці лінії передачі електроенергії: якщо напруга зменшиться, то перезбудженням компенсатора можна довести напругу до номінальної. У разі підвищення напруги в ПЛЕП понад номінальне значення, що може бути при недовантаженні, недозбудженням СК можна знизити напругу до необхідного рівня, бо він забере з мережі непотрібну реактивну енергію.

Синхронні двигуни використовують в цехах ПП не тільки для виконання функції руху, але й для КРП. СД може споживати (режим недозбудження) або виробляти (режим перезбудження) реактивний струм, необхідний, наприклад, для АД, що працюють поруч. Коефіцієнт потужності та режим роботи СД регулюють зміною струму збудження (струму в обмотці ротора).

Якщо в АД при постійній напрузі, частоті та моменті опору струм статора і коефіцієнт потужності має цілком певну величину, то в СД ці величини за тих же умов можна змінювати в широких межах. Можливість регулювання коефіцієнта потужності при постійній швидкості обертання – важлива перевага СД у порівнянні з асинхронним. Можна струм збудження відрегулювати так, щоб $\cos\varphi$ двигуна дорівнював одиниці. Такий двигун називають нормально збудженим. При зменшенні струму збудження $\cos\varphi$ зменшується, і СД споживає з мережі реактивну енергію для покриття недоліку власного збудження. Також $\cos\varphi$ зменшується при збільшенні струму збудження. При цьому через надлишок збудження створюється реактивний струм, який віддається у мережу в той час, як бере з мережі активну потужність на власні потреби, як двигун.

Залежність струму статора СД від струму збудження при постійних величинах напруги, частоти та моменту навантаження на валу представлена на U -подібній характеристиці для трьох значень моменту двигуна, рис. 9.3.

U -подібна характеристика це залежність струму статора від струму в обмотці збудження (ротора) $I_s = f(i_r)$ при постійному значенні напруги статора $U_s = \text{const}$ та при сталому гальмуючому моменті. U -подібні характеристики показують, як слід змінювати струм збудження для отримання необхідного режиму роботи СД. Кожна характеристика має нижчу точку, точку перегину, яка відповідає $\cos\varphi_{SD} = 1$.

Характеристика $\cos\varphi_{SD} = f(i_r)$ наведена для кращого пояснення.

Ордината нижчої точки U -подібної характеристики є активною складовою струму статора при конкретному моменті двигуна. Ліва гілка характеристики відповідає режиму недозбудження СД, коли він працює з відстаючим струмом і споживає реактивну потужність з мережі. Права гілка характеристики відповідає режиму перезбудження СД, коли він працює з випереджаючим струмом і віддає, крім активної, реактивну потужність в мережу.

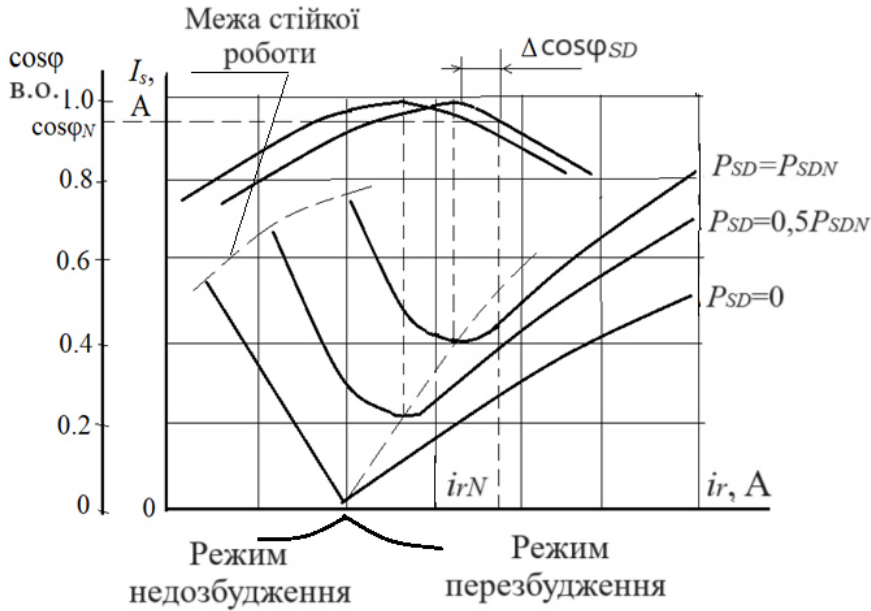


Рисунок 9.3 – U -подібні характеристики СД $I_s=f(i_r)$ при $U_s=\text{const}$ та при сталому гальмуючому моменті $M_i=\text{const}$

та характеристики $\cos \varphi_{SD}=f(i_r)$ відповідно
 U -подібним характеристикам при Р

Чим більше момент двигуна, тим вище U -подібна характеристика і тим правіше буде її нижча точка – точка «перегину». Лінія, що з'єднує нижчі точки всіх характеристик, має назву регулювальна характеристика.

Струм збудження, що відповідає точці перегину, забезпечує роботу СД з $\cos \varphi_{SD}=1$ для конкретного навантаження.

Максимальний момент, що розвивається СД, може бути визначений, Н·м:

$$M_{SDmax} = \frac{m \cdot E_0 \cdot U_s}{X_c \cdot \omega},$$

де ω – кутова синхронна швидкість ротора, рад/с.

Тобто максимальний момент СД залежить від величини ЕРС неробочого ходу E_0 . Зменшуючи струм збудження, зменшують E_0 і зменшують максимальний момент двигуна. Точка, де M_{SDmax} (або потужність) дорівнює моменту опору, визначає межу стійкої роботи (див. рис. 9.3).

СД допускають форсування збудження, мають широкі межі регулювання реактивної потужності, менше залежать від коливань напруги, ніж БК, тому ефективніше впливають на стійкість енергосистеми. Значення реактивної потужності, що генерується СД в мережу, залежить від його механічного навантаження – завантаження активною потужністю [32, 33, 60, 79].

На ПП при необхідності регулювання балансу активної та реактивної потужності, а також при недостатньому забезпеченні підприємства системами КРП можливе повне переведення СД в режим СК [71, 72].

На рис. 9.4 представлений загальний вигляд явнополюсного СД та його ротора, який може бути використаний, як регулятор реактивної потужності.

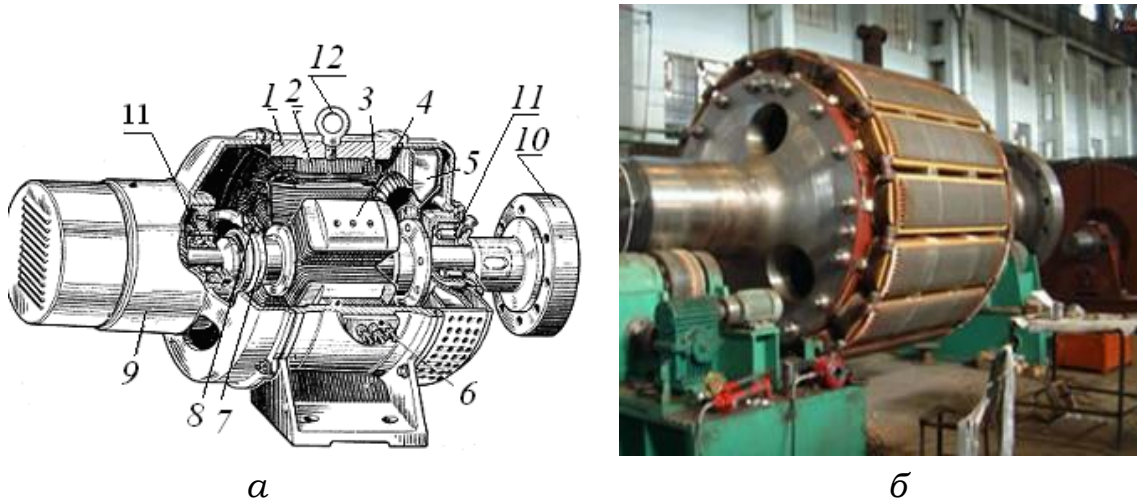


Рисунок 9.4 – Загальний вигляд СД (а) та фото явнополюсного ротора (б):

- 1 – корпус; 2 – осердя статора; 3 – обмотка статора; 4 – ротор;
 5 – вентилятор; 6 – виводи обмотки статора; 7 – контактні кільця;
 8 – щітки; 9 – збуджувач; 10 – напівмуфта; 11 – підшипник; 12 – рим-болт

В цехах ПП технічно- та економічно-доцільно одночасно з БК використовувати СД. БК здійснюватимуть компенсацію базисної частини добового графіка реактивного навантаження, а СД працюватиме в режимі СК у періоди піків та провалів енергоспоживання, коли в мережах 380-660 В для КРП можна використовувати вільну реактивну потужність СД.

СТК (косинусні конденсатори) часто використовують у СЕП промислових підприємств. СТК, як СД і СК, можуть як видавати та і споживати реактивну потужність. Вони використовуються для оптимізації режимів роботи з метою підвищення пропускної спроможності та стійкості ВЛЕП, стабілізації напруги у вузлах навантаження, зменшення втрат електроенергії та підвищення її якості. Номінальна потужність та схема включення СТК вибирається для конкретного об'єкта в залежності від параметрів СЕП, виду та величини навантаження, вимог до якості електроенергії.

СТК випускають у двох основних та в одній спеціальній модифікаціях:

- для промислових установок, наприклад, для тиристорних приводів прокатних станів або для ДСП, рис. 9.5;
- для високовольтних ВЛЕП;
- СТК спеціального виконання для тягових ПС електрифікованих залізниць.

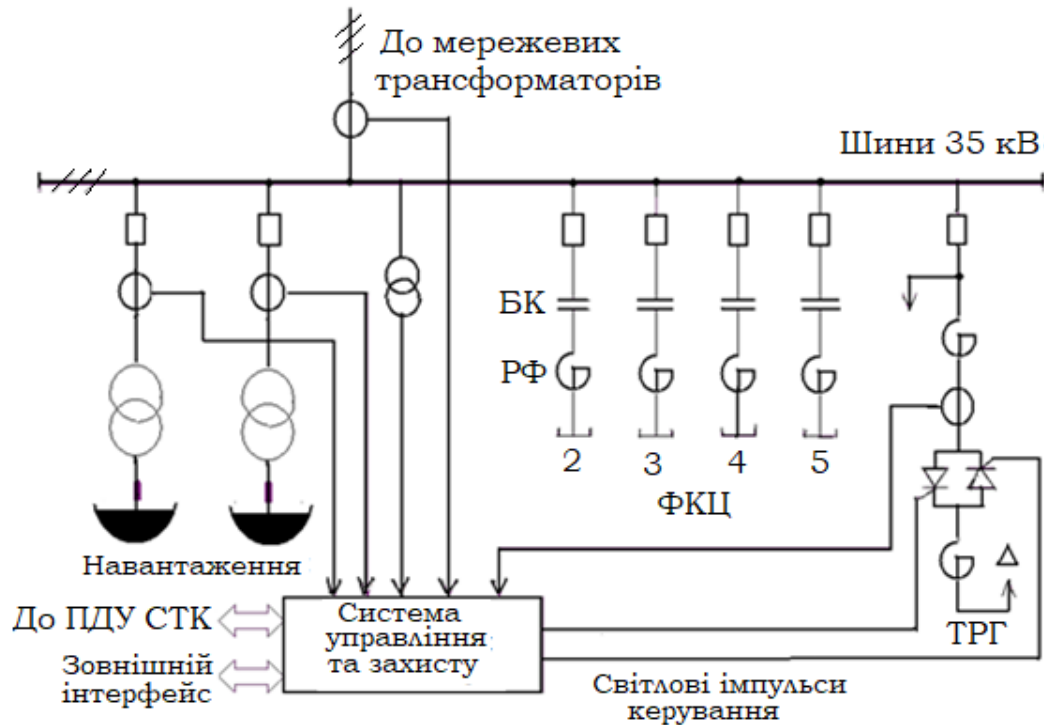


Рисунок 9.5 – Схема включення СТК для живлення ДСП

ФКЦ – фільтро-компенсуюче коло; РФ – фільтрові реактори;
 БК – батарея конденсаторів; ТРГ – тиристорно-реакторна група;
 ПДУ СТК – пульт дистанційного керування СТК

На ПП та на тягових підстанціях залізниць СТК підтримують баланс активної та реактивної потужності; знижують коливання напруги та підвищують коефіцієнт потужності ЕП; знижують величину (забезпечують фільтрацію) високих гармонік струмів.

У комплект СТК входить:

- набір фільтрів вищих гармонік (фільтр-компенсуюче коло), які постійно підключені до мережі або комутуються вимикачами;

– реактори, керовані тиристорами (тиристорно-реакторна група), які включаються паралельно у всі три фази.

Кут «запалювання» тиристорів може швидко змінюватися так, щоб струм, що йде в реактор, змінювався відповідно до струму навантаження або величини реактивної потужності в енергосистемі. У комплект постачання СТК споживачам входять, рис. 9.6:

- високовольтний зустрічно-паралельний тиристорний вентиль;
- блок системи охолодження;
- компенсуючі реактори;
- БК та фільтрові реактори;
- система автоматичного управління та захисту СТК.

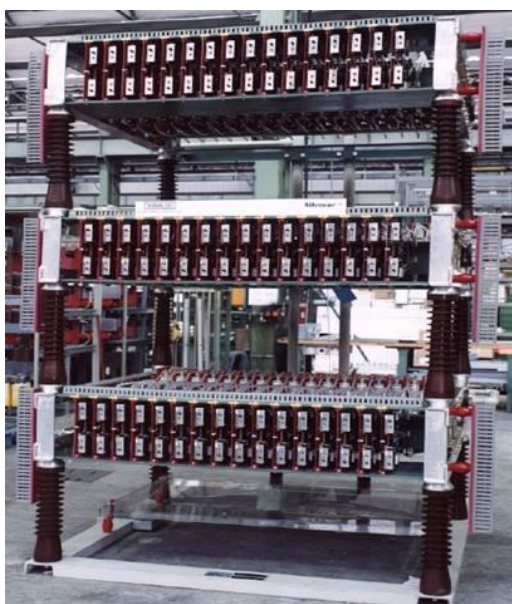


Рисунок 9.6 – Високовольтний тиристорний вентиль

Окрім забезпечення основних показників якості електроенергії відповідно до вимог діючих стандартів, СТК розвантажують мережеві трансформатори та живильні ПЛЕП від реактивного струму, знижують величину діючого струму та величину втрат, що дозволяє збільшити пропускну спроможність ліній без збільшення їх кількості або перерізу проводів.

СТК виконується на напругу від 10-35 кВ та підключається до шин підстанції через спеціальні понижуючі трансформатори або прямо до обмотки автотрансформатора підстанції. Час реагування системи управління СТК на зміну навантаження становить 5 мс для спеціальних типів споживачів, наприклад, для ДСП або зварювальних установок, та 25-100 мс для загальнопромислових навантажень і підстанцій. СТК може бути змінена під конкретні вимоги замовника. Так, наприклад, можлива автоматизація СТК, що забезпечить роботу без постійної присутності персоналу.

Для зменшення витрат при встановленні пристроїв для компенсації при реконструкції СЕП необхідно:

- упорядкувати технологічні процеси, що існують на підприємстві з метою покращення використання обладнання;

- вибирати потужність ЕД та трансформаторів з урахуванням оптимальності їх завантаження;
- застосовувати СД замість АД в приводах із тривалим режимом роботи (S1), що дозволить частково або повністю відмовитися від встановлених в цеху БК;
- застосовувати пристрої, що обмежують час роботи ЕО (АД, трансформаторів) у режимі неробочого ходу, наприклад, встановлювати обмежувачі неробочого ходу для ЕД;
- перемикати обмотки статора з «зірки» на «трикутник» в АД, які завантажуються в процесі роботи не більше ніж на 40%.

За відсутності пристроїв, призначених для КРП у споживачів, її змушені регулювати генератори електростанцій. Сучасні умови вимагають вжиття більш широких заходів стосовно використання КРП, які є досить дієвими у вирішенні питань економії ПЕР. КРП забезпечує розвантаження генераторів електростанцій, розподільних мереж та трансформаторів від реактивних струмів, і тим самим зменшує втрати енергії і падіння напруги в лініях і трансформаторах. Як наслідок, збільшується пропускна здатність мереж.

9.2.2 Розрахунок потужності і вибір схеми приєднання конденсаторних установок

На ПП для компенсації реактивної потужності найбільш часто використовують БК. Після розрахунку необхідної сумарної потужності Q_{CU} конденсаторних установок визначають місце їх розміщення та вибирають блоки конденсаторів стандартної потужності.

Розглянемо варіант, коли в цеху ПП необхідна реактивна потужність Q_{CU} забезпечується не тільки встановленими БК (Q_{BC}), але й синхронними двигунами (Q_{SD}), квар:

$$Q_{CU} = Q_{SD} + Q_{BC} + Q_{\Sigma H} + Q_{\Sigma CU},$$

де Q_{BC} – сумарна реактивна потужність БК, що потрібна для ЕП цеху напругою до 1 кВ, квар;

$Q_{\Sigma CD}$ – сумарна реактивна потужність синхронних двигунів, що потрібна для ЕП цеху напругою більш 1 кВ, квар.

Реактивна потужність ΣQ_{tN_t} , що передається з боку високої напруги через цехові трансформатори 6(10)/0,4(0,6) кВ до споживачів за умовою балансу потужностей на шинах трансформаторів, розраховується, квар:

$$\Sigma Q_{tN_t} = Q_{ca\Sigma N} - Q_{\Sigma H}, \quad (9.1)$$

де величина ΣQ_{tN_t} визначається номінальною потужністю цехових трансформаторів S_{N_t} при їх кількості N_t , при коефіцієнті завантаження трансформатора K_t і при розрахунковому активному навантаженні від ЕП, що працюють з напругою до 1 кВ $P_{ca\Sigma N}$; $Q_{\Sigma H}$ – сумарна реактивна потужність всіх додаткових КУ (крім БК), що встановлені в цеху ПП.

При виконанні умови $Q_{ca\Sigma N} \geq \Sigma Q_t$ реактивна потужність Q_t , що проходить через одну цехову ТП, визначається за умовою мінімуму втрат активної потужності (без урахування активних опорів кабельних ліній напругою 6(10) кВ) для групи з N_t трансформаторів однакової номінальної потужності, квар:

$$Q_t = (Q_{ca\Sigma N} - Q_{\Sigma H}) / N_t.$$

Тоді вираз (9.1) може бути представлений, квар:

$$\Sigma Q_{tN_t} = \sqrt{(K_t \cdot S_{N_t})^2 - (P_{ca\Sigma N})^2}.$$

Необхідну потужність БК, що встановлена в мережі напругою до 1 кВ і підключена до j -го трансформатора, визначають, виходячи з величини Q_t і реактивного навантаження Q_{calj} j -го ЕП цієї мережі, квар:

$$Q_{\Sigma H_j} = Q_{calj} - Q_t.$$

По отриманому значенню $Q_{\Sigma H_j}$ визначають стандартне значення потужності КУ (Q_{CUst}). Розрахунки показали, що передача реактивної потужності в мережу напругою до 1 кВ невигідна, бо це призводить до збільшення необхідної кількості трансформаторів.

Потужність КУ в мережі напругою вище 1 кВ визначається за умовою балансу реактивної потужності на шинах вторинної напруги головної понижуючої підстанції (ГПП). При періодичному заряді та розряді конденсатори створюють надмірну напругу, що змушує струм переходити в наступну фазу раніше, ніж це було б за відсутності у схемі конденсаторів, внаслідок чого БК генерують реактивну потужність, і потужність, що видається в систему за наявності в системі БК (Q_{web}), виявляється більше, ніж паспортне значення встановленої потужності батарей (Q_{BCst}).

Компенсуючий ефект у системі за наявності БК може бути представлений:

$$K_E = \frac{Q_{web}}{Q_{BCst}} \approx 2,5 \div 3,1.$$

Якщо в СЕП є високовольтні СД (6(10) кВ), які можуть бути використані як КРП, то враховується і реактивна потужність, що виробляється ними. Якщо їхня потужність недостатня для підтримки балансу, то визначають недостатню потужність БК високої напруги, квар:

$$Q_{\Sigma B} = Q_{CU} - Q_{SD} - Q_{\Sigma H}.$$

Якщо трансформатори цеху мають низький коефіцієнт завантаження, краще установка високовольтних БК (на стороні напруги вище 1 кВ), тому що вони мають нижчу питому вартість (з розрахунку на 1 квар), ніж питома вартість низьковольтних конденсаторів. Зазвичай конденсатори в мережах напругою 6(10) кВ включаються за схемою трикутника (рис. 9.7, а).

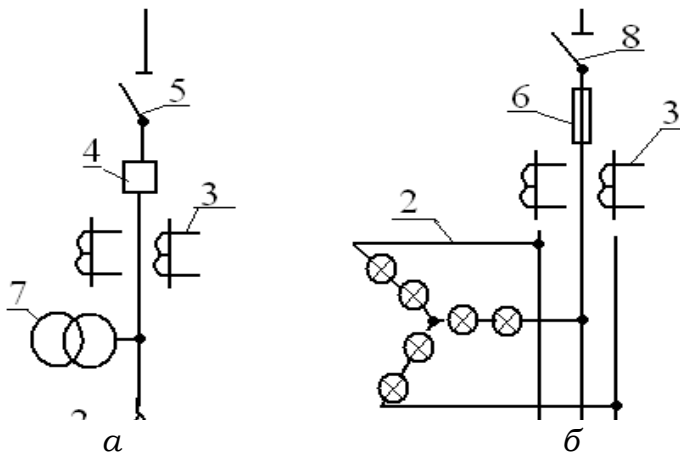


Рисунок 9.7 – Схеми приєднання конденсаторних батарей:

а – через вимикач при напрузі 6(10) кВ;

б – через рубильник та запобіжник при напрузі до 1 кВ.

1 – конденсаторна батарея;

2 – розрядник; 3 – трансформатор струму для включення вимірювальної апаратури;

4 – високовольтний вимикач;

5 – рубильник; 6 – плавкий запобіжник;

7 – силовий цеховий трансформатор;

8 – роз'єднувач

При заміні або ремонті конденсаторів їх необхідно розрядити розрядниками. При високій напрузі (6(10) кВ) розрядник БК з'єднується в трикутник, при цьому у «плечі» трикутника послідовно включають реостати, (рис. 9.7,а, поз. 2). У силових мережах трифазні БК можуть підключатися до шин розподільчих щитів загальним з ЕП або окремим вимикачем. Реостати нагріваються пропорційно струму у другому ступені, і енергія, що відводиться від конденсаторів, швидко гаситься. Для мереж низької напруги розрядник БК (поз. 1, рис. 9.7,б) з'єднують в «зірку». В установках великої потужності та високої напруги (6/10 кВ) застосовують БК з паралельним та

послідовно-паралельним включенням елементів.

Порівняно з СД, БК простіше в експлуатації; в них відсутні обертові частини; вони мають меншу масу, що спрощує монтажні роботи, у них менше втрати на вироблення реактивної потужності (2,5-5 Вт/квар).

До недоліків БК відносять залежність їх реактивної потужності від напруги, недостатню стійкість до струмів КЗ і перенапруги, чутливість до спотвореної форми живлячої напруги, неможливість плавної зміни віддаваемого реактивного струму.

У мережах напругою до 1 кВ не рекомендується вибирати КУ потужністю менше 30 квар, оскільки це призводить до збільшення витрат на захисну та комутаційну апаратуру, вимірювальні прилади на кожен квар встановленої потужності БК. Якщо по розрахункам необхідна потужність БК менше мінімальних номінальних значень реактивної потужності стандартних блоків, то БК не встановлюють.

Запитання для самоперевірки

1. Дайте визначення поняття «компенсація реактивної потужності».
2. Назвіть основних споживачів реактивної енергії (струму) в електричних мережах промислових підприємств.
3. Вкажіть призначення активної та реактивної енергії.
4. Як і на що впливає передача реактивної потужності по лініям електричної мережі?
5. Що спричиняє відсутність компенсації реактивної потужності?
6. Назвіть існуючі засоби компенсації реактивної потужності в енергосистемах.
8. Назвіть види компенсації реактивної потужності. Чим відрізняються поздовжня та поперечна компенсація?
9. Поясніть особливості конструкції та принцип дії СК.
10. Поясніть, як СД може регулювати реактивну потужність.
11. Поясніть принцип дії та комплектацію СТК.
12. Як визначити необхідну потужність компенсаторної установки в мережі напругою до та вище 1 кВ?
13. Проведіть порівняння конденсаторних батарей та синхронних двигунів як джерел реактивної енергії.
14. Нарисуйте схеми включення конденсаторних батарей у мережах до 1 кВ та вище 1 кВ.
15. Яке обладнання входить до комплекту СТК?
16. Як розрядити конденсаторну батарею високої та низької напруги?

Література: 5, 25, 29, 30, 32-34, 37, 39, 45, 47, 48, 60, 62, 72, 73, 79

10. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ УПРАВЛІННЯ ТА ЗАХИСТУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

10.1. Види систем автоматичного керування СЕП

У СЕП підприємств передбачаються централізоване (диспетчерське) управління та контроль роботи електроустановок із застосуванням засобів автоматики та телемеханіки. У систему централізованого управління зазвичай включається також управління системами водо-паро-повітря- і газопостачання. На великих підприємствах набули застосування комплексні автоматизовані системи управління підприємством (АСУП), які забезпечують оперативне управління технологічними процесами та енергопостачанням. Найбільший технічний та економічний ефект можна отримати при спільному застосуванні автоматики, телемеханіки, а також автоматизованих систем управління для безаварійного огляду, обслуговуванні та ремонту ЕО [30, 48].

Телеуправління передбачається лише для тих елементів управління (наприклад, вимикачів), які здійснюють швидке відновлення робочих режимів або роблять часті оперативні перемикання, наприклад, в лініях живлення та в лініях зв'язку між підстанціями. Телесигналізація забезпечує передачу на пункт управління запобіжних та аварійних сигналів, відображення стану основних елементів СЕП. Телевимірювання забезпечують замір основних показників СЕП, необхідних для правильного оперативного управління системою, для локалізації та ліквідації аварій.

Для ПП найбільш доцільні безконтактні багатоканальні телемеханічні пристрої. Для каналів зв'язку зазвичай використовують лінії кабельних телефонних ліній. Доцільно при проектуванні та реконструкції електричних мереж передбачати у таких кабелях вільні жили для можливості розширення телемеханізації системи. Живлення телемеханічних пристроїв змінного струму здійснюється від ліній змінної напруги 380/220 В, а пристроїв постійного струму – від трифазних випрямлюючих пристроїв.

Диспетчерські щити, пульти та мнемонічні схеми СЕП розміщують в пунктах управління. Розташування окремих апаратів на мнемонічних щитах відображається символами, але в світлових щитах – сигнальними лампами.

Панельні диспетчерські щити виконуються або планшетного типу, на яких схеми контрольованої системи розміщуються на окремих планшетах, або мозаїчного типу, в які вбудовують ключі, кнопки, лампи, а також мнемонічні символи обладнання. Переважно використовують секційні мозаїчні щити, тому що в них легко вносити зміни.

Система автоматизації СЕП включає системи, які підвищують надійність електропостачання:

- система АВР (автоматичне включення резерву), яка включає резервне джерело живлення або резервний елемент ЕО при пошкодженні робочого джерела або елемента;
- система АПВ (автоматичне повторне включення) повторно включає елемент, що відключився;
- система АЧР (автоматичне частотне розвантаження) розвантажує систему від менш відповідальних навантажень, щоб зберегти живлення найбільш відповідальних ЕП під час аварії, пов'язаної з відключенням частини джерел електропостачання.

Таким чином, всі ці види автоматики спрямовані на ліквідацію наслідків ненормальних та аварійних режимів.

З 2002 р. на території ЗАЕС працювала інформаційно-вимірювальна система «Кільце», яка в автоматичному режимі здійснювала безперервний контроль радіаційного стану, а також стежила за радіаційним станом при проектних та запроектних аваріях або під час відключення енергоблоків. Система дозволяла відстежувати обстановку не лише на самій АЕС, а й у радіусі 30 км від неї.

З 2021 року почалися роботи по модернізації системи радіаційного контролю: роботи по заміні системи «Кільце» на більш інформативну автоматизовану систему АСКРО – «Автоматизована Система Контроля радіаційної Обстановки». АСКРО в онлайн-режимі, без проміжної обробки видає пряму інформацію про результати радіаційного контролю та радіаційну обстановку, прогнозує розвиток радіаційної обстановки у зоні спостереження. Система надає дані про поля забруднення атмосфери та об'єктів довкілля, визначає дозу навантаження на населення та багато іншої важливої інформації.

Заплановані і створені додаткові автоматичні канали контролю та реагування на ненормальні (аварійні) режими на блоках АЕС та на площадці

зберігання відпрацьованого ядерного палива СЗВЯП на ЗАЕС. Це стало найбільш важливим після військового захоплення ЗАЕС ворогами. Втрата зв'язку із зовнішньою енергосистемою закладалась ще в проекті, тому на станції є системи, що дозволяють управляти такою аварійною ситуацією:

- необхідні для охолодження енергоблоків системи безпеки живитимуться від дизель-генераторів, яких є по три на кожному блоці. Вони вмикаються автоматично – люди в цьому процесі не задіяні;

- системи охолодження реактора автоматично під'єднуються до дизель-генераторів. Закладена можливість ручного включення цієї системи, якщо відмовить автоматика. Автоматичне увімкнення відбувається досить швидко, менш 10 хвилин; цього часу достатньо, щоб не виникли проблеми.

Персонал знає весь алгоритм підтримки безпеки в різних ситуаціях. Але захоплення ЗАЕС не дає можливості контролювати її безпеку: оцінювати стан дизель-генераторів аварійного енергопостачання для систем охолодження реакторів та водопостачання, достатність запасів палива для дизель-генераторів; контролювати фізичний та моральний стан персоналу станції, який знаходиться під прямим тиском та знущаннями, працює зі значними порушеннями графіків роботи. Також можливі теракти з боку ворогів.

10.2. Ненормальні та аварійні режими роботи СЕП, для яких необхідний автоматичний захист

10.2.1. Види ненормальних та аварійних режимів роботи електрообладнання та СЕП

Ушкодження ЕО зазвичай супроводжуються значним збільшенням струму та зниженням напруги. У діючих СЕП розрізняють ненормальні та аварійні режими. Ненормальний режим роботи ЕО – режим, у якому значення хоча одного з параметрів режиму виходить за межі найбільшого або найменшого допустимого робочого значення. Ненормальні режими зазвичай призводять до відхилень напруги, струму та частоти, але в межах допустимих значень. При зниженні частоти та напруги порушується нормальна робота споживачів та стійкість енергосистеми, а підвищення напруги та струму призводить до пошкоджень обладнання та ПЛЕП, до виникнення аварійних режимів.

До найбільш характерних ненормальних режимів призводять [39, 40]:

1) перевантаження ЕО, що веде до збільшення струму понад номінальне значення, до виділення додаткового тепла. Температура струмопровідних частин та ізоляції перевищає допустимі значення, що прискорює знос ізоляції. Допустимий час проходження підвищених струмів залежить від їх величини, визначається конструкцією ЕО та класом нагрівостійкості ізоляційних матеріалів. Для попередження пошкодження ЕО через перевантаження необхідно вживати заходи щодо його розвантаження або зовсім відключати;

2) зниження частоти через недостатню потужність турбін, через зниження частоти їх обертання і зазвичай виникає при раптовому відключенні частини генераторів на електростанціях і при передачі навантаження на працюючі генератори. Зниження частоти свідчить про появу дефіциту активної потужності в енергосистемі. При зниженні частоти знижується продуктивність механізмів і порушується технологічний процес тих агрегатів, котрим має значення сталість швидкості обертання ЕД. Глибоке зниження частоти (нижче за 48-47 Гц) веде до важких аварій, до лавиноподібного зниження частоти, до «розвалу» енергетичної системи, внаслідок чого може припинитися електропостачання всіх споживачів.

У табл. 10.1 вказано допустимий час роботи ЕО при різних значеннях зміни частоти напруги в енергосистемі.

Таблиця 10.1 – Допустима тривалість роботи ЕО при зміні частоти напруги в енергосистемі

Діапазон зміни частоти, Гц	Допустима тривалість роботи ЕО
Від 51,0 до 50,5	10 секунд, із загальною тривалістю такого режиму за рік не більше 60 секунд
Від 50,4 до 49,0	Необмежено тривалий час під час роботи ЕО з навантаженням 90-100 % від номінальної потужності
Від 49,0 до 48,0	До 2 хвилин, із загальною тривалістю такого режиму не більше 12 хвилин на рік
Від 48,0 до 47,0	До 1 хвилини із загальною тривалістю такого режиму не більше 6 хвилин за рік
Від 47,0 до 46,0	Не більш 10 секунд

Для запобігання аварії необхідно відновити баланс потужності, яка генерується і споживається, шляхом швидкого (автоматичного) включення резервних генераторів або шляхом автоматичного відключення частини менш відповідальних споживачів (споживачів 3-ї категорії надійності електропостачання). Завдання вирішується за допомогою пристроїв АЧР, які встановлюються на підстанціях. Вимкнені пристроями АЧР споживачі після ліквідації дефіциту активної потужності та відновлення нормального значення частоти в енергосистемі автоматично включаються до роботи пристроями частотного АПВ (ЧАПВ);

3) підвищення напруги понад допустиме значення виникає зазвичай на генераторах при раптовому відключенні навантаження, при недовантаженості ПЛЕП активною потужністю, при небалансі активної та реактивної потужності в енергосистемі. Генератор зі зниженим навантаженням збільшує частоту обертання, що викликає зростання ЕРС в статорній обмотці до небезпечних для ізоляції значень. Система автоматичного регулювання збудження (АРЗ) у таких випадках повинна захистити, знизити струм збудження генератора або зовсім вимкнути його. Підвищення напруги може виникнути також при відключенні або включенні довгих ПЛЕП з великою ємністю.

Для забезпечення нормальної роботи енергетичної системи та ЕП необхідно швидко виявляти та відокремлювати зону пошкодження від непошкодженої мережі, відновлюючи таким чином нормальні умови роботи енергосистеми та споживачів. Небезпечні наслідки ненормальних режимів можна виключити, якщо своєчасно виявити відхилення від нормального режиму та вжити заходів щодо їх усунення (наприклад, знизити струм при його зростанні, підвищити напругу при його зниженні тощо).

Для енергосистем розрізняють статичну та динамічну стійкість. Стійкість енергосистеми – це її здатність повертатися у вихідний стан, у рівноважний стан при малих або навіть при значних збуреннях.

Статичною стійкістю енергосистеми називають її здатність самостійно відновлювати номінальний режим при малих і повільних збуреннях, наприклад, при поступовому, незначному збільшенні або зменшенні навантаження.

Динамічна стійкість енергосистеми характеризує здатність системи зберігати робочий стан при раптових, різких змінах параметрів режиму експлуатації або при аваріях у системі (КЗ, відключення частини генераторів, ліній або трансформаторів). Після таких порушень у системі виникає перехідний процес, який переходить у після-аварійний режим роботи.

Основним способом підвищення стійкості енергосистеми є збільшення межі потужності, що передається через неї. Цього можна досягти підвищенням номінальної напруги на шинах генераторів, зменшенням індуктивного опору ліній.

Для цього необхідно:

- застосовувати швидкодіючі автоматичні регулятори напруги, що збільшують ЕРС неробочого ходу генераторів у разі зростання навантаження. На підвищення динамічної стійкості при КЗ особливо впливає форсування збудження, при якій в обмотку ротора різко подається максимально можливий струм («стельове» збудження). У сучасних генераторах цей струм дорівнює 18-20 його номінального значення;
- підвищення напруги ПЛЕП, наприклад, від 110 кВ до 150 кВ або до 220 кВ. Однак це сприяє посиленню конденсаторного ефекту ПЛЕП;
- зменшення індуктивного опору ліній шляхом розщеплення проводів в ліній на два або три провідники, застосування поздовжньої ємнісної компенсації з послідовним включенням до лінії БК;
- застосування швидкодіючих систем захисту та системи АПВ у лініях.

Ненормальні режими часто передують аварійним режимам, які призводять до значних економічних втрат. Згідно ДСТУ 3440-96 «Системи енергетичні. Терміни та визначення», аварійний режим – це режим роботи енергосистеми за умови виникнення аварій. Аварійні режими супроводжуються перехідними процесами, тривалість яких зазвичай мала і знаходиться в межах 0,1-0,5 с, наприклад, безреостатний пуск двигуна постійного струму триває 0,2-0,5 с.

Аварійні режими супроводжуються перехідними процесами, які помітно впливають на ЕО і на енергосистему в цілому. Динамічні зусилля, що виникають в аварійних режимах, руйнують елементи обладнання. Наприклад, на лобові частини обмоток статора і ротора ТГ при КЗ діє сила до 10 тон, а при «випаданні»

ТГ із синхронізму струм в статорній обмотці перевищує номінальний струм у кілька разів [31, 40].

10.2.2. Використання релейного захисту для забезпечення надійної роботи енергетичних систем

Для захисту обладнання та енергомереж натеper використовують пристрої, що виконуються на базі спеціальних електромагнітних та напівпровідникових апаратів – реле. Вони отримали назву "системи релейного захисту" (системи РЗ), які в даний час забезпечують відключення ЕО при виникненні аварійних режимів. РЗ є найчастіше застосовуваним видом автоматичної системи захисту енергетичних систем.

Система РЗ складається з реле та апаратів, які мають реагувати на порушення нормального режиму роботи ділянки електричного кола та посылати імпульси для його відключення. Релейний захист здійснює безперервний контроль стану та режимів роботи всіх елементів енергосистеми та реагує на виникнення аварійних та ненормальних режимів [29, 30].

Захист виявляє ненормальні режими, що виникають і, відповідно до характеру порушення, робить дії, необхідні для відновлення нормального режиму, подає сигнал черговому персоналу, відключає від системи пошкоджену ділянку. При відключенні елемента енергосистеми системою релейного захисту, наприклад, ПЛЕП або силового трансформатора, частина споживачів знеструмлюється. Відновлення живлення таких споживачів здійснюють АПВ, АЧР, система автоматичного розвантаження струмом або АРВ резервного живлення обладнання. У сучасних СЕП релейний захист тісно пов'язаний із системами автоматичного контролю, призначеними для автоматичного відновлення нормального режиму та живлення ЕП.

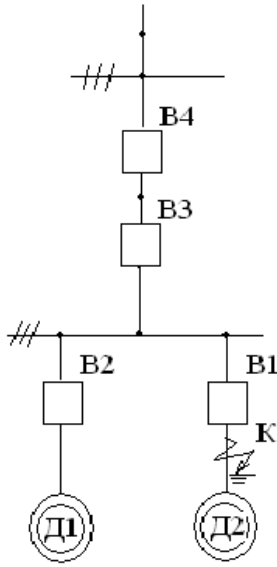
Пристрої РЗ повинні мати швидкодію та чутливість, забезпечувати надійність роботи обладнання та мати вибірковість (селективність) дії:

1) *швидкодія*. Час спрацьовування сучасних релейних пристроїв становить 0,02-0,1 с. Час вимкнення пошкодженого обладнання встановленою системою РЗ можна обчислити, с:

$$t_{shut} = t_{rel} + t_{wrel},$$

де t_{rel} – час спрацьовування системи РЗ, с;

t_{wrel} – час роботи елементів, що передають сигнали та входять до системи захисту, с;



2) *селективність* – релейний захист має забезпечити відключення лише пошкодженої ділянки лінії або елемента СЕП. При цьому аварійна лінія вибірково вимикається, а решта продовжує нормально працювати. Наприклад, при КЗ в лінії в т. К (рис. 10.1) вимикач В1 повинен відключити пошкоджену ділянку, але вимикачі В3 і В4 не повинні реагувати на аварію в т. К.

Існують різні схеми захисту із відносною (виборчою) селективністю: струмові. струмові спрямовані. дистанційні.

Струмовий захист – це система РЗ, де струм є показником на який вона реагує. Спрацьовування струмових захистів при КЗ визначається не тільки по значенню струму в вузлу ушкодження, а й напрямом потужності КЗ (струмові спрямовані захисти). Спільним цих схем є те, що час спрацьовування захисту залежить від відстані між місцем її включення і точкою КЗ. При дистанційному захисті значення напруги та струму пропорційне відстані (дистанції) від місця включення захисту до точки КЗ;

3) *чутливість* – здатність системи РЗ реагувати на мінімальні КЗ, що особливо важливо для протяжних електричних мереж, де створені струми КЗ в кінці ділянки, що захищається, можна порівняти з робочими струмами. Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості k_{sens} :

$$k_{sens} = \frac{I_{min.shot}}{I_{rel}},$$

де $I_{min.shot}$ – мінімальне значення струму КЗ, А;

I_{rel} – струм спрацьовування системи релейного захисту, А.

Чутливість (k_{sens}) для системи диференціального захисту має бути не менше 1,5;

4) *надійність* – робота системи РЗ в межах зони, що захищається, без помилкових спрацьовувань;

5) *мінімальна вартість*. У схемах РЗ і автоматики застосовуються електромеханічні реле, реле на напівпровідниках (на діодах, транзисторах, операційних підсилювачах) і реле з використанням магнітних систем, що насичуються.

Натепер широкого поширення набули реле, виконані на базі твердотільних мікросхем, в яких, порівняно з електромеханічними реле, покращені параметри та характеристики, можливе використання безконтактних схем. Раніше практично скрізь використовували електромеханічні реле, але вони мають істотні недоліки: великі розміри; значне споживання потужності трансформаторами струму та напруги, що комплектують систему РЗ; були відзначені труднощі у забезпеченні надійної роботи контактів.

Реле, що спрацьовують від електричних величин, можна поділити на три групи:

- реле, що реагують лише на одну електричну величину – на струм або на напругу. Це реле струму та реле напруги, відповідно;
- реле, що реагують на дві електричні величини – на струм та напругу або на дві напруги. До цієї групи відносяться однофазні реле потужності, реле опору та деякі інші;
- реле, що реагують на три або більше електричних величин, наприклад, на три струми або на три напруги. Можливе реагування на кілька показників, що залежать від лінійних струмів і напруги мережі, наприклад, трифазні реле потужності, багатofазні реле опору та інші пристрої.

Крім реле, що реагують на електричні величини, для захисту ЕМ та апаратів застосовуються реле, що реагують на неелектричні величини і опосередковано характеризують появу ушкоджень або виникнення анормальних режимів. Наприклад, є реле, що реагують на появу газів або підвищення тиску в кожухах оливо-наповнених трансформаторів і реакторів; є реле, що реагують на підвищення температури трансформаторів та ЕМ, тощо.

Класифікація реле також можлива за іншими показниками:

- 1) *за способом включення котушки реле в лінію, що захищається*:
 - первинні реле, які підключаються безпосередньо до силового кола;
 - вторинні реле, які включаються в коло, що захищається через трансформатор струму або напруги;

2) *за способом впливу на вимикачі:*

- реле прямої дії, що своїми контактами з'єднано безпосередньо з контакти вимикача. Реле прямої дії застосовують в установках до 1 кВ;
- реле непрямої дії включає своїми контактами коло котушки електромагніту, який вже і відключає. Вони безпосередньо не впливають на вимикач, а подають електричний імпульс в котушку. Реле непрямої дії досить чутливі та споживають невелику потужність;

3) *за призначенням:*

- основні реле, що здійснюють контроль параметрів електричного кола або електроустановки, до яких відносяться реле струму, напруги, потужності, частоти, тиску та деякі інші;
- допоміжні реле, які управляються основними реле. До них відносяться реле часу та проміжні реле;
- сигнальні (вказівні) реле.

В табл. 10.2 представлені позначення основних видів реле, що використовуються у схемах СЕП.

Таблиця 10.2 – Позначення різних видів реле у схемах

Тип реле	Реле струму	Реле напруги	Реле потужності	Теплові реле	Реле часу	Проміжні реле	Вказівні реле
Позначення	<i>KA</i>	<i>KV</i>	<i>KW</i>	<i>KK</i>	<i>KT</i>	<i>KL</i>	<i>KN</i>

10.3. Релейний захист трансформаторів та електричних машин

10.3.1. Релейний захист силових трансформаторів

Розрізняють такі види пошкоджень трансформаторів, від яких потрібно забезпечити захист:

- міжфазні замикання обмоток усередині бака та на виводах;
- виткове замикання в обмотці однієї фази;
- однофазне замикання на землю в мережах з глухо-заземленою нейтраллю;
- збільшення струму в обмотках трансформаторів при зовнішніх КЗ і при перевантаженнях;

– зниження рівня або нагрівання оливи в баку трансформатора.

Для трансформаторів використовують чотири основні види релейного захисту, [100]:

1) *максимальний струмовий захист* (МСЗ) виконує захист від зовнішніх КЗ з боку первинної обмотки та використовується для захисту трансформаторів великої потужності (понад 1000 кВ·А) від перевантажень. МСЗ зазвичай встановлюється у двох фазах, він повинен діяти при струмах КЗ та при струмах, що перевищують максимальні значення. При цьому захист повинен бути нечутливим до перевантажень і вибирається за двома показниками:

– за часом спрацювання, який залежить від величини струму;

– за часом спрацювання, який не залежить від величини струму. Такі МСЗ виконується на основі реле струму індукційного типу. У колі живлення електромагніту, що відключає СЕП, є вимикач, який розриває коло живлення тільки при відключенні вимикача і не призначений для тривалої роботи, для тривалого протікання струму;

2) *струмове відсікання* – різновид максимального струмового захисту, який використовується для захисту трансформаторів малої та середньої потужності від внутрішніх пошкоджень. Селективність впливу струмових відсічок забезпечується обмеженням зони впливу, тобто значенням струмової уставки. Система струмового відсікання трансформатора має меншу зону захисту, ніж МСЗ, тому що вона відбудовується тільки від струму КЗ, що виникає при пошкодженнях на виводах трансформатора з боку джерела живлення:

$$I_{SCC} = k_{stok} \cdot I_{s.maxKЗ},$$

де k_{stok} – коефіцієнт запасу, що залежить від точності реле, ($k_{stok}=1,25-1,5$);

3) *диференціальний струмовий захист* (ДСЗ) виконує захист від міжфазних та виткових КЗ на виводах і всередині трансформаторів великої потужності. Для цього з двох сторін від трансформатора встановлюються трансформатори струму, визначаючи цим зону захисту, в яку входять виводи трансформатора та його обмотки.

Особливістю диференціального захисту трансформаторів є те, що при з'єднанні обмоток трансформатора за схемою «Y/Δ-11» зсув між ЕРС і струмами первинної та вторинної обмоток дорівнює 330 ел. град. Під впливом різниці ЕРС утворюється зрівняльний струм, який протікатиме постійно через

диференціальне реле, навіть у нормальному режимі, що може привести до спрацьовування захисту. Для виключення цього, для компенсації зсуву струмів по фазі обмотки трансформаторів струму з боку «Y» силового трансформатора з'єднуються в «Δ», а з боку «Δ» – в «Y». Таке з'єднання обмоток трансформатора струму забезпечує баланс між первинними та вторинними струмами силового трансформатора при симетричному та при несиметричному навантаженні.

При КЗ поза зоною захисту різниця вторинних струмів в реле дорівнює нулю і захист не спрацьовує. При КЗ у зоні захисту через реле протікає сума вторинних струмів і диференціальний захист спрацьовує. Для того, щоб диференціальний захист можна було відбудувати від кидків намагнічуючого струму трансформатора, схеми захисту виконуються на основі диференціального реле струму типу РНТ або ДЗТ, які не чутливі до аперіодичній складової струму КЗ і до несиметричних струмів намагнічування. Крім того, уставку на відсічення струму відбудовують від відомих кидків намагнічуючого струму силового трансформатора (I_{mag}), який з'являється при його включенні: $I_{SCC} > I_{mag}$. Зазвичай $I_{mag} > (3-5) \cdot I_{TN}$, де I_{TN} – номінальний струм трансформатора, А;

4) *газовий захист* застосовується тільки для оливо-наповнених трансформаторів і є одним із основних захистів. Він призначений для відключення трансформаторів у разі виникнення внутрішніх пошкоджень у баку. Система газового захисту встановлюється у оливо-проводі, рис. 10.2 (поз. 11 – газове реле), який з'єднує бак трансформатора з його розширювальним бачком. Основний конструктивний елемент газового реле – поплавець та дві пари контактів, які з'єднуються при опусканні поплавця. При нормальному режимі роботи газове реле накрите трансформаторною оливою, поплавець знаходиться у верхньому положенні, а обидві пари контактів розімкнені. При виникненні міжвиткових КЗ в обмотках трансформаторів, при «пожежі в сталі» осердя тощо в оливі з'являються гази, що утворюються при розкладі оливи та електротехнічних матеріалів під впливом електричної дуги. Газ, що утворюється, потрапляє в газове реле і витісняє з нього оливу, при цьому поплавок опускається і замикає контакти. Залежно від кількості газу, що накопичився, контакти можуть замикатися і діяти тільки на сигнал або відключити трансформатор від мережі.

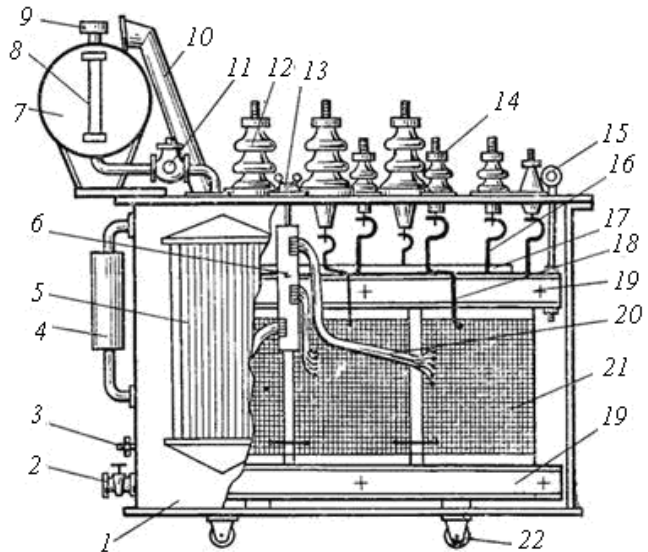


Рисунок 10.2 – Силовий трансформатор із оливним охолодженням
потужністю 1000-6300 кВ·А напругою 35 кВ:

- 1 – бак; 2 – вентиль; 3 – болт заземлення; 4 – термосифонний фільтр; 5 – радіатор;
6 – перемикач; 7 – розширювач; 8 – оливо-вказівник; 9 – повітроосушувач;
10 – вихлопна труба; 11 – газове реле; 12 – вводи ВН; 13 – привід перемикаючого
пристрою; 14 – вводи НН; 15 – підйомний рим; 16 – відводи НН;
17 – магнітопровід; 18 – відводи ВН; 19 – ярмова балка остова (верхня та нижня);
20 – регулювальні відгалуження обмоток ВН;
21 – обмотка ВН (всередині неї обмотка НН); 22 – каток візка

Газове реле спрацьовує при значному зниженні рівня оливи в баку трансформатора, аж до повної відсутності оливи в розширювальному бачку. Таким чином, дана система газового захисту виступає також у ролі захисту від надмірного зниження рівня оливи в трансформаторі.

10.3.2. Релейний захист та управління електричними машинами

Щоб захистити ЕМ від пошкоджень при порушенні нормальних умов роботи та своєчасно відключити їх від мережі, запобігши або обмеживши розвиток аварії, відповідно до ПУЕ, передбачають різні засоби захисту, чутливі не лише до внутрішніх ушкоджень, а й до різних ненормальних режимів.

Вимоги до релейного захисту ЕМ:

- *селективність* – захист повинен відключати машину тільки при тих пошкодженнях і режимах, які становлять для неї дійсну небезпеку;
- *швидкодія* системи РЗ необхідна, щоб зменшити ступінь пошкодження машини, а для генераторів крім того не допустити порушення стійкості їхньої паралельної роботи з мережею;
- *чутливість* системи РЗ – система має бути чутливою до всіх видів пошкоджень в ЕМ, а також до КЗ у суміжних елементах для резервування захистів та вимикачів цих елементів у разі неспрацювання цих захистів;
- *струмове відсічення без витримки часу* застосовується як основний захист від багатofазних КЗ в статорній обмотці для генераторів потужністю менше 1 МВт. Встановлюється з боку виводів до збірних шин.

До основних способів захисту ЕМ можна віднести:

1) *при замиканні між фазами обмотки статора* для захисту зазвичай використовується струмове відсікання, яке відбудовується від пускового струму. Для ЕД потужністю понад 2 МВт можливе використання диференціального струмового захисту (ДСЗ). Для двигунів потужністю 5 МВт і вище установка ДСЗ є обов'язковою. Якщо двигуни виконані на напругу менше 500 В, захист від КЗ може виконуватися плавкими запобіжниками;

2) *при замиканні однієї із фаз на землю (на корпус)* захист виконується за допомогою індукційного реле типу РТ-80, за умови, що струм замикання на землю в двигунах потужністю до 2 МВт більше 5 А, а для двигунів потужністю понад 2 МВт – більше 10 А. Захист від замикань на землю спрацьовує без витримки часу;

3) *при перевантаженні ЕД*, що призводить до неприпустимого нагрівання, захист повинен застосовуватися для робочих механізмів, у яких можливі аномальні збільшення навантаження на двигун при порушеннях робочого процесу. Апарати захисту від перевантаження - це температурні та теплові реле, електромагнітні реле, АВ з тепловим розчіплювачем або годинниковим механізмом. При виникненні перевантаження вони відключають двигун з певною витримкою часу. При значних навантаженнях відключення має виконуватися миттєво. При виборі реле захисту ЕД від перевантаження встановлюють витримку часу по часу спадання пускового струму;

4) при зниженні або зникненні напруги захист (нульовий захист) виконується за допомогою одного або кількох електромагнітних апаратів, що відключають ЕД при перерві живлення або при суттєвому зниженні напруги, нижче обраного значення. Захист оберігає ЕД від мимовільного включення після ліквідації перерви у живленні або після відновлення нормальної напруги в мережі (від самозапуску).

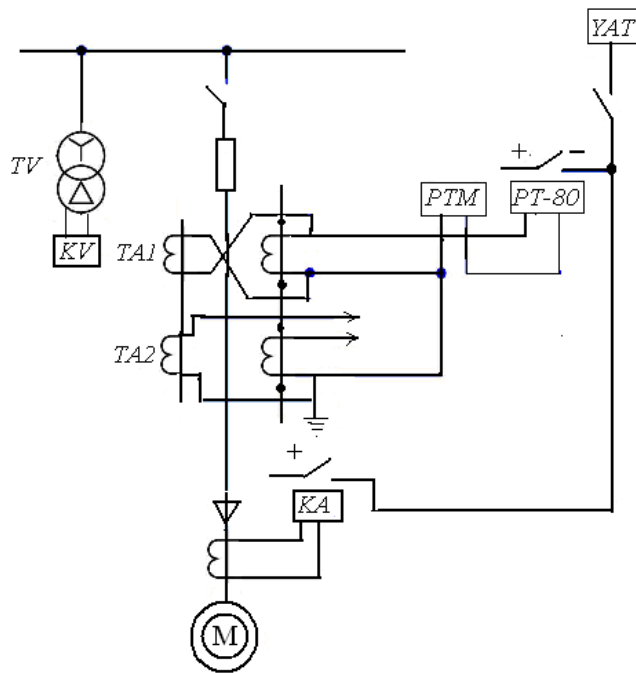


Рисунок 10.3 – Схема захисту АД під час зниження або зникнення напруги

Найбільш чутливі до зміни напруги АД, тому що їх момент пропорційний напрузі в другому ступені. При зниженні напруги мережі до (70-80)% від номінального значення АД необхідно відключати, тому що можливо їх КЗ (механічно загальмований вал). Захист від зниження напруги (відключення) виконується за допомогою трансформатора напруги та реле напруги без витримки часу. Схема захисту АД під час зниження або зникнення напруги представлена на рис. 10.3.

5) через порушення в СЕП можливе порушення безперервних технологічних процесів та виникнення аварій через порушення черговості пуску та зупинки ЕД. У цьому випадку необхідно в схемах управління ЕД створювати блокувальні зв'язки, що забезпечують задану черговість пуску та зупинки. Черговість пуску має бути у напрямку, зворотному технологічному процесу виробництва, а черговість зупинки – у протилежному напрямку.

Операції керування двигунами виконуються електромагнітними пускателями. Включення двигуна через електромагнітний пускатель забезпечує крім зручності при керуванні ще й нульовий захист.

Найчастіше у верстатах, в технологічних установках та для ЕД застосовуються три електричні схеми:

1) управління нереверсивним ЕД за допомогою одного електромагнітного пускача KM1 та двох кнопок SB2 "пуск" і SB1 "стоп", рис. 10.4.

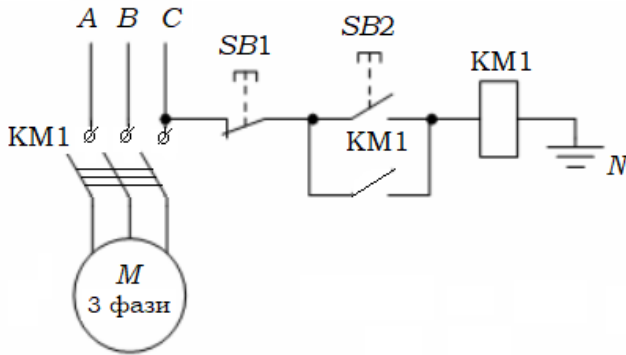


Рисунок 10.4 – Схема управління нереверсивним двигуном за допомогою одного електромагнітного пускача KM1

тому що струм у цьому випадку йде через блокувальний контакт. Зупинка двигуна після запуску у схемі з блокувальним контактом виконується за допомогою кнопки SB1 "Стоп", яка створює розрив у колі; магнітний пускач втрачає живлення і своїми силовими контактами відключає двигун від мережі.

У разі зникнення напруги магнітний пускач також відключається, бо це рівносильно натискання на кнопку "Стоп" і створенню розриву кола. Двигун зупиняється та повторний запуск його за наявності напруги можливий лише при натисканні оператором на кнопку SB2 "Пуск". Таким чином, магнітний пускач забезпечує ще "нульовий захист".

Якби пускач у колі був відсутній і двигун керувався рубильником або пакетним вимикачем, то при поверненні напруги двигун запускався б автоматично, що створює небезпеку для обслуговуючого персоналу;

2) управління реверсивним двигуном з використанням двох пускачів (або одного реверсивного пускача) та трьох кнопок.

Схема працює аналогічно до попередньої. Зміна напрямку обертання ротора (реверс) створюється зміною порядку чергування фаз обмотки статора. При включенні пускача KM1 на обмотку статора двигуна приходять фази А, В, С, а при включенні пускача KM2 порядок фаз змінюється на С, В, А, рис. 10.5.

При натисканні на кнопку SB2 "Пуск" котушка пускача підпадає під напругу 220 В, тому що вона включена між фазою С і нулем N. Рухлива частина пускача притягується до нерухомої і замикає свої контакти. Силові контакти пускача подають напругу на двигун, а блокувальний контакт замикається паралельно кнопці "Пуск". Завдяки цьому котушка пускача не втрачає живлення під час відпускання кнопки,

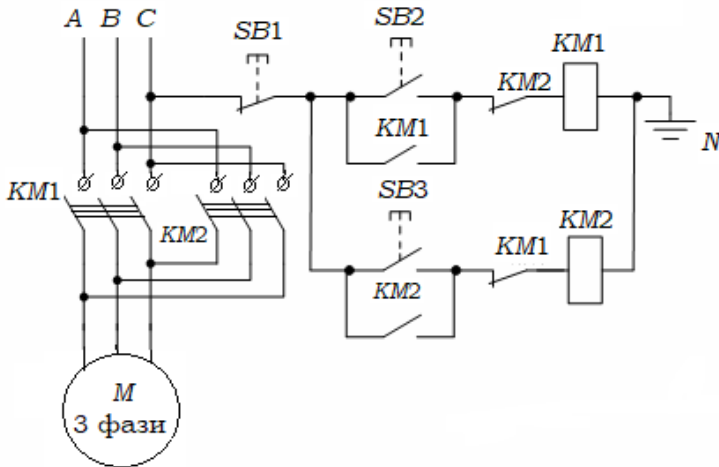


Рисунок 10.5 – Схема управління реверсивним двигуном з використанням двох пускачів та трьох кнопок

Включення двигуна для обертання в один бік здійснюється кнопкою *SB2* та електромагнітним пускачем *KM1*. Для реверсу необхідно натиснути кнопку *SB1* "Стоп", двигун зупиниться і після цього натиснути на кнопку *SB3*, двигун починає обертатися в інший бік. У цій схемі для зміни напрямку обертання ротора необхідно проміжне натискання на кнопку *SB1* "Стоп". У схемі обов'язково використання в колі

кожного з пускачів нормально-закритих контактів для забезпечення захисту від одночасного натискання двох кнопок "Пуск" *SB2* і *SB3*, що призведе до КЗ в колі живлення двигуна. Додаткові контакти в колі пускачів не дають пускачам вмикатися одночасно, але це підвищує вартість та ускладнює схему;

3) управління реверсивним двигуном з використанням двох пускачів (або одного реверсивного пускача) та трьох кнопок, у двох з яких спарені контакти,

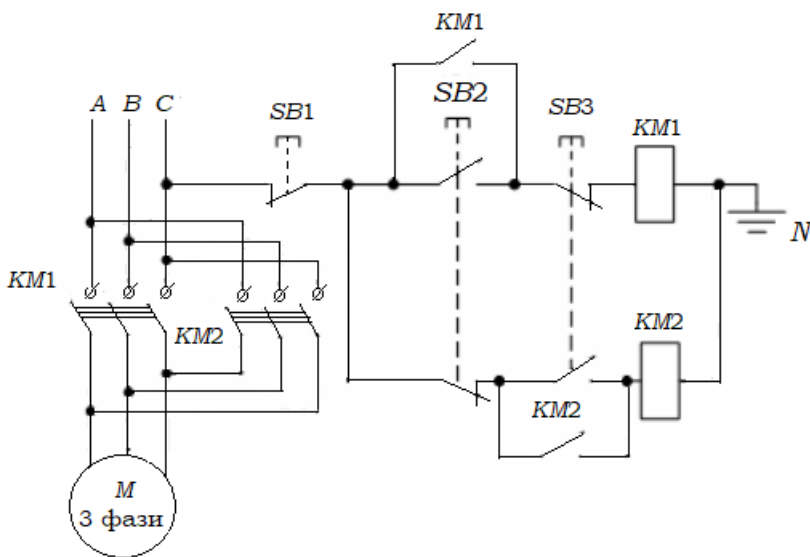


Рисунок 10.6 – Схема управління реверсивним двигуном з використанням двох пускачів та трьох кнопок, у двох з яких спарені контакти

рис. 10.6. Відмінність цієї схеми від попередньої (рис. 10.5) в тому, що в колі кожного пускача крім загальної кнопки *SB1* "Стоп" включені по 2 контакти кнопок *SB2* і *SB3*, причому в колі *KM1* кнопка *SB2* має нормально-відкритий контакт (що замикає), а *SB3* має нормально-закритий контакт (розмикаючий). В колі *KM2* кнопка *SB2* має нормально-закритий контакт, а *SB3* має

нормально-відкритий. При натисканні кожної кнопки коло одного з пускачів замикається, а коло іншого одночасно при цьому розмикається, рис. 10.6.

Така схема дозволяє відмовитися від використання додаткових контактів для захисту від одночасного включення двох пускачів, бо такий режим в цій схемі неможливий, і дозволяє виконувати реверс без проміжного натискання на кнопку "Стоп", що зручно. Кнопка "Стоп" використовується для остаточної зупинки двигуна.

Наведені схеми часто доповнюються різними реле, вимикачами, датчиками, перемикачами. Можливе живлення котушки електромагнітного пускача напругою 380 В. У цьому випадку пускач підключається до двох будь-яких фаз, наприклад, до А і В. Можливе використання понижуючого трансформатора для зниження напруги у схемі управління. Тоді використовуються електромагнітні пускачі з котушками на напругу 110, 48, 36 або 24 В.

Для зупинки двигун найчастіше відключають від мережі, після чого двигун продовжує обертатися по інерції. Така зупинка електродвигуна під час руху за інерцією називається вільним вибігом. Багато електродвигунів, що працюють у тривалому режимі S1 або зі значними навантаженнями, зупиняються шляхом вільного вибігу. У тих випадках, коли тривалість вільного вибігу значна або через вимоги технологічного процесу, для скорочення часу зупинки застосовують штучні методи забезпечення зупинки двигуна, гальмування.

Способи гальмування електродвигунів можна розділити на два основні види: механічні та електричні.

При механічному гальмуванні кінетична енергія руху перетворюється на теплову в поверхнях контактуючих елементів, що труться.

При електричному гальмуванні кінетична енергія руху перетворюється на електричну та, залежно від способу гальмування двигуна, або віддається в мережу, або перетворюється на теплову енергію, що йде на нагрівання обмоток двигуна та гальмівних реостатів. Зазвичай обирають такі схеми гальмування, при яких механічні напруги в елементах електродвигуна незначні.

Можна вказати наступні схеми гальмування двигунів:

1) динамічне гальмування (або електродинамічне гальмування) – вид гальмування електродвигунів змінного струму, при якому обмотка статора відключається від джерела змінного струму і включається на постійну напругу.

Обмотка статора буде створювати постійне нерухоме магнітне поле. При обертанні ротора щодо цього магнітного поля змінюється напрямок ЕРС і струму ротора, що призведе до зміни напрямку електромагнітного моменту і він стає гальмівним. Кінетична енергія обертових частин переходить в теплоту, що виділяється в роторі за рахунок струмів, що індуктуються в ньому нерухомим полем постійного струму статора. Змінюючи величину підведеної до обмотки статора напруги, можна регулювати величину гальмівного моменту. Постійну напругу можна підводити в обмотку статора тільки на час гальмування. Після зупинки двигун потрібно відключити від мережі постійного струму. Даний вид гальмування застосовується в підйомно-транспортних машинах, в двосистемних електровозах тощо. Цей гальмівний режим найчастіше використовується для точної зупинки АД.

Динамічне гальмування двигунів постійного струму (ДПС) здійснюється шляхом замикання обмотки якоря накоротко або через резистор. При цьому ДПС починає працювати як генератор, перетворюючи накопичену їм механічну енергію в електричну. Ця енергія виділяється у вигляді тепла в реостатах, на які замкнута обмотка якоря, а при частих гальмуваннях можна заряджати акумулятори. Основною перевагою динамічного гальмування є точна зупинка двигуна;

2) гальмування противключенням здійснюється за схемою реверсу двигуна двома способами:

- без відключення від мережі живлення міняють місцями дві будь-які фази. При цьому напрямок обертання магнітного поля статора змінюється на протилежний. Виникає великий гальмівний момент, двигун швидко зупиняється. Але для того, щоб обмежити великі струми в момент збільшення гальмівного моменту, необхідно вводити в обмотку статора або ротора додатковий опір. Також необхідно вчасно відключити двигун, або він розкрутиться в інший бік. Для вирішення цього питання використовують реле контролю швидкості;

- двигун використовують як гальмо для вантажу. Тобто, якщо вантаж спускається вниз, двигун повинен працювати, в інший бік. Для цього в коло обмотки фазного ротора АД вводиться великий додатковий опір, який обирають так, щоб його пусковий момент був меншим ніж момент навантаження, і двигун

працював при деякій невеликій швидкості, забезпечуючи плавний спуск. Це можна класифікувати як механічне гальмування;

3) рекуперативне (або генераторне) гальмування застосовується в основному як підгальмовування перед основним гальмуванням або при спуску вантажу, наприклад, у ліфтах. Для рекуперативного гальмування потрібно, щоб частота обертання ротора перевищила синхронну частоту обертання магнітного поля, що створене струмами статорної обмотки в повітряному проміжку. При цьому машина стане асинхронним генератором, АД почне віддавати енергію у мережу і оказує гальмівний ефект.

Домогтися генераторного гальмування можна ще кількома способами. Наприклад, у двошвидкісних двигунах, при перемиканні з більшої швидкості на меншу поле статора зразу обертається вдвічі повільніше, а ротор за інерцією обертається з попередньою великою частотою. Виникне гальмівний момент, який зменшить швидкість до нової номінальної. Або, якщо двигун живиться від тиристорного перетворювача частоти, можна зменшити частоту напруги. При зменшенні частоти напруги зменшується синхронна частота обертання поля від струму статора. Частота обертання ротора, що обертається за інерцією, знову виявиться вищою, виникне гальмівний момент, який знижуватиме частоту обертання ротора. Таким чином двигун можна довести до повної зупинки;

4) для АД з короткозамкненим ротором часто використовують конденсаторне гальмування зі самозбудженням. Воно забезпечується конденсаторами, що включають в три фази обмотки статора під час його відключення від мережі. При цьому енергія магнітного поля переходить спочатку в заряд конденсаторів, а потім знову повертатися в обмотку статора; виникне гальмівний момент, який зупинить двигун. Включаються конденсатори за схемою зірки або трикутника. Величина гальмівного моменту залежить від ємності конденсаторів; що більше ємність, то більше гальмівний момент і двигун зупиниться швидше. Можна обійтися без конденсаторів, просто замкнути обмотку статора за схемою “зірка”, попередньо відключивши її від мережі. Тоді гальмування станеться за рахунок залишкового магнетизму двигуна. Таке гальмування називається магнітним гальмуванням.

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть типи систем автоматичного керування в системах електропостачання (СЕР).
2. Назвіть основні блоки системи автоматизації керування СЕР. Поясніть їхнє призначення.
3. Що таке ненормальний режим роботи електроустаткування? Коли з'являються ненормальні режими? Назвіть найхарактерніші ненормальні режими.
4. Що спричиняє зниження частоти напруги в енергосистемі? На що впливає зниження частоти напруги і як це впливає на роботу енергосистеми та ЕР?
5. Коли виникає підвищення напруги у СЕР? Назвіть можливі причини.
6. Що таке статична та динамічна стійкість енергосистеми? Назвіть основні засоби підвищення стійкості енергосистеми.
7. Що таке "система релейного захисту" обладнання? Які функції вона виконує?
8. Назвіть характеристики, які повинні мати пристрої релейного захисту.
9. Що таке селективність системи релейного захисту?
10. Що таке чутливість системи релейного захисту?
11. Які види релейного захисту використовують для силових трансформаторів? Назвіть особливості диференціального захисту трансформаторів.
12. Що таке «газовий захист» трансформаторів? Де її встановлюють?
13. Назвіть вимоги до системи релейного захисту ЕМ.
14. Які електричні апарати застосовують для захисту електродвигунів?

Література: 16, 25, 29-31, 39, 40, 48, 52, 96

11 ОСОБЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

11.1 Основні вимоги до електричних схем електростанцій для підвищення безпеки праці

На блоках електростанцій всіх типів забезпечують безпеку праці, як і на промислових підприємствах. Але є й особливі вимоги, що визначаються специфікою технологічних процесів вироблення, розподілу та передачі електроенергії [1, 18, 62, 68].

Під схемою видачі потужності електростанцій, як має назву головна схема електричних з'єднань, розуміють схему електричних з'єднань між її основними елементами (генераторами, трансформаторами, струмопроводами, збірними шинами, комутаційним обладнанням, ПЛЕП тощо), пов'язаними загальним виробництвом, перетворенням, розподілом та передачею електроенергії.

До схеми виробництва електроенергії на електростанціях входить електричне обладнання:

- генератори та системи їх збудження;
- струмопроводи з генераторним вимикачем;
- блокові потужні трансформатори та трансформатори власних потреб;
- гнучкі лінійні зв'язки;
- системи шин, вимикачі, роз'єднувачі, автотрансформатори ВРП;
- струмопроводи різних рівнів напруги;
- релейний захист та автоматика всього обладнання.

Основні вимоги до цих схем:

– головна СЕП вибирається на підставі схеми загальної енергосистеми та тієї її ділянки, до якої приєднана дана електростанція;

– схема приєднання електростанції до енергосистеми повинна забезпечувати видачу повної потужності, зберігати стійкість роботи при відключенні будь-якої лінії, що відходить, або трансформатора зв'язку;

– у ремонтних режимах, при відмові вимикачів, пристроїв релейного захисту тощо стійкість електростанції повинна забезпечуватись дією протиаварійної автоматики;

– має бути забезпечена можливість розширення виробництва та підключення нового обладнання;

- для зручності повинна бути забезпечена простота та наочність схем, має бути забезпечена мінімальна кількість перемикачів при зміні режимів роботи та створення безпечних умов під час проведення ремонтних робіт;

- обрана ступінь надійності: здатність всіх елементів схеми виконувати заданий графік видачі потужності, зберігаючи вимоги до якості електроенергії, – має бути економічно обґрунтованою.

При виборі електричної схеми електростанції враховують:

- найбільші одинична потужність агрегатів та їх кількість;
- напруги, на яких потужність видається в енергосистему;
- величина струмів, що перетікають між розподільчими пристроями (РП) з різними напругами;
- значення струмів КЗ та забезпечення можливості їх обмеження.

Електричні схеми електростанцій будуються за блочним типом. Завжди намагаються забезпечити достатню гнучкість, допускати відключення обладнання або його частини для ремонтів і ревізій із збереженням нормальної роботи споживачів та загальної надійності роботи станції. Для зручності експлуатації виведення в ремонт має здійснюватися за мінімальної кількості операцій комутаційної апаратури. Гнучкість схеми виявляється також у можливості поділу установки на частини, що широко практикується для зниження струмів КЗ.

11.2 Особливості вимог безпеки праці на енергоблоках АЕС

Безпека на АЕС – одна з найважливіших вимог для забезпечення захисту працівників та навколишнього середовища від радіаційного впливу як під час нормальної роботи, так і при можливих аваріях. Належний рівень безпеки забезпечується за рахунок системи фізичних перешкод, зведених на шляху можливого поширення радіоактивних речовин, а також заходів, спрямованих на підтримку їхньої безпеки. Надійність та високий рівень безпеки АЕС забезпечує само-захищеність реактора, наявність системи захисних бар'єрів та дублювання каналів безпеки [1, 17, 35, 43, 55, 62].

Основні відмінності електричної частини АЕС від, наприклад, електричної частини ТЕС виявляються в необхідності створення резервування від трьох джерел схем живлення ЕП власних потреб для забезпечення режиму аварійного

розхолодження реакторів та електропостачання низки відповідальних механізмів. В результаті на АЕС з'являються спеціальні мережі та додаткові джерела надійного живлення (дизель-генератори), використання спільного вибігу ТГ з механізмами власних потреб. Виникає необхідність забезпечення умов успішного пуску та самозапуску потужних електродвигунів власних потреб від автономних джерел.

При вирішенні питань, пов'язаних із конкретною АЕС, необхідно досконало знати особливості саме цієї станції, технологічний цикл виробництва електроенергії з урахуванням конкретних особливостей енергетичного реактора та теплосилового обладнання, а також призначення та параметри кожного з електродвигунів та інших електроприймачів усіх механізмів станцій. Це визначає необхідність узгодження технологічної та електричної частин АЕС при розгляді режиму аварійного розхолодження, при виборі схеми живлення та резервування механізмів власних потреб, при розрахунках надійності електричної частини АЕС та забезпечення безперебійності електропостачання у нормальних та аварійних режимах тощо.

По типу впливу на наслідки аварії систем безпеки поділяють на:

- 1) локалізуючи – для обмеження осередку поширення радіоактивних речовин при аварії;
- 2) управляючи – системи, що необхідні для забезпечення правильного функціонування всіх захисних систем;
- 3) забезпечуючи – забезпечують постачання необхідної енергії для всіх систем та для створення відповідного робочого середовища.

Усі системи, що забезпечують безпеку, обов'язково відповідають нормам та правилам конструювання, виготовлення, монтажу та експлуатації об'єктів ядерної енергетики. Вони повинні забезпечувати максимальний захист при аваріях на АЕС, у тому числі при пожежах. Усі системи повинні включатися автоматично, але є можливість дистанційного управління. Спрацювання систем безпеки не повинно впливати на робоче обладнання, пошкоджувати його, тому існує допустима кількість аварійних спрацювань систем захисту для кожної АЕС.

Реактори на теплових нейтронах, наприклад водо-водяні реактори типу ВВЕР, мають різні конструктивні рішення. Реактори на швидких нейтронах по

суті не відрізняються один від одного прийнятими схемами та конструкціями. Зазвичай це трьох-контурні установки з рідкометалевим теплоносієм у першому та другому контурах. Найчастіше, в якості рідкометалевого теплоносія використовують натрій, а в другому натрієво-калієвий евтектичний сплав, але у світовій практиці зараз ведуться роботи з визначення можливості використання свинцю, як теплоносію першого контуру.

Особливістю використання свинцю в активній зоні є розрідженість пучка тепловиділяючих елементів, що дозволяє без значного пом'якшення спектра нейтронів створити в активній зоні реактора прийнятні значення напруженості та гідравлічних втрат. При цьому зберігається необхідний рівень природної циркуляції у разі аварійного знеструмлення. При аварійній зупинці насосів у контурі більше 20 с зберігається примусова циркуляція теплоносія завдяки потенційній енергії, запасеній у різниці рівнів свинцю в напірній камері та камері насоса, що всмоктує. Далі при зупинених насосах відведення тепла від зони здійснюється природною циркуляцією свинцю.

Парогенератор за параметрами пари практично аналогічний контуру сучасної ТЕС, тому в режимах докритичних або надкритичних параметрів можна використовувати стандартне турбінне обладнання, як на ТЕС.

Загальною тенденцією для АЕС з реакторами на швидких нейтронах є застосування інтегрального компоновання, коли сам реактор, зона витримки відпрацювавших ТВЕЛ-ів, механізм перевантаження, елеватори, проміжні теплообмінники першого і другого контурів, ГЦН-и розташовуються в загальному корпусі, оточеному біологічним захистом. У реакторах цього типу використовується система перевантаження палива при зупиненій ланцюговій реакції. Натепер у світовій практиці ведуться роботи з безперервного перезавантаження реакторів свіжим паливом, на ходу.

Тип реактора АЕС суттєво впливає на електричну частину станції:

1) кількість ТГ на один реактор визначає можливість використання енергії їх вибігу для живлення механізмів власних потреб (ВП). Однак при моноблоках така можливість виключається, внаслідок чого в схемах живлення обладнання власних потреб моноблочних АЕС є відмінності порівняно зі станціями, де на один реактор припадає кілька ТГ. Нині в Україні всі реактори моноблочні;

2) на АЕС є низка механізмів ВП, яких немає на ТЕС. Специфіку цих механізмів завжди враховують, оскільки вони істотно впливають на побудову схеми живлення ВП;

3) залежно від типу реактора на АЕС (удосконалені графіто-газові, каналні киплячі, швидкі реактори) використовують або стандартні ТГ з обслуговуючими їх механізмами ВП, або нестандартні ТГ, що з'єднані з турбінами, які працюють на насиченій парі, можливо навіть на радіоактивній (корпусні киплячі реактори).

Дуже важливо пам'ятати, що відмінності в технологічних схемах та механізмах ВП визначають суттєві відмінності і в характері виконання режиму аварійного розхолодження, яка, як і система аварійної зупинки реактора, відноситься до найбільш важливою системою захисту на АЕС. Система аварійної зупинки реактора забезпечує переривання ланцюгової реакції у разі виникнення некерованого зростання потужності, температури всередині реактора. Це забезпечується дією поглинаючих стрижнів або розчинів бору, рухомих ТВС, деталей відбивача нейронів. Обов'язково повинні бути, як мінімум, дві незалежні системи впливу на радіоактивність, щоб хоча б одна могла забезпечити гарантований перехід у підкритичне стан із подальшою його підтримкою. Для реалізації цієї вимоги необхідно, щоб максимальний запас реактивності активної зони ніколи не перевищував ефективності органів управління, [57, 68, 69, 78, 83].

Електроенергія, вироблена генераторами АЕС, надходить на ВРП-750 кВ і через вимикачі, роз'єднувачі, системи шин, трансформатори розподіляється по лініях 750 і 330 кВ енергосистеми. Навантаження кожної лінії визначається різницею напруги на кінцях лінії. При такому режимі роботи вихід з ладу будь-якого вимикача не призводить до зупинки енергоблоку або відключення лінії. Вимикач можна від'єднати за допомогою роз'єднувачів і вивести в ремонт. Перетікання струмів здійснюватиметься через друге паралельне коло.

При виведенні обладнання ВРП-750 кВ у ремонт такий режим резервування порушується, і вихід з ладу вимикача, роз'єднувача або іншого обладнання, як правило, призведе до зупинення блоку та відключення ПЛЕП. Тому виведення в ремонт вимикачів та іншого обладнання ВРП-750 кВ зазвичай має поєднуватися з виведенням у ремонт пов'язаного з цим обладнанням енергоблоку або ПЛЕП.

Кожна лінія має номінальний струм, величина якого визначає необхідний переріз дротів ПЛЕП. Зазвичай пропускна здатність ліній менша, ніж повна встановлена потужність ТГ на блоках АЕС. Наприклад, пропускна здатність ПЛЕП від ВРП Запорізької АЕС дорівнює 5300 МВт, що відповідає видачі потужності п'ятох працюючих із шести блоків, сумарна потужність яких дорівнює 6000 МВт. Для передачі потужності одночасно від усіх енергоблоків потрібне будівництво додаткових ПЛЕП або зміна головної схеми, наприклад, через ВРП сусідньої ТЕС.

Кожна ПЛЕП має межу сталої роботи. При перевищенні цієї межі, тобто при перевищенні навантаження ПЛЕП, в лінії починається «хитання» передаваної потужності. Виникнення хитання в одній лінії може призвести до хитання у всіх прилеглих лініях. Тому енергосистеми не допускають такого режиму, борються з ним, у тому числі шляхом попереднього обмеження навантаження. У лініях СЕП, які пов'язані з енергоблоками станцій, встановлюють системи захисту та системи взаємодії цих захистів.

При експлуатації в схемах СЕП необхідно постійно контролювати:

- напругу та частоту на шинах ВН, які мають відповідати значенням, заданим графіками навантажень;
- величину навантаження по всіх ПЛЕП та навантаження, що йде через автотрансформатори (АТ) зв'язку;
- температурний режим всього силового обладнання, АТ зв'язку та шунтуючих реакторів;
- роботу компресорних установок, що забезпечують заданий тиск стисненого повітря в ресиверах (зазвичай не більше $400 \text{ Н/см}^2 = 4000 \text{ кПа}$).

Ці параметри контролюються приладами центрального щита управління (ЦЩУ), диспетчерами блоків по показникам спрацьовування попереджувальної або аварійної сигналізації, при безпосередніх обходах обладнання згідно з графіками.

Обладнання АЕС знаходиться в оперативному управлінні та у веденні оперативних керівників. Все обладнання ВРП-750 кВ знаходиться в основному в оперативному управлінні чергового диспетчера енергосистеми та в оперативному веденні диспетчера національного диспетчерського центру (НДЦ) електроенергетики. Тому дозвіл на виведення обладнання з роботи

провадиться за заявками, що подаються до диспетчерської служби енергосистеми. Дозвіл на виведення обладнання в ремонт дає диспетчер енергосистеми за затвердженою заявкою і безпосередньо керує виведенням.

Введення ЕО після закінчення ремонту та отримання всіх протоколів також здійснюється за дозволом та під керівництвом чергового диспетчера НДЦ енергосистеми. В систему входить різне обладнання: електричні машини, силові трансформатори, повітряні вимикачі, що знаходяться під тиском повітря від 20 до 2300 Н/см², струмопровідні частини, що знаходяться під напругою до 750 кВ, панелі релейного захисту обладнання зі складним порядком проведення операцій, з накладками та випробувальними блоками. Тому під час експлуатації системи необхідно дотримуватися правил техніки безпеки (ПТБ) під час експлуатації електроустановок, ПТБ під час експлуатації теплосилового устаткування, правил пристрою та безпечної експлуатації (ПУБЕ) судин, які працюють під тиском тощо.

Висока напруга на ВРП-750 кВ створює у розподільчому пристрої високу напруженість електромагнітного поля, яке несприятливо впливає на організм людини, викликає розлади нервової та судинної систем. Тому тривале перебування на території ВРП-750 кВ без пристроїв, що екранують, неприпустимо. Натепер костюми, що екранують, незручні і практично не захищають від електромагнітного випромінювання. Тому при обходах та оглядах обладнання ВРП-750 кВ необхідно якнайдалі знаходитися від обладнання, що знаходиться під напругою. При допуску ремонтного персоналу для проведення робіт необхідно визначати напруженість електромагнітного поля у місці виконання робіт із записом у наряді дозволеного часу перебування персоналу. Час перебування має бути мінімальним, маршрут обходу має бути під екранами (кабельними коробами, екранними сітками) [35, 52].

11.3 Особливості забезпечення надійності роботи обладнання власних потреб блоків АЕС

Власними потребами (ВП) електростанцій та підстанцій називаються все електроустаткування, яке забезпечує роботу основного обладнання (реакторів, турбін, генераторів, трансформаторів блоків), допоміжних механізмів основних

та допоміжних цехів, а також електричне освітлення, установки систем релейного захисту, керування тощо.

Для обладнання ВП електростанції потрібна напруга 6 кВ та 0,4 кВ.

Трансформатор ВП включається між вмикачем навантаження і блоковим трансформатором. Найважливіші споживачі електроенергії мають резервне живлення від дизель-генераторів та АБ. Між реакторними відділеннями (вони знаходяться одне від одного на відстані не менш 92 м) розміщуються аварійні дизель-генераторні станції з підземними баками палива (100 м³ на кожную комірку резервної дизель-електричної станції). На кожен енергоблок встановлюють по три дизель-генератори і по три АБ напругою 220 В.

Основні відмінності електричної частини АЕС від електричної частини ТЕС полягають у схемі живлення обладнання ВП, яка здатна забезпечити набагато вищу надійність електропостачання відповідальних механізмів ВП, ніж на ТЕС. На АЕС створюють спеціальні мережі та додаткові джерела надійного живлення, використовують спільний вибіг ТГ з механізмами ВП та ряд інших схемних та режимних заходів для підвищення надійності живлення системи ВП. Особливості механізмів ВП на АЕС необхідно враховувати, оскільки вони істотно впливають на побудову схеми живлення. Створення надійної системи аварійного розхождення та локалізації аварій потребує значних витрат та розгалужених мереж надійного живлення.

Частина споживачів 2-ї групи надійності енергопостачання та майже всі споживачі 1-ї групи АЕС з напругою 380 В, 50 Гц працюють у нормальному режимі, але й їх забезпечують підвищеною надійністю, тому що від їхньої безперебійної роботи залежить безпека експлуатації АЕС та збереження дорогого обладнання. При аваріях навантаження на ЕП 2-ї групи зростає в порівнянні з нормальним режимом через включення в роботу двигунів спеціальних аварійних механізмів, наприклад, аварійних насосів технічної води, замість яких у нормальному режимі працюють потужніші робочі двигуни та механізми. Навантаження мережі, що забезпечує електроенергією ЕП 2-ї категорії надійності, зростає також через введення в роботу механізмів та систем аварійного розхождення, які при нормальній роботі блоку не функціонують: механізми систем аварійного охолодження активної зони та локалізації аварії, валоповоротний пристрій, резервний оливний насос ТГ, конденсатний насос

технологічного конденсатора тощо. Як у нормальному режимі, так і в аварійних режимах роботи АЕС, які не супроводжуються повним знеструмленням, основними джерелами електропостачання мереж живлення ЕП 1-ї та 2-ї груп надійності електропостачання є робочі трансформатори ВП та трансформатори основного живлення 6/0,4 кВ, а резервним джерелом – пуско-резервні трансформатори блоків.

Відповідно до основної концепції безпеки експлуатації АЕС з реакторами типу ВВЕР, на кожен реакторний блок передбачалося три незалежні автономні системи безпеки, здатні здійснити аварійне розхолодження та локалізацію аварії. Відповідно до цього кожен реакторний блок має три автономні системи надійного живлення ЕП напругою 6 і 0,4 кВ змінного струму і 220 В постійного струму, що включають автономні джерела (дизель-генератори і АБ), перетворювачі напруги і РП.

Дизель-генератори потужністю 2 МВт можуть бути автоматично запущені за 30 с, при потужності 5 МВт – за 3 хв. Між трьома секціями живлення ЕП на 6 кВ і трьома групами дизель-генераторів не передбачають взаємне резервування, тому що кожна з автономних секцій здатна самостійно здійснити локалізацію аварії та аварійне розхолодження. Введення живлення від резервних магістралей 6 кВ безпосередньо на секції ЕП 2-ї групи надійності електропостачання не передбачається. При аварії, як з аварійним знеструмленням, так і без нього, команда на запуск подається одночасно на всі групи дизель-генераторів. Обов'язковою умовою включення є їх попереднє відключення від знеструмленої або пошкодженої робочої секції. Два послідовно включені секційні вимикачі гарантують успішність відокремлення від енергосистеми для автономної роботи навіть при відмові одного з секційних вимикачів.

Після включення дизель-генератора кожна з секцій готова до роботи та участі в аварійному розхолодженні реактора. Для постачання електроприймачів кожної секції може використовуватися 1-2 дизель-генератори. При використанні двох дизель-генераторів повинні виконуватись умови синхронізації; в схемі передбачені пристрої для примусового розподілу навантаження між ЕП у стаціонарному стані. Використання кількох паралельно працюючих дизель-генераторів небажане.

Основними розрахунковими режимами для кожної із 3-х систем безпеки є:

- 1) знеструмлення без аварії технологічного обладнання;
- 2) знеструмлення з малою течією в першому контурі реактора, що компенсується системою підживлення;
- 3) знеструмлення з великою течією у першому контурі, яка не компенсується системою підживлення (максимальна аварія);
- 4) знеструмлення з розривом паропроводу другого контуру.

Зважаючи на сумірність потужності навантаження на дизель-генератори аварійне включення двигунів механізмів ВП проводять ступенями; послідовність та інтервали часу визначаються технологічним процесом. Для кожного з розрахункових режимів існує аварійна програма автоматичного ступінчастого пуску.

Для полегшення пошуку місця замикання на землю щити постійного струму та АБ поділяють на дві секції. Для живлення секції, що відокремлюється під час пошуку місця замикання, використовується допоміжний випрямлювач меншої потужності. АБ, що працюють на систему безпеки, знаходяться у режимі постійного підзаряду. Тривалість роботи батарей у режимі розряду мала, визначається часом запуску дизель-генератора. Тому батареї не встигають повністю розрядитись і їх не забезпечують елементним комутатором.

Розподільні пристрої надійного живлення трьох систем розташовуються в різних приміщеннях, окремо від інших розподільних пристроїв ВП. Для кожної системи прокладаються самостійні кабельні траси, розділені вогнестійкими перегородками. Дизель-генератори кожної аварійної системи також розміщені у самостійних відсіках із пожеже-стійкими перегородками. У різних приміщеннях, окремо розташовують також АБ трьох систем.

Крім ЕП особливої 1-ї групи надійності електропостачання, на АЕС працюють загально-блочні споживачі 1-ї групи. Для їхнього надійного живлення для кожного реакторного блоку передбачається загально-блочний комплекс джерел живлення, не пов'язаний із системами безпеки. До нього входять АБ напругою 220 В з комутатором, випрямляючий пристрій, що живиться від загально-станційної секції 0,4 кВ блоку, автономний інвертор, що живить секцію 1-ї категорії надійності напругою 0,4 кВ та власний обчислювальний комплекс. Крім трьох АБ систем безпеки та однієї загально-блочної батареї, на кожен реакторний блок

встановлюється ще одна батарея напругою 220 В для живлення силових кіл системи управління і захисту реактора і кілька АБ напругою 24 В для кіл системи управління та захисту (СУЗ). Всі ці батареї забезпечені випрямляючими пристроями, підключеними до загально-станційних секцій 0,4 кВ.

Організація трьох самостійних систем безпеки з незалежними технологічними та електричними системами вперше була використана для реакторів типу ВВЕР, в яких є більш глибокий взаємний зв'язок електричної та технологічної частин АЕС в порівнянні з реакторами РБМК. Не тільки до всіх елементів, систем та обладнання АЕС пред'являються особливі вимоги щодо ТБ та охорони праці обслуговуючого персоналу, також необхідно виконувати встановлені вимоги безпеки на майданчиках зберігання контейнерів СЗВЯП [69, 79].

11.4 Системи пожежної безпеки на українських АЕС

Технічні системи великої складності та потужності, до яких відносяться об'єкти ядерної енергетики, характеризуються високим ризиком аварій, небезпечних для людей та навколишнього середовища; вони призводять до катастрофічних наслідків, див. табл. 4.4. Ці аварії сформували у значної частини населення планети стійке негативне ставлення до атомної енергетики, призвели до відмови від будівництва нових станцій, консервації недобудованих блоків та дострокового виведення з експлуатації працюючих. Від ядерної енергетики відмовляються як аграрні, так і індустріально розвинені країни.

Вже припинено роботу всіх АЕС в Німеччині, Італії та Казахстані. На шляху відмови від ядерної енергетики йшли Швейцарія, Австрія та деякі інші країни [49]. Але водночас будують свої перші АЕС Бангладеш, Туреччина та ОАЕ. Щонайменше 10 нових реакторів планують побудувати до 2045 року в Швеції додатково до 6 вже працюючих. В грудні 2019 р. Швейцарія зупинила першу з 5 існуючих АЕС, але в 2022 році у Швейцарії розпочалася публічна кампанія під гаслом "Електрика для всіх і завжди", мета якої – зняти заборону на будівництво нових АЕС. Навіть Японія, у якої є досвід Фукусіми-1, планує будувати нові блоки потужністю 2000 МВт. Особливе активне будівництво АЕС йде в Китаї (22720 МВт) та в Індії (603000 МВт) [101]. Нові АЕС є основою стратегії уряду щодо

збільшення виробництва електроенергії щоб задовольнити різке зростання попиту на електроенергію.

Тобто щодо використання ядерної енергії є різні погляди, але ніхто не сумнівається у її перспективності та визнають, що майбутнє енергетики пов'язане з подальшим збільшенням кількості та потужності АЕС, які виробляють відносно дешеву енергію, практично не впливають на глобальне потепління, зберігають паливо для майбутніх поколінь. Ядерна небезпека може бути знижена за рахунок підвищення надійності реактора, підтримки герметичності реакторної зони, використання ТВЕЛ-ів з лімітом дефектних компонентів, забезпечення зонального дозиметричного контролю, обмеження доступу до ядерного палива, дотримання правил поводження з ядерними відходами. Експлуатація блоків АЕС вимагає безумовного дотримання правил безпеки, встановлених МАГАТЕ.

Слід пам'ятати, що на АЕС існує не тільки ядерна небезпека, одним із найважливіших завдань безпечного використання ядерної енергії є зниження аварійності інших приміщень блоків: машинного зала, допоміжних служб і обладнання, що встановлено окремо. Для цього, в першу чергу, слід зменшити ймовірність виникнення пожеж, які в мирний час є головним фактором загибелі персоналу і втрат матеріальних цінностей. Внесок пожеж у частоту пошкодження активної зони реактора дорівнює вкладу від усіх інших руйнівних факторів разом узятих, а збитки від пожеж на блоках перевищують 60 % загальної шкоди від усіх аварій та неполадок на АЕС. За розрахунками фахівців МАГАТЕ руйнування через пожежу одного блоку АЕС потужністю 1 млн. кВт дорівнює вибуху ядерної бомби в 1 мегатонну.

Пожежі приносять прямі збитки (знищення майна станції) та непрямі (простий станції, негативний вплив на екологію, на здоров'я персоналу та населення, що проживає поруч). Для зниження частоти виникнення та зменшення наслідків пожеж необхідно знати причини та характеристики розвитку попередніх аварій, ефективність застосовуваних протипожежних заходів окремо для стадій виникнення, розвитку, гасіння та для після-аварійного періоду, табл. 11.1 [57, 65, 79].

Таблиця 11.1 – Частота пожеж на АЕС

Найменування приміщення або ділянки	Імовірність виникнення пожежі за один рік (на одне приміщення)
Приміщення управління, контролю та спостереження	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Кабельні приміщення (канали)	$1,0 \cdot 10^{-2}$
Приміщення встановлення дизель-генераторів	$2,0 \cdot 10^{-2}$
Ємності для зберігання газо-мастильних матеріалів	$1,0 \cdot 10^{-2}$
Турбінне відділення, машинний зал	$1,8 \cdot 10^{-2}$
Приміщення допоміжних установок реактора	$4,1 \cdot 10^{-2}$

З горючих матеріалів, за даними статистики пожеж на АЕС, найбільш небезпечними є олива та нафтопродукти, пластмаси, дерево, ізоляція кабелів, інші горючі рідини та горючі гази (водень), саме ЕО. У машинних залах АЕС горючі матеріали (олива в підшипниках, водень в системі охолодження генератора) знаходяться в герметичних оболонках, і їхня взаємодія з киснем повітря можлива лише при розгерметизації. За таких пожеж горить розлита олива, як факел, горить водень.

Зазвичай виникнення пожеж у машинних залах АЕС відбувається через аварії ТГ. При пожежі, як правило, руйнуються металеві ферми та покриттів, уламки падають на обладнання, що, в свою чергу, призводить до порушення герметичності оливних систем та утворення нових осередків горіння. Пожежі в машинних залах АЕС та ТЕС розвиваються аналогічно.

На рис. 11.1 наведено фото пожежі на Вуглегірській ТЕС (29.03.2017) та вид блоку ТЕС після пожежі.

Для зниження наслідків пожеж оливо-охолоджувачі, оливо-насоси, системи оливо-подачі та регулювання турбіни, оливні насоси ущільнень валу та гідропідйому ротора генератора, демпферні баки ТГ та турбіни обладнують стаціонарними установками гасіння пожеж розпиленою водою, інтенсивністю подачі води – не менш 3 л/с на кожен м² зони горіння.

Найбільш складними для гасіння є пожежі в кабельних спорудах АЕС, тому що вогонь швидше поширюється кабельними каналами, ніж у відкритих приміщеннях (ефект тяги).



а



б

Рисунок 11.1 – Фото пожежі на Вуглегірській ТЕС (а)
та вид блоку ТЕС після пожежі (б)

Крім того, при горінні ізоляції виділяються токсичні речовини, які навіть після повного гасіння небезпечні для життя людей та для обладнання. Наприклад, хлористий водень у газоподібному стані викликає опіки відкритих ділянок шкіри, гостре отруєння при вдиханні, що суттєво ускладнює пошук вогнища горіння, а після з'єднання з водяною парою перетворюється на рідку соляну кислоту, яка у вигляді крапель осідає на обладнанні та викликає корозію металевих поверхонь.

Можлива площа горіння кабельних мереж АЕС вимірюється десятками та навіть сотнями м². Тому ізоляцію кабелів необхідно виготовляти з важко-горючих матеріалів (з кремнійорганічної гуми), герметизувати стики вакуумно-щільними металокерамічними ізоляторами, а місця проходу кабелів через стіни слід обробляти вогнезахисними складами на основі фенол-формальдегідних смол, що значно збільшують вартість мереж. Кабелі повинні бути прокладені в коробах або трубах, при цьому кабельні укладки ділять на сектори, відокремлені один від одного протипожежними перегородками.

Гасіння пожежі проводиться по секторах, і гасіння у наступному секторі починають лише після завершення гасіння у попередньому. Між секторами встановлюються протипожежні перегородки та двері з вогнестійкістю не менш на 1,5 години. У загальних каналах вентиляції для розмежування повітряного простору секторів встановлюються герметичні засови. Для легкозаймистих рідин та газів передбачені механізми їх видалення з вогнищ горіння. Наприклад, оливу

з дизель-генераторів за аварійною процедурою зливають до підземного резервуару за межами реакторного відділення; система аварійного видалення водню передбачає його примусове (під тиском) видалення та розведення іншими газами до вибухобезпечних концентрацій, а також часткове спалювання. Дизель-генератори та їх баки палива встановлюють в окремих приміщеннях з металевою підлогою, а в каналах оливо-проводів та паливо-проводів встановлюють вогнестримні бар'єри. Такі правила протипожежної безпеки рекомендуються МАГАТЕ всім станцій з реакторами типу ВВЕР. Технічна модернізація протипожежних систем обов'язково проводиться при продовженні термінів експлуатації АЕС.

Системи автоматичної пожежної сигналізації енергоблоків АЕС України були спроектовані наприкінці 80-х – на початку 90-х років минулого століття. В них використовують автоматичні комбіновані (димові та теплові) пожежні сповіщувачі типу ДСП-1 та приймально-контрольні прилади ППС-1. Виробництво ППС-1 на заводах СРСР було припинено у 80-ті роки внаслідок їх низького технічного рівня (за показниками механічної, сейсмічної та радіаційної стійкості) та невідповідності технічним стандартам НАЕК України (ДСН В.2.5-13-98, п.п.1.5.10, 1.6.3). Датчики ППС-3 та ППС-ЗМ українського виробництва мали погану якість, а прилади виробництва США, Японії та західноєвропейських країн занадто дорогі. Крім того, повна заміна вимагатиме прокладання додаткових кабелів (до 40 % понад раніше прокладених) та збільшення об'ємів будівельно-монтажних робіт. Також було відзначено електромагнітну несумісність нових датчиків з колишніми елементами систем автоматичного виявлення та гасіння пожеж, що призводило до помилкових спрацьовувань, спотворення сигналів, які надходять до оперативного персоналу на блоковий щит управління (БЩУ).

Помилкові спрацьовування пожежної автоматики знижують пильність персоналу і викликають недовіру до сигналів про початок пожежі. Персонал ігнорує сигнали і продовжує працювати навіть при активації системи пожежогасіння, що дуже небезпечно. Наприклад, при спрацьовуванні вуглекислотної системи автоматичного пожежогасіння концентрація вуглекислого газу (CO_2) у повітрі збільшується до 40 %, утворюється туман, втрачається видимість. При перевищенні концентрації CO_2 в атмосфері на 3 % у людини починається задишка, на 10% – втрачається координація рухів, при

20% починаються судами. Системи пінного пожежогасіння (особливо з фторованими піноутворювачами) дорогі і після використання вимагатимуть для перезаправки десятки тисяч доларів.

Модернізацію автоматизованих систем управління протипожежним захистом виконують з урахуванням зонального поділу АЕС, із забезпеченням дублювання всіх каналів встановлення пожежі, оповіщення, гасіння, з використанням автоматичних, дистанційних та ручних засобів управління.

В світовій практиці вже багато років використовують дистанційно-керовані роботи для безпечної евакуації постраждалих з міст займання. Для моніторингу пожежної обстановки та проведення розвідки пожежний робот комплектується багатьма контрольними датчиками, системою відеоспостереження, тепловізором,



Рисунок 11.2 – Пожежний робот-евакуатор

засобами освітлення та оповіщення. Мобільні пожежні роботи заздалегідь розміщують поблизу обладнання з високим ризиком пожежі. Частина пожежних датчиків (наприклад, газові аналізатори та термодатчики) повинні бути постійно включені. При їх спрацьовуванні мобільний робот може почати переміщення в оптимальну для огляду точку, включити інші аналізатори (наприклад, лазерні датчики диму та тепловізор), відеокамеру та підтвердження пожежі передати дані про

нього на БЦУ і почати гасіння пожежі. Модернізація систем пожежної безпеки та використання пожежних роботів, у тому числі мобільних, значно збільшує ймовірність раннього виявлення та ліквідації пожеж, зменшує матеріальні втрати, зберігає людські життя. Для гасіння пожеж у машинних залах електростанцій робот оснащують засобами подачі вогнегасних речовин із витратою не менше $0,20 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, що забезпечує необхідну інтенсивність вогнегасіння, захист будівельних конструкцій та осадження частинок пилу. На рис. 11.2 показано робота-евакуатора, що використовують пожежники в м. Йокогама (Японія).

11.5 Міжнародна шкала ядерних і радіологічних подій на АЕС

Подібно до того, як рівні землетрусів виміряють по шкалі Ріхтера, а температуру шкалою Цельсія або Кельвіна, для оцінки безпеки будь-яких подій на АЕС застосовують Міжнародну відносну шкалу ядерних подій ІНЕС (*INES International Nuclear Events Scale*) [102]. Вона була розроблена і прийнята у 1990 р. МАГАТЕ спільно з Агентством з ядерної енергії Організації економічного співробітництва та розвитку (NEA). Шкала ІНЕС призначена для використання у цивільній сфері та пов'язана лише з аспектами ядерної та радіаційної безпеки подій. Вона відіграє важливу роль у запобіганні розповсюдження ложної інформації, яка циркулює під час інцидентів або аварійних ситуацій на атомних об'єктах, попереджує паніку. Саме шкала ІНЕС і є засобом об'єктивного та своєчасного інформування про значущість подій з погляду ядерної та радіаційної безпеки, а також про можливі наслідки цих подій. Спочатку її використовували для класифікації подій на АЕС, а потім була розширена і стала застосовуватись для всіх установок та об'єктів цивільної атомної промисловості. По шкалі всі позаштатні події на ядерних об'єктах (насамперед на АЕС) оцінюються за 8-бальною шкалою. Нульовий рівень – це несуттєві для безпеки події, скоріш відхилення. Події рівнів 1–3 класифікуються як інциденти: 1 – аномалія, 2 – інцидент, 3 – серйозний інцидент. Починаючи з 4-го, рівні класифікуються як аварії: 4-й – аварія без значного ризику за межами станції, 5-й – аварія з ризиком за межами станції, 6-й рівень – серйозна аварія. Останній, 7-й рівень – це велика аварія, рис. 11.3.

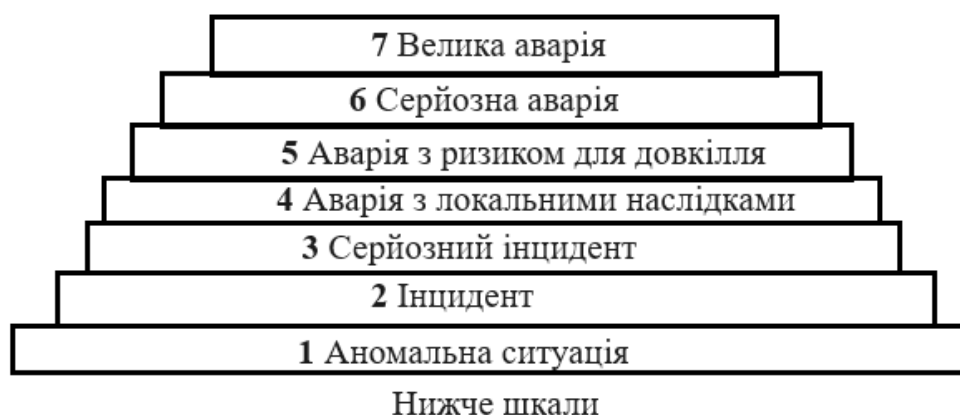


Рисунок 11.3 - Міжнародна відносна шкала ядерних подій ІНЕС

К 2006 року ІНЕС була адаптована також для оцінки будь-якої події, пов'язаної з перевезенням, зберіганням, використанням радіоактивних матеріалів та джерел випромінювання, включаючи їх використання у промислових та медичних цілях. Також по шкалі через офіційно призначених національних представників оцінюють наслідки втрат, розкрадання радіоактивних джерел або упаковок, виявлених безхазяйних джерел або джерел, що стали предметом торгівлі, тощо. МАГАТЕ підтримує застосування шкали, допомагає в навчанні користувачів. Шкала ІНЕС не використовується для класифікації подій, які пов'язані з фізичною безпекою або зловмисними діями з метою піддати людей опроміненню, провокаціям аварій на АЕС, як зараз російські війська роблять на Запорізький АЕС.

Шкалу не можна використовувати для відбору подій, які слід враховувати для використання експлуатаційного досвіду, оскільки часто важливі уроки можуть бути зроблені саме з тих подій, які спочатку вважались не дуже опасними. Аналізувати треба всі варіанти подій.

По шкалі ІНЕС розрізняють:

- інцидент – це будь-яка ненавмисна подія, наслідки якої не можуть ігноруватися з точки зору безпеки: це помилки під час експлуатації, відмови обладнання, вихідні події-попередники аварії, події, близькі до аварійної ситуації, інші несправності або несанкціоновані дії тощо;

- аварія – це подія, що характеризується викидом радіоактивного матеріалу за межі майданчика установки, який може призвести до опромінення населення і який досягає величини верхньої межі дозволених значень. При аварії необхідно застосовувати спеціальні заходи для попередження значних пошкоджень установок і ЕО, можливого опромінення співробітників з загрозою життю.

Шкала побудована таким чином, що рівень серйозності події зростає з кожним рівнем приблизно в 10 разів. Події, не суттєві з погляду безпеки, називаються "відхиленнями" і класифікуються як випадки нижче за нульовий рівень.

Розглянемо коротку характеристику восьми рівнів шкали ІНЕС:

- 1) рівень 0. Відхилення – інцидент, що не викликає ядерну та радіаційну безпеку; експлуатаційні межі та умови не порушені; управління і ліквідація наслідків здійснюється по стандартним протоколам;

- 2) рівень 1. Аномалія (незначна для безпеки) – інцидент з відхиленням від дозволеного режиму експлуатації, але без значних порушень заходів безпеки,

значного поширення радіоактивного забруднення або опромінення працівників. Рівень 1 може бути пов'язаний з відмовою обладнання, помилкою людини або невідповідністю правилам експлуатації;

3) рівень 2. Інцидент, при якому є значні порушення заходів безпеки, який вимагає значних дій, але ще збережений достатній захист. При 2-му рівні простежуються один або декілька показників:- серйозні відмови окремих елементів системи безпеки, але ці відмови не викликають непрацездатність системи в цілому; хтось із персоналу отримує дозу, що перевищує встановлену річну межу; значне поширення радіоактивності в зонах розміщення радіаційної установки;

4) рівень 3. Серйозний інцидент, який супроводжується однією чи кількома подіями:

- викид радіоактивності у зовнішнє середовище вище допустимих меж, незначне опромінення населення поза межами майданчика, але не більше десятих часток мілі-зіверта (мЗв). Кожна людина щорічно отримує в середньому еквівалентну дозу опромінення 2-5 мЗв. Летальною вважається доза в 8 зВ. В цьому випадку можлива необхідність проведення робіт з удосконалення захисту поза майданчиком;

- значне поширення радіоактивності на майданчику та опромінення персоналу із серйозними наслідками. Можливе значне радіоактивне забруднення у межах майданчика, де встановлено джерело забруднення;

- інцидент на межі аварійного стану. Це практично аварія, розвиток якої стримує останній рівень захисту;

5) рівень 4. Аварія без значного ризику поза майданчиком. Цей рівень супроводжується одним або декількома критеріями і подіями:

- незначний викид радіоактивності у зовнішнє середовище, опромінення населення поза майданчиком у межах кількох мЗв; потреба у захисних діях поза майданчиком малоімовірна, крім локального контролю продуктів;

- серйозне пошкодження активної зони та фізичних бар'єрів; потрібні великі відновлювальні роботи на майданчику;

- опромінення одного або кількох працівників з високою ймовірністю летального кінця;

6) рівень 5. Аварія з ризиком для життя людей за межами майданчика. Цій рівень відповідає одному або декільком критеріям:

- обмежений викид радіоактивних речовин у довкілля у кількісному еквіваленті радіоактивності від сотень до тисяч Бк йоду-131 ($1\text{ Зб}=100\text{ Бк}$).

Можлива необхідність аварійних заходів з метою зменшення можливої шкоди здоров'ю населення;

- тяжке пошкодження активної зони та фізичних бар'єрів, велика пожежа або вибух із виходом значних кількостей радіоактивності в межах майданчика. Як приклад, аварія на АЕС "Три-Майл-Айленд" (США, 1979 рік, тяжке пошкодження установки), див. табл. 4.3. До Чорнобильської катастрофи вважалася найбільшою аварією в історії світової ядерної енергетики, досі вважається найбільшою у США. Причиною аварії стала відмова живлячих насосів у другому контурі системи охолодження реактора, внаслідок чого припинилася подача води в обидва парогенератори. Далі через помилку операторів з-під контролю вийшов процес аварійного охолодження активної зони реактора. Ядерне паливо під час аварії частково розплавилось, але не пропало корпус реактора, тому радіоактивні речовини в основному залишилися всередині. Роботи з усунення наслідків аварії тривали з 1979 по 1993 рік і коштували \$975 млн;

7) рівень 6. Серйозна аварія. Значний викид у довкілля радіоактивних матеріалів у кількісному еквіваленті від тисяч до десятків тисяч ТБк йоду-131. Поза майданчиком потрібне повномасштабне застосування аварійних заходів по захисту населення. Аварія 6-го рівня сталася в СРСР у 1957 році (Киштимська аварія, див. табл. 4.3). Вибух стався у ємності для радіоактивних відходів через вихід із ладу системи охолодження;

8) рівень 7. Аварія пов'язана з викидом у зовнішнє середовище більшої частини радіоактивного матеріалу із активної зони реактора. Такий викид є сумішшю короткоживучих і довго-живучих радіоактивних продуктів поділу в кількісному еквіваленті, що значно перевищує десятки тисяч ТБк йоду-131. Подібна радіоактивність викликає серйозні наслідки для населення з подальшим погіршенням здоров'я людей на великій території та довготривалі наслідки для довкілля.

До аварії на Фукусіма-1 (11 березня 2011 р.) сьомий рівень мала тільки катастрофа в Чорнобилі (26 квітня 1986 р.). Аварію на Фукусіма-1 спровокував найбільший за всю історію землетрус у Японії, що додатково спричинив цунамі. Це призвело до відключення енергопостачання та систем охолодження на АЕС, до розплавлення активної зони реакторів на енергоблоках 1, 2 і 3. Досі радіоактивність на території у 340 км² у 50 разів більша за стандартне (допустиме) значення.

Аварія на Чорнобильський АЕС вважається найбільшою за всю історію ядерної енергетики за кількістю загиблих і постраждалих людей та економічних втрат.

Аварію спричинили два теплові вибухи, які призвели до руйнування енергоблоку № 4. Внаслідок вибуху реактор був повністю зруйнований, в довкілля потрапила велика кількість радіоактивних речовин. За підрахунками фахівців, викид мав потужність 300 ядерних бомб, скинутих на японське місто Хіросіма під час Другої світової війни.

Точна кількість людей, які померли та постраждали від Чорнобильської катастрофи, невідома. Загалом постраждалими вважаються близько 600 тисяч осіб. За даними організації «Чорнобиль», із 600 000 ліквідаторів 10 % померли, а 165 000 отримали інвалідність. Внаслідок аварії із сільськогосподарського користування виведено близько 5 млн га земель, навколо АЕС створено 30-кілометрову зону відчуження, знищено та поховано (закопано важкою технікою) сотні дрібних населених пунктів.

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть основні вимоги щодо безпеки на промислових підприємствах.
2. Які додаткові вимоги безпеки слід враховувати на блоках електростанцій?
3. Назвіть основні відмінності у гасінні пожеж на ТЕС та АЕС.
4. Як здійснюється охорона праці на блоках електростанцій?
5. Назвіть особливості вимог безпеки на енергоблоках АЕС.
6. Назвіть основні вимоги до техніки безпеки обслуговування обладнання власних потреб блоків АЕС.
7. Назвіть вимоги щодо забезпечення роботи пожежних роботів на блоках електростанцій.
8. Що має входити до комплектації автономних пожежних роботів?
9. Як класифікують радіаційні аварії світу по шкалі ІНЕС?
10. Для яких подій не використовується шкала ІНЕС?
11. Назвіть найбільші радіаційні аварії світу. До якої категорії їх відносять?
12. По якому принципу побудована шкала ІНЕС? Як відрізняються рівні серйозності подій при переході з одного рівня на інший?

Література: 1, 17, 18, 23, 35, 43, 52, 55, 57, 62, 65, 68, 69, 78, 79, 83, 99, 101, 102

12 ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

12.1 Основні проблеми і можливі шляхи розвитку сучасної електроенергетики. Кризи розвитку світової електроенергетики

Проблема дослідження майбутнього вітчизняної та світової енергетики полягає в тому, що необхідно врахувати складний комплекс факторів: напрями та пріоритети розвитку економіки та промисловості, оцінювати технологічні, ресурсні та екологічні можливості, враховувати енергетичні, політичні, демографічні та соціокультурні проблеми, а також враховувати взаємний вплив всіх зазначених факторів один на іншій. Зростання кількості населення та стрімкий розвиток світової економіки призводить до того, що мільйони людей у країнах, що розвиваються, поступово переходять до цивілізованого способу життя, що визначає постійне зростання споживання енергії. Саме стрімке збільшення споживання електроенергії в країнах, що розвиваються, визначає подальше зростання світового енергоспоживання: відзначено значне зростання попиту на електроенергію в Африці та Індії, що пов'язане з електрифікацією сільських районів. Найбільшим споживачем енергії у світі стає Китай. Сприяють збільшенню світового споживання електроенергії електро- та гібридні автомобілі. За останні 50 років при подвоєнні населення планети споживання електроенергії зросло в 4 рази. К 2020 року рівень електрифікації у світі досяг 80% [46, 85].

Світові проблеми забезпечення населення електроенергією єдині: пошук нових, сучасних способів, нових джерел і технологій отримання, передачі та розподілу електроенергії з безперервним збільшенням її виробництва з одночасним виконання вимог енергозбереження та забезпечення екологічної безпеки. Сьогодні ці завдання вирішують по-різному: збільшують одиничну потужність нових і вже працюючих генераторів, знижують втрати у всьому працюючому обладнанні на всіх етапах вироблення, розподілу, передачі та споживання електроенергії, шукають нові джерела.

Заходи щодо енергозбереження потребують менші витрати порівняно з витратами на створення додаткових джерел електроенергії. Крім того, інтенсивний розвиток паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) та масштабний видобуток енергоресурсів негативно впливають на

навколишнє середовище. У країнах, де переважають ресурсо- та енергоємні промислові підприємства, просте нарощування потужностей ПЕК може призвести до незворотних еколого-економічних наслідків. Тож при визначенні стратегії розвитку світової електроенергетики головним завданням слід вважати запобігання екологічній кризі.

При цьому кожна держава повинна гарантувати розумні ціни на енергоносії, прагнути самозабезпеченості у виробництві електроенергії, віддавати перевагу виробленню екологічно чистої електроенергії, енергії від ВДЕ. Але через низьку питому щільність електроенергії, що отримується від ВДЕ, їх розвиток не зможе вирішити проблему збільшення об'єму електроенергії, що виробляється.

До першочергових завдань цього етапу слід віднести впровадження сучасних програм діагностики стану, реабілітації та реконструкції чинного ЕО з метою продовження його експлуатації на підставі проведення досліджень. Необхідно продовжувати пошук нових джерел енергії, розглядаючи навіть ті, які ще недавно вважалися нерентабельними, продовжувати пошук нових типів електричних ЕМ, збільшувати одиничну потужності генеруючого обладнання (ТГ) під час реконструкції працюючих та будівництві нових електростанцій.

Значний екологічний ефект може дати комплексний підхід, розумне поєднання розвитку традиційних джерел та ВДЕ, заміна застарілих технологій на нові, екологічно чисті та більш ефективні. Наприклад, вугільні ТЕС найгірше впливають на екологію через значні викиди вуглекислого газу. Але натеper спостерігається їх достатньо значний розвиток: в Європі та в інших країнах уповільнилися темпи закриття вугільних ТЕС, включаючи малі по потужності та низько-ефективні ТЕС, які у минулому повністю закривалися або планувалися до закриття; Китай різко збільшив будівництво ТЕС – на початок 2023 р. в Китаї будували нові вугільні ТЕС потужністю 115,5 ГВт. Китай, що є найбільшим виробником вуглекислого газу, вирішує питання декарбонізації життєдіяльності країни за рахунок введення в дію додаткових станцій «зеленої енергетики», і при цьому в достатній мірі забезпечує населення та промисловість електроенергією. Згідно з даними Національного енергетичного управління Китаю, у 2020 році в країні було збудовано нові ВЕУ потужністю 71,67 ГВт, що перевищило введення аналогічних потужностей у всьому світі у 2019 році (60,4 ГВт). У 2021 році Китай забезпечив приріст 40% сонячних панелей,

що збільшило загальну потужність ВЕС на 52%; розпочалося активне будівництво офшорних ВЕУ.

За даними *Global Energy Monitor*, будівництво нових вугільних ТЕС і підтримка в робочому стані працюючих станцій не призведе до різкого збільшення викидів вуглекислого газу завдяки тому, що обов'язково встановлюють уловлювачі газів, йде утилізації та поглинання CO₂, активно будують його сховища.

Основними перспективними напрямками розвитку світової енергетики за умовою збільшення генерації електроенергії із забезпеченням екологічної безпеки можна вважати:

- створення та швидке впровадження нової техніки, інноваційних технологій та міжнародного співробітництва, безперервне вирішення проблем екологічності та безпеки енерговиробництва;

- розвиток джерел енергії, що не мають викидів CO₂ (гідроенергетика, атомна енергетика, енергетика від ВДЕ); скорочення об'ємів отримання електроенергії від ТЕС (ТЕЦ), обов'язкове впровадження захисту довкілля від негативного впливу ТЕС;

- розвивати атомну енергетику, як основне джерело електроенергії. Для країн з ядерною енергетикою витрати на утилізацію радіоактивних відходів менш затратні, ніж технології, спрямовані на зниження викидів CO₂ до необхідних рівнів, які відповідають вимогам Кіотського протоколу;

- продовжувати пошук і вести практичне втілення нових, екологічно чистих, надпотужних джерел енергії. Наприклад, у світовому масштабі сприяти дослідженням та доведенню до практичного впровадження установок термоядерного синтезу – токамаков, стелараторов.

Сучасний розвиток індустріальної фази суспільства може відбуватися у трьох варіантах:

- інерційний сценарій (реалізація фазової катастрофи),
- стагнаційний сценарій (реалізація фазової стагнації),
- інноваційний сценарій (реалізація фазового переходу).

Інерційний (вуглеводневий) сценарій передбачає продовження постіндустріальної фази та гостру кризу після 2030 р. Для енергетики інерційний сценарій передбачає розширення індустріальної енергетики в країнах, що розвиваються, при дуже повільному розвитку постіндустріальної енергетики в розвинених країнах. В результаті зростатиме попит на викопне паливо всіх видів, посилюватимуться

протиріччя між країнами, погіршуватиметься екологічна ситуація. Основним показником інерційного сценарію є проходження країнами, що розвиваються, етапу індустріалізації. Фронтальне зростання споживання енергоресурсів усіх видів у більшості таких країн призведе до різкого зростання напруженості ПЕБ. В інерційному сценарії об'єми споживання ресурсів та виробництво відходів швидко зростатимуть, що після 2030 р. призведе до гострої кризи, рис. 12.1.

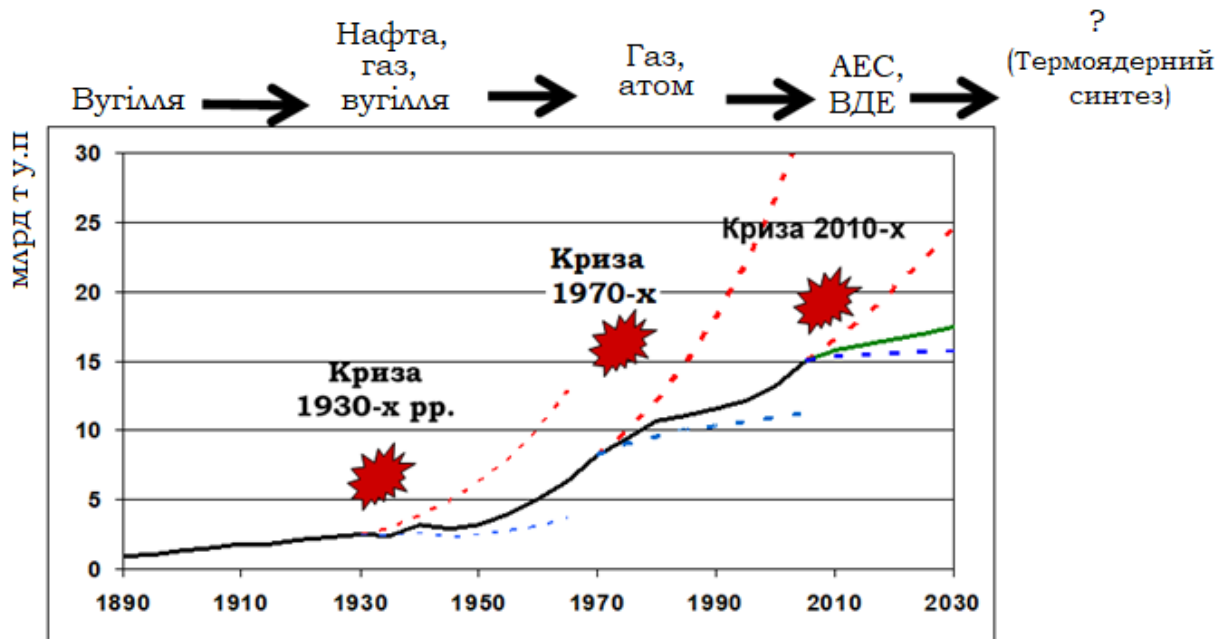


Рисунок 12.1 – Мирове споживання енергії, джерела та економічні кризи

По мірі індустріалізації країн, що розвиваються, йде вирівнювання розвитку їх енергетики та промисловості з країнами, які натепер вже мають високий рівень. Якщо криза 1930-х років та 1970-х рр. мали своєю передумовою вичерпання доступного простору отримання ресурсів індустріальними країнами, а криза 2000-х років – отримання додаткового простору для розміщення виробництва, то криза 2030-х буде обумовлена зменшенням ринків збуту. Криза нової фази розвитку очікується після 2030 р, табл. 12.1, [64].

У стагнаційному сценарії вплив на довкілля планується знижувати за рахунок зниження енерго- та ресурсомісткості виробництв. В атомній енергетиці очікується, що галузь скоротиться практично вдвічі. Передумовами для цього будуть висока вартість і тривалість будівництва, недостатність технологічного рівня, проблеми радіаційної безпеки. Якщо в інерційному сценарії очікується значне зростання

вугільної галузі (до 2050 р. – більш ніж на 30%), то у стагнаційному сценарії світове споживання вугілля суттєво впаде.

Таблиця 12.1 – Світове первинне споживання енергії за сценаріями, млн. т у.п.

Джерело енергії	2018	Інерційний сценарій		Стагнаційний сценарій		Інноваційний сценарій	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Нафта	3882	4627	5018	4441	4188	3641	2757
Газ	2653	3952	4522	3306	3483	3292	3092
Вугілля	3278	4617	4487	3209	1794	3526	1812
Атомна енергія	626	776	824	512	349	1335	2333
Біо-маса	650	600	600	600	600	300	200
Гідро-енергетика	572	729	952	729	952	729	952
Відновлювані джерела	210	1040	1835	1481	3019	1860	5846
Всього	11871	16342	18239	14279	14386	14683	16993

За інноваційним сценарієм в атомній енергетиці очікується прорив. До 2030 р. атомна енергетика може зрости вдвічі, а до 2050 р. – вчетверо порівняно із сучасним рівнем. Основою такого зростання стане прискорений перехід на реактори 3, 3+ та 4 покоління, а також на реактори на швидких нейтронах. Електроенергетика повинна зростати максимальними темпами, споживання ресурсів та виробництво відходів може бути радикально знижено за рахунок нових технологій в енергетиці, частка електроенергії у світовому кінцевому енергоспоживанні зросте з 21,7% у 2010 р. до 28,6% у 2030 р. та 36,8% у 2050 р.

До 2050 р. країни, що розвиваються, досягнуть сучасного європейського стандарту енергозабачення (5 МВт·год на людину на рік). Але зниження кількісних відмінностей супроводжується зростанням якісних відмінностей. Після 2030 р. у провідних країнах розпочнеться формування енергетичних систем нового покоління, заснованих на технологіях «розумних мереж». Інноваційний сценарій передбачає перехід до нової фази до 2030 року, а основною рисою нової фази розвитку має стати комплексний розвиток людини та пов'язаних із нею технологій – біологічних, інформаційних, соціальних, когнітивних. Інноваційний сценарій передбачає формування енергетики нового типу в розвинених країнах і в деяких країнах, що розвиваються.

У межах індустріальної фази енергетика пережила кілька хвиль зростання, розділених гострими кризами, які супроводжувалися зміною напрямів розвитку. Це кризи початку 1930-х років, початку 1970-х років та криза кінця 2000-х, див. рис. 12.1. Аналогічна динаміка спостерігалася й у 19 столітті, що відповідає довгими циклами економічної кон'юнктури Кондратьєва – Шумпетера, [32, 64].

Криза початку 1930-х років призвела до того, що різко посилився державний вплив на економіку в США, Німеччині та в інших країнах. Цей процес збігся з прискореною індустріалізацією та різким зростанням попиту на електричну енергію для промисловості та попиту на нафтове паливо для двигунів.

Криза початку 1970-х років була викликаний переходом США та Західної Європи до постіндустріального розвитку та, як не дивно, закінченням «холодної війни». Різко активізувалося приватне підприємництво, відбулася лібералізація світової економіки, в центрі уваги були закладено антикризові заходи: стимулювання економічної активності з використанням фінансово-кредитної системи, грошового обігу, інфляції для підвищення попиту та стимулювання виробництва. Перехід до постіндустріальної фази йшов трьома шляхами: глобалізація, інформатизація та лібералізація, [64, 93].

Ключові показники світової динаміки після 1970 р. різко змінилися. Темпи економічного зростання знизилися з 4-5% на рік у 1945-1970 роки до 3% на рік у 1970-2010 р.р. Темпи зростання споживання енергії знизилися з 5% на рік до 2%. Темпи зростання населення впали з 2,0% до 1,3%. Але у 2000-ті р.р. потенціал глобалізації, інформатизації та лібералізації був вичерпаний. Криза не була повністю подолана, і це було розкрито в ході глобальної фінансово-економічної кризи 2008-2009 років, яка була зумовлена кризою «віртуальної економіки» на світовому ринку «паперових» активів.

Постійно слід враховувати загрозу глобального потепління. Виникла необхідність чергової зміни напрямків розвитку: посилення ролі держави, перехід основних вуглеводневих ресурсів під контроль національних нафтогазових компаній (замість домінування транснаціональних компаній), розвиток принципів регіонального самозабезпечення та національної енергетичної безпеки, інтенсифікації енергозбереження та розвитку ВДЕ.

Кожна криза викликала зміну динаміки світової енергетики, яка сходила зі сталої траєкторії зростання, характерної для докризового періоду (1945–1970, 1980–2005 рр.). У результаті кризи темпи зростання світового енергоспоживання знижувалися, а після кризи формувалася нова стійка траєкторія зростання. Базовий сценарій розвитку енергетики виходить із реалізації політичних заходів щодо скорочення викидів парникових газів, що ґрунтуються на цінах на вуглець та низьковуглецевих технологіях.

12.2 Основні проблеми і можливі шляхи розвитку електроенергетики України

В Україні нині триває пошук перспективних напрямків розвитку електроенергетики. Війна, фізичний знос електрообладнання станцій та промислових підприємств оцінюється у (70-100 %). Тобто. потрібно негайне вирішення проблеми модернізації, а краще заміни застарілого обладнання. Враховуючи технічний стан ЕО електростанцій, можна вважати, що одним із найперспективніших напрямків є вирішення питання продовження терміну служби ЕО, що вже працює.

Першочерговим завданням слід вважати забезпечення рентабельності виробництва та конкурентоспроможності національної продукції, її відповідність вимогам екологічності та енергозбереження. Наприклад, перспективним напрямом розвитку промисловості України є створення сучасного ТГ – основного генеруючого елемента будь-якої ТЕС та АЕС, а також можливого предмета експорту України до багатьох країн світу. Це дозволить забезпечити енергетичну незалежність країни, сприятиме вдосконаленню та оновленню технологічного обладнання складних виробництв (заводів) та дозволить зберегти значущість української продукції на світовому ринку.

Нарощування енергоозброєності на базі традиційних джерел (стратегія «стійкого розвитку») в останні роки піддається серйозному перегляду, в основному внаслідок обмеженості світових запасів органічного палива, а також небезпеки екологічної катастрофи [94,95, 99].

Натепер в електроенергетиці здійснюються наступних напрямки щодо недопущення еколого-енергетичної кризи:

1) енергозбереження у всіх сферах діяльності суспільства: у побуті, в промисловості, в енергетиці;

2) підвищення ефективності використання викопних енергоресурсів за рахунок:

- модернізації обладнання ТЕС усіх видів (підвищення ККД циклів технологічного процесу від 33 до 40%);
- застосування методу «когенерації», тобто. одночасного вироблення на ТЕС електричної та теплової енергії, фактично переведення ТЕС у режим ТЕЦ, що дозволяє підвищити ККД на 10-15 %;
- переходу на комбінований цикл у газотурбінних установках, що дозволить отримати ККД на рівні 50-55%, а при додаванні процедури когенерації – до 70-75% (при використанні парогазових установок);
- активне будівництво великих та міні-АЕС;
- впровадження сучасних способів оцінки технічного стану працюючого ЕО та встановлення можливості його подальшої експлуатації після проведення необхідно профілактичного ремонту або заміни окремих вузлів, що дозволить виключити непланові, аварійні зупинки блоків електростанцій;

3) розвивати малу та міні-гідроенергетику, розширювати використання малих когенераційних котельнь, що працюють на ВДЕ та на відходах;

4) зниження втрат у працюючому ЕО за рахунок застосування струмонесучих елементів (провідників та обмоток в електричних машинах, трансформаторах, апаратах), виконаних з сучасних високотемпературних надпровідників (ВТНП) [85-92];

5) розробка та впровадження систем регулювання параметрів електричних мереж, зокрема встановлення сучасних систем регулювання реактивної потужності в енергосистемах, що є найважливішим у питаннях енергозбереження. Це вимагає ухвалення низки рішень на урядовому рівні, зокрема:

- введення заборони на демонтаж основного та допоміжного генераторного обладнання, яке працювало на застарілих енергоблоках потужністю до 160-200 МВт, з метою його використання в режимі синхронного компенсатора;
- визначити механізм матеріального стимулювання електричних станцій за підтримку рівня напруги та регулювання реактивної енергії в енергосистемі;

- проведення комплексного, науково-обґрунтованого розгляду питань компенсації реактивної енергії у діючих енергосистемах із залученням фахівців провідних організацій України та використання досвіду зарубіжних енергетичних компаній.

Протягом циклу експлуатації ЕО витрати на електроенергію становлять до 60 % всіх витрат. Витрати придбання самого устаткування становлять лише 5-10 %. Якщо розуміти ефект, як суму всіх переваг, що виникають при експлуатації досконалішого ЕО, то крім технічних переваг та економії витрат на електроенергію слід враховувати зниження витрат на техобслуговування, а також весь комплекс додаткових послуг з консультацій, діагностики та сервісу.

Головні стратегічні напрями діяльності із забезпечення енергоефективності промислового виробництва такі:

1) зниження технологічних втрат електроенергії у системах електропостачання, підвищення ефективності використання теплової енергії;

2) зниження втрат через низькі метрологічні характеристики приладів обліку електроенергії;

3) підвищення надійності енергопостачання та зниження матеріальних витрат на енергетичне обладнання та на використовувану електроенергію кінцевими споживачами;

4) зниження ймовірності виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

5) якісна та сучасна діагностика технічного стану енергетичного обладнання, комплектне постачання електротехнічної продукції;

6) зниження витрат на поставку електроенергії та тепла до споживачів у комунальному господарстві, в установках соціального, адміністративного та культурного призначення.

В Україні поступово формується новий тип енергетики – постіндустріальний, побудований на поєднанні енергозбереження та на використанні додатково ВДЕ. Постійно необхідно проводити перспективну оцінку зростання споживання енергії, що базується на передбачуваних темпах розвитку національної та світової енергетики з урахуванням прогнозованих приростів її споживання, зростання населення, географічного та економіко-політичного типу держав, які є визначальними для формування загальної структури використання та виробництва енергії.

Згідно з планом розвитку енергетики України, у найближчі чверть століття будуватимуть нові атомні енергоблоки, а терміни діючих, що перебувають в експлуатації, будуть продовжувати. В енергетичній стратегії нашої країни ядерна галузь визначена як пріоритетна.

Одночасно необхідно продовжувати пошук нових джерел енергії, розглядаючи ті, які ще недавно вважалися нерентабельними; вести роботи по вдосконаленню і створенню нових типів ЕМ; підвищувати потужність ТГ під час їх реконструкції та під час будівництва нових електростанцій; провадження сучасної програми діагностики, реабілітації та реконструкції стану діючого ЕО з метою продовження його терміну служби.

12.3 Цикли техніко-економічного розвитку М.Д. Кондратьєва

Успішний розвиток суспільних систем залежить від інноваційних процесів, що періодично відбуваються, і які залежать не лише від розвитку науки і техніки, а ще тісно пов'язані з економічними та соціальними перетвореннями у всіх галузях промисловості та в енергетиці. Поява інноваційних рішень має хвилеподібний характер – одна інновація замінюється іншою, більш просунutoю, забезпечуючи постійний розвиток соціальної системи. Хвилі змін, що періодично змінюють одна одну, відповідають різним рівням організації конкретної соціальної системи. Цей хвилеподібний характер пов'язаний із фазами науково-технічних та економічних циклів.

Кондратьєв М.Д. (1892 р.н., 17 вересня 1938 був розстріляний за вироком Військової колегії Верховного суду СРСР) зібрав статистичні дані описового характеру про динаміку економічної кон'юнктури по Англії, Франції, Німеччині та США з кінця 18 століття, [2, 64, 93].

Він дійшов висновку про існування великих циклів («довгих хвиль») економічного розвитку суспільства тривалістю близько 48-55 років.

Він «прив'язав» перший цикл до початку 1790-х років (XVIII століття) і визначив його закінчення 1844-1851 роками; це стало початком другого циклу, який продовжувався по 1890-1896 років; третій цикл розпочався у 1890-1896 роки. На думку сучасних дослідників, цей цикл продовжувався аж до 1939-1945 років, рис. 12.2. Кожен кондратівський цикл має дві частини: та, що підвищується і та, що знижується.

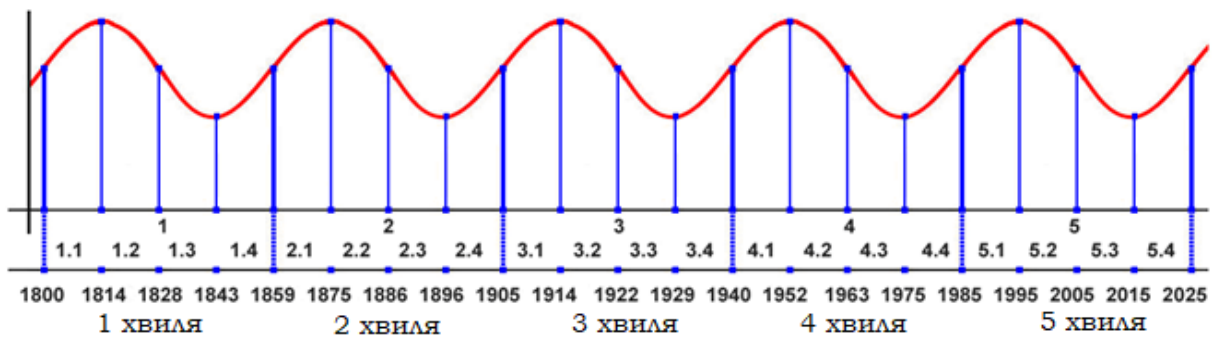


Рисунок 12.2 – «Довгі хвилі» Кондратьєва М. Д.
у теорії розвитку світової економіки

Підвищуюча частина хвилі – це період тривалого та бурхливого розвитку, порівняно легкого подолання короточасних криз. Знижувальна частина хвилі – це період, коли, незважаючи на тимчасові підйоми, домінує депресія та низька ділова активність, а світова ринкова економіка розвивається нестійко. У період знижувальної хвилі світове господарство ніби накопичує сили і ресурси для нового ривка, нового витка еволюції.

Кондратьєв Н.Д. умовно поділив хвилю на 4 частини і встановив чотири тенденції у розвитку великих економічних циклів, рис. 12.3:

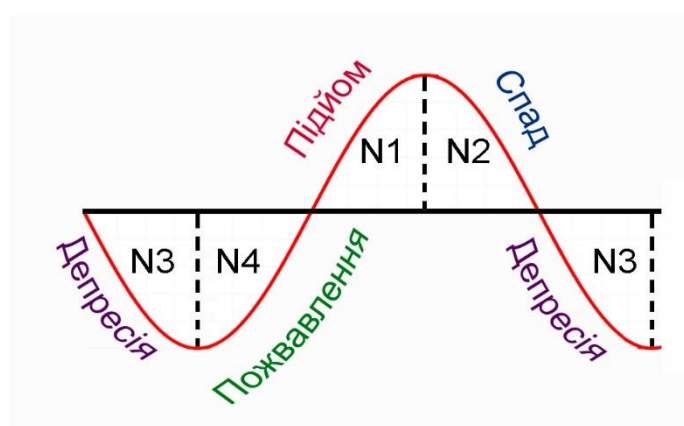


Рисунок 12.3 – Чотирьох-фазний цикл
Кондратьєва М.Д.

1) перед початком та на початку підвищуючої хвилі (етап N4) кожного великого циклу спостерігаються значні зміни в умовах економічного життя суспільства; вони виражаються у значних змінах техніки, чому передують у свою чергу значні технічні відкриття та винаходи, залучення до світових економічних зв'язків нових

країн, зміна видобутку золота та грошового обігу – етап пожвавлення;

2) на періоди підйому (N1) кожного великого циклу припадає найбільше соціальних потрясінь, воєн і революцій. Див. рис. 12.2, 5 хвиля;

3) періоди знижувальної хвилі N2 (спад) кожного великого циклу супроводжуються тривалою та яскраво вираженою депресією різних галузей промисловості, енергетики та сільського господарства;

4) період N3 характеризуються стійкою депресією в економіці, в технічних питаннях, навіть в політиці.

Сьогодні економічна наука загалом визначає феномен великих циклів так: це кон'юнктурні коливання тривалістю 45-60 років, які у динаміці цін, випуску продукції і на показниках різних галузей і сфер господарства, визначених довгостроковим зміною тенденцій попиту й пропозиції. Усе це значно впливає на енергетику.

Роботи М. Д. Кондратьєва, якого американський вчений П. Друкер назвав економістом номер один 20 століття, послужили поштовхом до початку серйозних досліджень про роль інновацій в економічному розвитку. Кондратьєв вважав, що протягом приблизно 20-25 років перед початком підйому спостерігається поява технічних винаходів, які знаходять застосування в промисловості та в енергетиці і підштовхують реорганізацію виробничих відносин, що сприяє початку підйому, [2, 93].

Висновки М. Д. Кондратьєва лягли в основу теорії інновацій, розробленої Йозефом Шумпетером. Кондратьєв М.Д., поряд з іншими економістами початку 20 століття, розглядав довгі цикли як основу економічного розвитку, досліджував рух найважливіших економічних властивостей і зробив важливі висновки щодо теорії економічного зростання, висновки про його циклічну природу: не аналізуючи спеціально технологічні чинники розвитку, М.Д. Кондратьєв вказав на перервний характер виробництва та оновлення капіталу, який, на його думку, виявлявся у довгостроковій перспективі.

На коротко- та середньострокових відрізках часу інновації є випадковими подіями, і тому їх легко описувати імовірнісними методами. Імовірність інновацій на рік може бути розрахована згідно із законом негативного біномного розподілу:

$$P(x) = \left(1 + \frac{m}{k}\right)^{-k} \cdot \frac{(x + k - 1)!}{x! \cdot (k - 1)!} \cdot \left(\frac{m}{m + k}\right);$$

де середня m і експонента k – два параметра розподілу.

Найкраща оцінка середнього – вибіркова середня, а експоненту можна визначити як ітеративне рішення рівняння:

$$\frac{N_0}{N} = \left(\frac{k}{m + k}\right)^k$$

де N_0 – число років, протягом яких немає жодних інновацій (із загальної суми N років).

Запропонована формула доповнюється даними про середні значення, отримані в рівняннях:

$$x_0 = \left(\frac{x}{x+x}\right)^x ; x(x) = \frac{x}{x+x} \cdot \left(1 - \frac{1-x}{x}\right) \cdot x(x-1).$$

Можливість опису руху інновацій за допомогою закону негативного біномного розподілу обумовлена двома моментами:

- 1) походження нових видів технологій ґрунтується на широкій різноманітності технологічних можливостей;
- 2) походження нової технології залежить від вибору поєднаних полів дослідницької активності.

Застосування теорії циклічного розвитку передбачає значне розширення можливостей прогнозування, дозволяє концентрувати зусилля при розробці прогнозів на вузлові проблеми технологічного розвитку економіки, суспільства, техніки, у тому числі і енергетики. Визначення поворотних точок у розвитку робить більш обґрунтованими цільові вкладення, раціоналізує їх об'єми, встановлює залежність інвестицій від попиту. Якщо використовувати цикли Кондратьєва для прогнозу розвитку світу та України в майбутньому, то можна побудувати хвилю 6-го технологічного укладу, рис. 12.4.

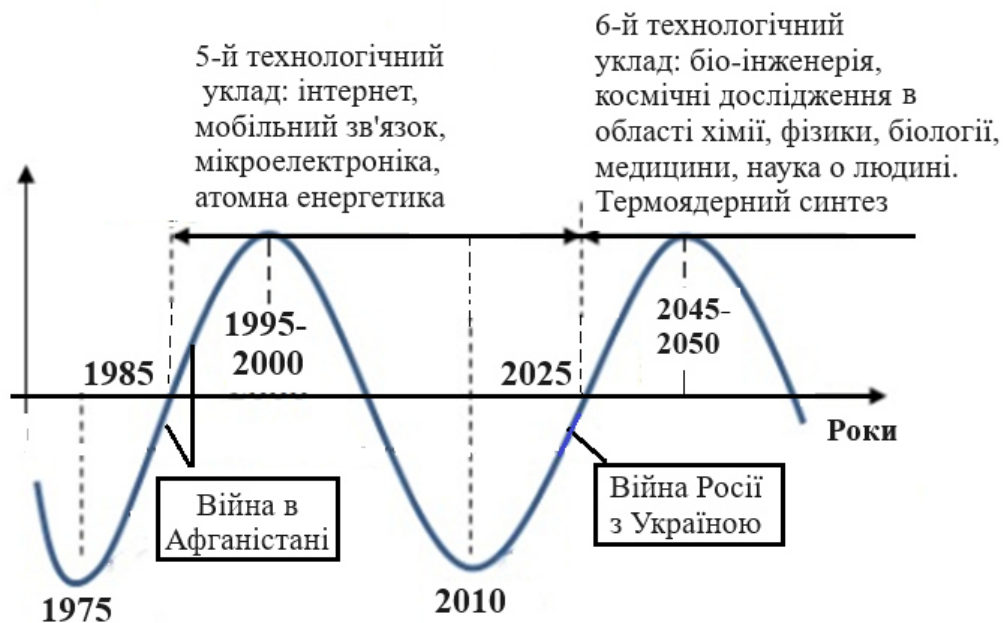


Рисунок 12.4 – 5 технологічний уклад та прогноз щодо 6-го технологічного укладу

Базові інновації, які є головною причиною поворотів у розвитку (тривала криза, як правило, обумовлена відсутністю базових інновацій і потребує відповідних заходів стимулювання), служать по суті основним критерієм формування пріоритетних напрямків технологічного розвитку, які в кінцевому підсумку визначають підйом економіки, її готовність до революційних переворотів у технологіях, до створення умов забезпечення економіки до сприйняття, створення таких передумови у механізмі кризових явищ, які б успішно допомогли подолати депресію і стагнацію. Наприклад, в енергетиці це можуть бути вкладення (інвестиції) у малу та міні-енергетику.

12.4 Термоядерний синтез як альтернатива атомній енергетиці

12.4.1 Альтернативне джерело енергії – термоядерний синтез

Остання енергетична криза показала, що не вдається відмовитися від ядерної енергетики. Загальну проблему енергозабезпечення не вирішить також енергетика від ВДЕ. Одночасно відомо, що ядерна енергетика має значні недоліки. Тому вчені з середини минулого століття працюють над освоєнням альтернативного джерела енергії – отримання енергії від реакції термоядерного синтезу, який переверщує технологію отримання енергії за рахунок розщеплення атомного ядра. Термоядерний синтез ефективніший, менш небезпечний і більш екологічний, тому що процес відбувається без викидів вуглекислого газу в атмосферу, без накопичення радіоактивних відходів, бо один із головних недоліків ядерної енергетики – утворення радіоактивних відходів: накопичування активованих уранових стрижнів (ТВЕЛ-ів), плутонію тощо. При термоядерному синтезі вивільняється вчетверо більше енергії, ніж при розщепленні ядра, а також у чотири мільйони разів більше енергії, ніж при спалюванні вугілля або газу.

Оптимальним матеріалом для термоядерного синтезу вважається дейтерій («важкий» водень), який взагалі не випромінює радіацію, та тритій. Тритій (ізоотоп водню) хоч і радіоактивний, але менш небезпечний, ніж активований уран, його випромінювання невелике та порівняно недовге. Таким чином, термоядерний синтез дозволяє вирішити проблему ядерних відходів. Дейтерій у великій кількості є у морській воді, а тритій можна створювати за допомогою опромінення літію нейтронами. Тобто паливо для термоядерного синтезу недороге та доступне.

Крім того, термоядерна енергетика безпечніша, ніж ядерна, оскільки термоядерний синтез можна в будь-який момент зупинити; реакція сама зупиняється, коли змінюються умови, наприклад, підвищується чи знижується температура. Це означає, що термоядерні станції не несуть потенційної небезпеки.

Для відтворення термоядерного синтезу потрібна плазма – певні гази, розігріті до температури 150 млн °C. При нагріванні всі речовини спочатку плавляться, потім випаровуються і, нарешті, переходять у стан плазми: молекули розпадаються на атоми, атоми іонізуються і утворюється суміш позитивно заряджених ядер і негативно заряджених електронів. Рух заряджених частинок породжують електричні та магнітні поля, які впливають на траєкторії частинок. Тому частки в плазмі рухаються злагоджено, що відрізняє її від звичайного газу з електрично нейтральних молекул і робить поведінку плазми надзвичайно складною.

Необхідна температура для створення такої плазми має бути більшою, ніж температура сонячного ядра (15 млн °C). Розігріта до такої температури плазма практично в 1 млн разів легша за повітря, тому що всі протони і нейтрони розділені. Тому найбільш прийнятні для термоядерного синтезу дейтерій і тритій. Коли ці речовини розігріваються до необхідної температури, атомні ядра стикаються один з одним на величезній швидкості, внаслідок чого виділяється тепло, тобто та сама енергія, яку можна перетворити на електрику. Але виявилось, що при подальшому збільшенні температури швидкість, на якій стикаються частки, зменшується. Тобто плазма немовби відключається, і термоядерний синтез перестає відбуватися. Цей ефект і пояснює безпеку, можливе самозгасання.

Для отримання енергії на основі керованого термоядерного синтезу необхідно виконати три умови.

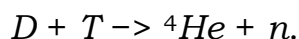
1) потрібна надзвичайно висока температура – це головна умова. На Землі, щоб збільшити потужність термоядерних реакцій до практично корисного рівня (хоч би до 1000 Вт/м³), температуру потрібно підняти до сотень мільйонів °C;

2) у реакції має брати участь багато частинок: одержувана енергія залежить від щільності палива в другому ступені;

3) час утримання плазми має бути достатнім, щоб енергія, що виділилася в ході реакції, перевищила витрати на нагрівання і на утримання плазми, бо зі збільшенням температури та щільності частинок

збільшується тиск, і утримувати гарячу плазму від розширення стає дедалі важче.

З усіх термоядерних процесів найнижча температура реакції дейтерію (D) з тритієм (T) – тільки 100 мільйонів $^{\circ}\text{C}$. Цю реакцію можна записати:



Продукти взаємодії дейтерію та тритію – це ядро гелію-4 (${}^4\text{He}$) і нейтрон (n) – набувають енергію відповідно 3,5 та 14,1 мільйона електрон-вольт ($1\text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19}\text{ Дж}$). Для порівняння: при температурі в 100 мільйонів $^{\circ}\text{C}$ ядра, що вступають у реакцію, мають енергію, еквівалентну лише 10 000 eV.

Поки що отримати енергію в термоядерних установках вдається тільки в лабораторних умовах. Для створення промислового термоядерного реактора потрібні величезні ресурси і час, необхідне вирішення супутніх проблем. Наприклад, ще не вирішено проблему матеріалів, з яких буде виконано реактор. Він повинен бути надзвичайно міцними, оскільки термоядерна реакція надаватиме велике навантаження. Слід враховувати, що під час термоядерної реакції виділяється велика кількість теплової енергії, тому вченим ще необхідно розробити всі види термостійкого обладнання, яке зможе ефективно перетворювати цю енергію на електрику.

Але вже з'явилися публікації, що вченим США вдалося досягти технологічного прориву в галузі термоядерної енергетики – вченим вперше вдалося отримати від термоядерного синтезу більше енергії, ніж було витрачено те що, щоб його створити. Очікується, що повноцінний експериментальний реактор почне працювати вже до кінця нинішнього десятиліття, а першу демонстраційну електростанцію вдасться створити протягом 30 років, [26, 56, 58].

12.4.2 Стеларатори

Сьогодні у світі існують два перспективні проектні конструкції термоядерних реакторів: токамак (тороїдальна камера з магнітними котушками) та стеларатор.

Вперше конструкцію стеларатора запропонував американський фізик Лайман Спітцер у 1951 р. Свою назву реактор отримав від латинського

слова *stella* – зірка, тому що всередині такої установки температура можна порівняти з температурами в центрі Сонця.

Стеларатор – тип тороїдальної магнітної «пастки» для утримання високотемпературної плазми, у якій необхідна конфігурація магнітного поля для підтримання її рівноваги створюється полем тороїдального соленоїда та полями струмів зовнішніх провідників, навитими на тор. Це вакуумна судина тороїдальної форми, яка, на відміну від токамака, не має азимутальної симетрії – магнітна поверхня має форму «м'ятого бублика». В цій судині створюється високий вакуум і потім вона заповнюється сумішшю дейтерію та тритію. Енергія вводиться у плазму з допомогою електромагнітного випромінювання, електронного циклотронного резонансу. При досягненні температур, достатніх для подолання кулонівського відштовхування між ядрами дейтерію та тритію, починаються термоядерні реакції. Необхідна форма магнітного поля створюється як шляхом геометричної деформації тороїдального соленоїда (наприклад, скручуванням його у «вісімку»), так і за допомогою струмів провідників, навитих на тор. Для створення особливої конфігурації магнітного поля в стелараторі необхідні котушки складної форми. Вони складні як у розрахунку, так і у виробництві, тому перші моделі стелараторів давали плазму з гіршими параметрами, ніж токамаки. І лише останнім часом розробили технології, що дозволяють утримувати плазму у магнітному полі складної конфігурації.

Принципова відмінність стеларатора від токамака полягає в тому, що магнітне поле для утримання плазми повністю створюється зовнішніми котушками, що дозволяє використовувати його в безперервному режимі.

В світі вже є діючі стеларатори:

1) термоядерний стеларатор-реактор *Wendelstein 7-X* успішно запущено в Німеччині 10 грудня 2015 року, рис. 12.5, (німецький Інститут фізики плазми Товариства ім. Макса Планка в місті Грайфсвальд). Це перший повномасштабним оптимізований стеларатор-реактор, який створює у своїй камері неоднорідне, із завихреннями магнітне поле. Зовні він нагадує кілька разів перекручену стрічку Мебіуса. Плазма в такому магнітному полі має більшу стабільність, тому що всіма реакціями можна ефективно керувати зовні. Реактор заввишки 3,5 м, загальною вагою близько 725 тон, складається з 70 надпровідних Nb-Ti котушок, що

створюють магнітне поле силою 3 Тл, яке утримує плазму температурою з 60-130 млн °С. Першим завданням було утримати плазму протягом 30 хвилин (тоді межа утримання плазми становила 30 секунд).

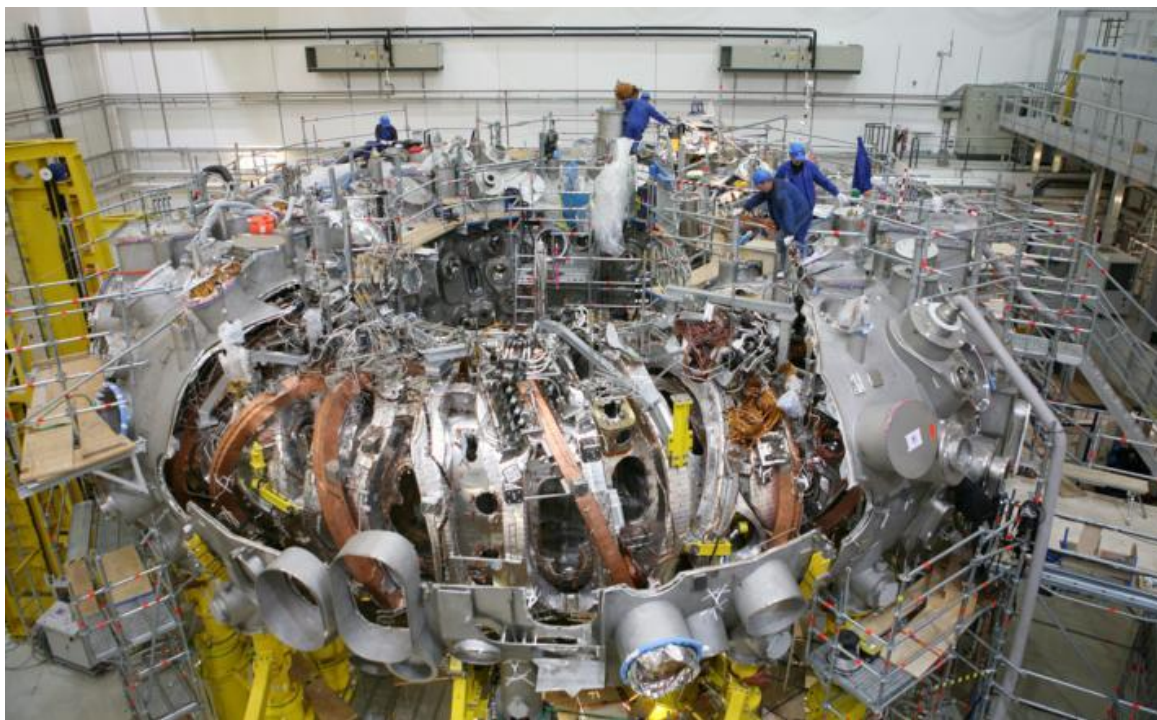


Рисунок 12.5 – Термоядерний стеларатор-реактор *Wendelstein 7-X*

Великий радіус плазмового «котла» дорівнює 5,5 м, малий радіус – 0,53 м. Об'єм плазми досягає 30 м³, а її щільність – 3×10^{20} частинок/м³. Вся конструкція знаходиться в кріостаті – в міцній теплоізолюючій оболонці діаметром 16 м.

Основною метою проекту була перевірка ефективності конфігурації стеларатор-реакторів. Зараз важливо зрозуміти принципи роботи установки, з'ясувати, наскільки вірні проведені розрахунки та що слід змінювати. Дослідники вважають, що від експериментів на *Wendelstein 7-X* залежить майбутнє термоядерної енергетики. *Wendelstein 7-X* є на сьогодні найпотужнішим стеларатором у світі. Його найближчий конкурент у світі – *LHD (Large Helical Device)*, розташований у Японії.

2) стеларатор *LHD* (Японія, Токіо), рис. 12.6. Метою проекту *LHD* є проведення досліджень щодо утримання термоядерної плазми у стаціонарному режимі для з'ясування можливих рішень фізичних та технічних проблем у спіральних плазмових реакторах. *LHD* використовує інжекцію нейтрального променя, іонно-циклотронну радіочастоту та

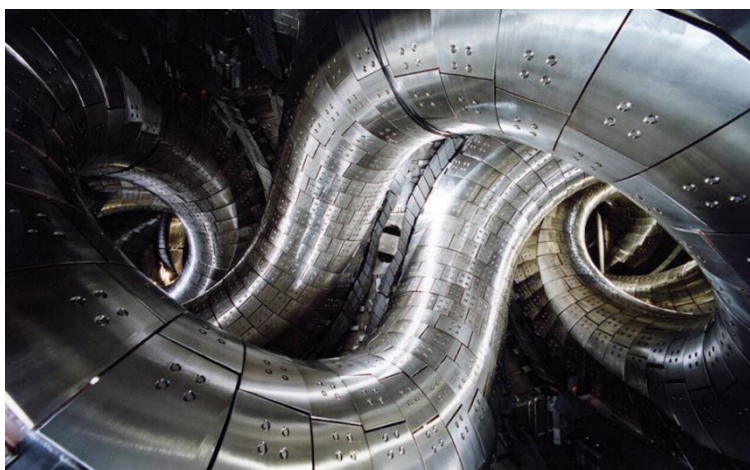


Рисунок 12.6 – Вигляд зсередини японського стеларатора *LHD* (*Large Helical Device*), побудованого для перевірки умов утримання термоядерної плазми

електронне циклотронне резонансне нагрівання плазми, як і у звичайних токамаках;

3) "Ураган-3" (Харків, Україна). У січні 1960 р. до Харківського фізико-технічного інституту (ХФТІ) приїхав академік

Курчатов І. В. Він привіз до інституту нове, дуже важливе спецзавдання – розпочати дослідження керованого

термоядерного синтезу на стелараторах. У 1970 р. в ХФТІ було створено єдину в Україні потужну експериментальну базу для досліджень термоядерної енергетики та створено перший стеларатор типу «Ураган». Роботи в ХФТІ велись за довгостроковими програмами в декількох напрямках: «Ураган» – реактор-стеларатор; «Юпітер» – вивчення утримання гарячої плазми в електромагнітних пастках; «Пучок» – вивчення ефектів взаємодії плазми з електронними та іонними пучками, а також дослідження процесів прискорення заряджених частинок та генерації

випромінювання у широкому діапазоні частот; «Булат» – дослідження способів конденсації іонів металу за рахунок іонного бомбардування для отримання міцних металевих плівок.



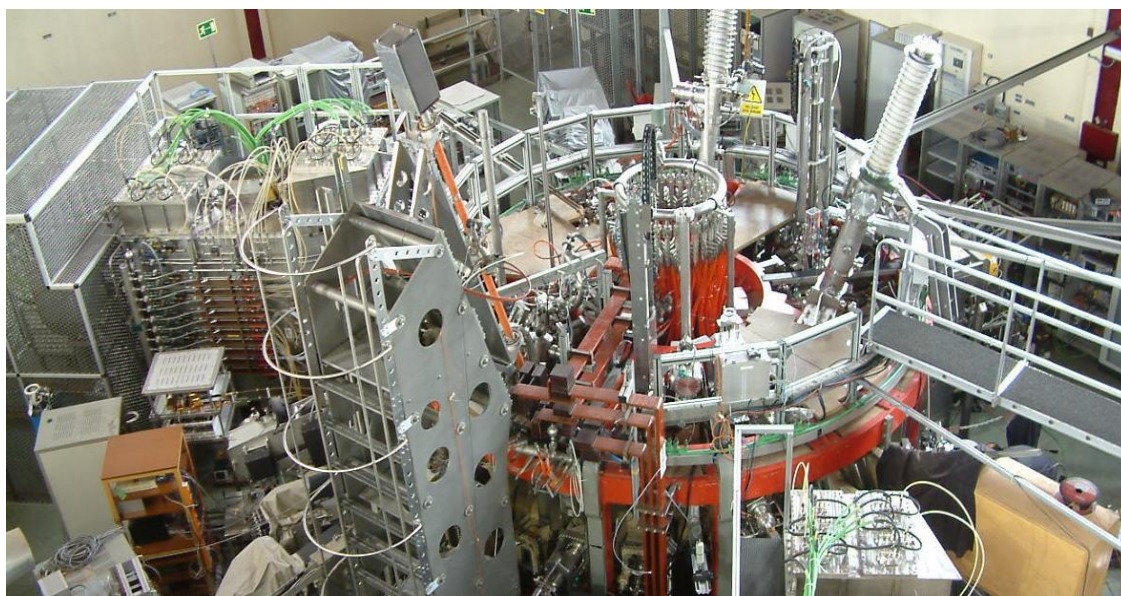
Рисунок 12.7 – Термоядерна установка-стеларатор «Ураган-3», м. Харків, Україна, 1982 р.

Програма «Ураган» включала розробку наукових і технологічних питань, пов'язаних зі спорудженням великих термоядерних установок-стелараторов, рис. 12.7. В рамках цієї програми було споруджено серію унікальних замкнутих магнітних пасток стелараторного типу: «Сіріус», «Ураган-1», «Ураган-2», «Ураган-2м». За

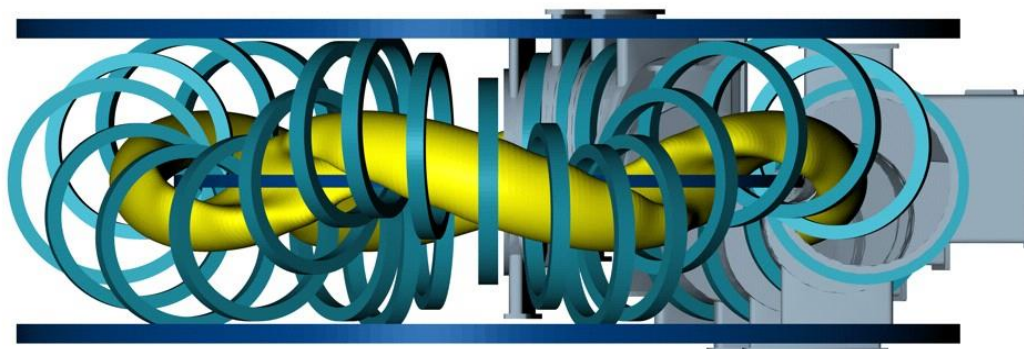
цією ж програмою в ХФТІ були побудовані перші у світі нові модифікації стеларатора – торсатрони "Сатурн", "Вінт" і модифікація стеларатора, що і досі не має аналогів у світі – "Ураган-3" (1982 рік). Програма досліджень передбачала вивчення закономірностей поведінки плазми, нагрітої до кількох десятків мільйонів °С.

Цікавий історичний факт: у лютому 1960 р. академік Курчатов І. В. помер. Це значно позначилося на розвитку стелараторної програми ХФТІ: лише через 7 років (замість одного року, наміченого Курчатовим) було споруджена установка значно менших розмірів, ніж він намічав. Також назву «Україна», що була дана Курчатовим, замінили на «Ураган».

4) Стеларатор *TJ-II* (Мадрид, Іспанія) – це гнучкий стеларатор середнього розміру, другий за величиною, що діє в Європі (після *Wendelstein 7-X*), рис. 12.7.



a



б

Рисунок 12.7 – Стеларатор *TJ-II* (Мадрид, Іспанія)

a – зовнішній вигляд; *б* – модель стеларатора

Проект *TJ-II* є основним проектом Національної термоядерної лабораторії Іспанії. *TJ-II* був розроблений у співпраці з *Oak Ridge National Ridge* (США). Першу плазму було отримано наприкінці 1997 року. Великий радіус *TJ-II* дорівнює 1,5 м, усереднений малий радіус 0,2 м, робоче магнітне поле 1 Тл. Найвищі температури досягаються при мікрохвильовому нагріванні (800 кВт на 53 ГГц) та при використанні прискореного пучка нейтрального водню (1,6 МВт та 30 кеВ). *TJ-II* має 92 вікна доступу до установлених систем та для експериментальної діагностики. У березні 1998 р. були отримані перші результати, що дали основні характеристики фізичних процесів.

12.4.3 Токамаки

Токамак – тороїдальна камера з магнітними котушками для магнітного утримання плазми з метою досягнення умов, необхідних для протікання керованого термоядерного синтезу. В 1950-х роках радянські фізики І. Тамм та А. Сахаров розробили теоретичну основу термоядерного реактора, в якому плазма повинна була мати тороїдальну форму та утримуватися магнітним полем. Перший токамак Т-1 було споруджено у 1955 р. в СРСР в Інституті атомної енергії (Курчатівський інститут). Авторами основних фізико-технічних ідей установки були вчені Н. А. Явлінський, І. М. Головін, Л.А. Арцимович. За рік запрацював ще один токамак Т-2, який містив прототипи більшості функціональних елементів майбутніх установок. Токамак імітує природні фізичні реакції, які відбуваються на Сонці та на інших подібних зірках Всесвіту, рис. 12.8.

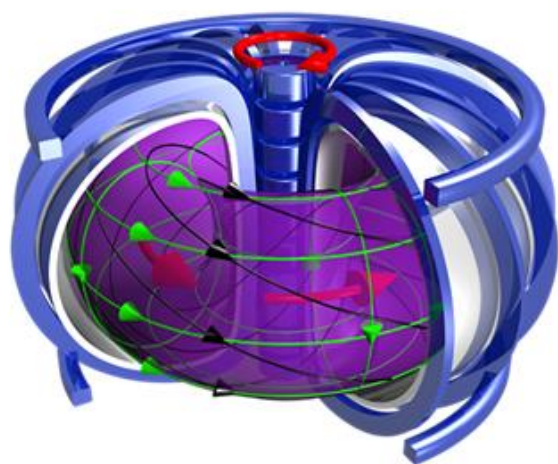


Рисунок 12.8 – Загальний вигляд токамака

Плазма в Токамаку утримується не стінками камери, тому що вони не здатні витримати необхідну для термоядерних реакцій температуру, а спеціально створюваним комбінованим магнітним полем, а для розігріву плазми та утримання рівноваги «плазмового шнура» у вакуумній камері застосовують плазмовий струм, що протікає уздовж кругового плазмового шнура і створює магнітне поле спеціальної конфігурації. Застосування власного електричного струму для створення

магнітного поля для утримання плазми є головною особливістю токамака. Цим токамак, зокрема, відрізняється від стеларатора, в якому поля створюються за допомогою зовнішніх магнітних полів від струмів у зовнішніх котушках.

Робота над створенням термоядерних реакторів типу токамак ведеться у різних країнах світу. Основне завдання всіх проектів – утримати плазму з дейтерію та тритію якомога довше. Вже є значні досягнення.

Китайський експериментальний удосконалений надпровідний токамак у 2016 р. підтримував перегріту плазму протягом 101 с, у 2020 р. досяг температури 120 млн °С (Інститут фізики плазми при Академії наук КНР). У 2022 р. китайський токамак *EAST* встановив новий світовий рекорд за часом утримання плазми: розігріту до 70 млн °С плазму вдалося утримувати 1056 с (понад 15 хвилин). Минулий рекорд у 390 с був встановлений у Франції у 2003 році.

Зараз в рамках спільного міжнародного наукового проекту Китаю, ЄС, Індії, Японії, Південної Кореї та США розробляється токамак-реактор *ITER* – Міжнародний експериментальний термоядерний реактор (Франція, Сен-Поль-ле-Дюранс, Центр ядерних досліджень «CEA-Cadarache»). Перший макет установки було створено на початку 1980-х, а з 1988 під егідою МАГАТЕ було розпочато будівництво цього макету. *ITER* займає площу в 42 га, вже на початку будівництва було задіяно 2300 працівників. *ITER* буде складатися з мільйона деталей і важитиме 23 тисячі тон при висоті 30 м.

Спорудження промислового токамак-реактору *ITER* розпочато у 2008 р.; першу плазму планують отримати у 2025 році. Мета проекту – вивчення нових способів отримання ядерної енергії, рис. 12.9.

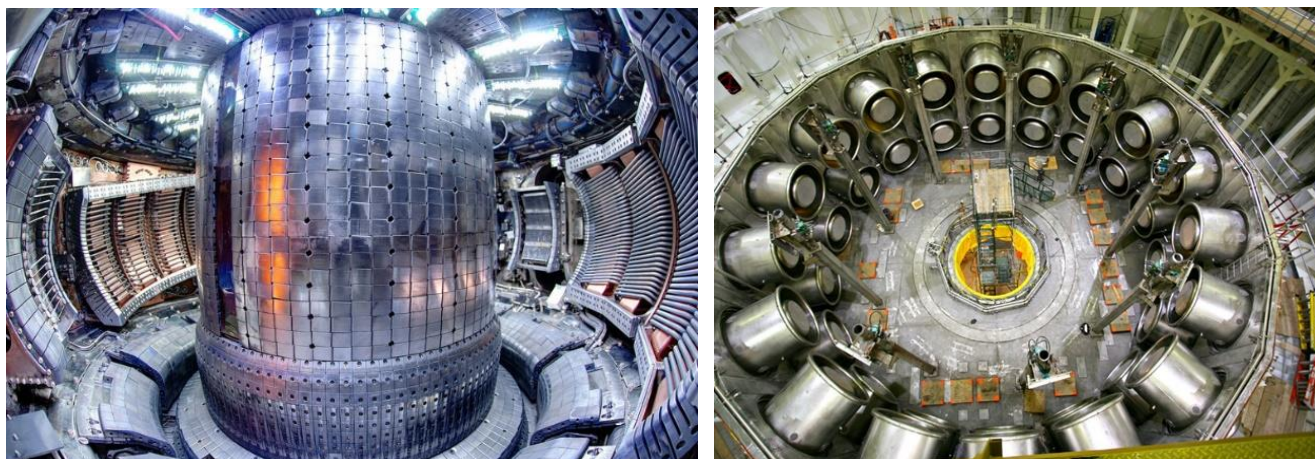


Рисунок 12.9 – Токмак-реактор міжнародного наукового проекту *ITER*

Головна мета *ITER* – довести, що отримання енергії шляхом ядерного синтезу може бути ефективним і комерційно вигідним. Сучасні токамаки нерентабельні, вони виділяють менше енергії, ніж витрачається на нагрів, тому для генерації енергії в сучасному виді вони не придатні. Але є прогноз, що *ITER* зможе виділяти енергії в десять разів більше, ніж витрачається на нагрів плазми (віддавати 500 МВт з кожних 50 МВт нагріву). Якщо експерименти з *ITER* пройдуть успішно, почнеться будівництво термоядерних токамаков-реакторів для електростанцій типу *DEMO*.

Реактори типу *DEMO* – це концепція, а не конкретна конструкція термоядерного пристрою. Планується, що *DEMO* зможе підтримувати стабільність термоядерної плазми протягом досить тривалого часу, щоб виробляти енергію на постійній основі і працювати майже безперервно, а чистий приріст електроенергії становитиме понад 50 МВт на кожну одиницю обладнання. Очікується, що вони можуть з'явитися в 2040-2050-х роках.

12.5 Малі ядерні реактори ("міні-АЕС")

Попит на ядерну енергетику у світі значно зріс на тлі світової економічної кризи, а особливо через енергетичну кризу, яку спровокувала росія своїм вторгненням в Україну. В Україні, через постійні обстріли об'єктів енергетичної інфраструктури сформувалась локальна енергетична криза. Малий модулярний реактор (ММЯР) може стати надійним та стабільним джерелом виробництва електроенергії для України в умовах, коли нашої енергетичній системі війною нанесені значні збитки.

Відношення багатьох країн до власної енергетичної незалежності після вторгнення росії в Україну змінило також долю атомної енергетики. Атомна енергія – стабільне джерело енергії, яке не залежить від імпорту викопного палива. Але для побудови нового блока великої АЕС необхідно не менш 7-8 років. Тому активний розвиток получили проекти ММЯР - малі модульні ядерні реактори.

ММЯР, або як їх ще називають "міні-АЕС", протягом вже понад десятиліття вважаються атомними станціями майбутнього. Це реактор на легкій воді під тиском, як і реактори ВВЕР, що працюють на великих українських АЕС.

Історія реакторів малої потужності бере свій початок з 40-х років минулого сторіччя. Основна ідея їхнього створення виникла в результаті

досліджень та розробок для Військово-повітряних сил США, армії та флоту, для авіаносців та підводних човнів. Це був прототип технології, котру сьогодні активно розвивають американські, японські, південно-корейські та інші кампанії у світі. Але мобільні реактори, котрі використовувались у воєнних цілях, мають суттєві відмінності від сучасних технічних рішень ММЯР. В цілому, ММЯР – це новітня технологія ядерного енергетичного комплексу, яка базується на використанні компактних реакторних блоків. Вони можуть бути швидко збудовані та запущені в роботу, тому є реальною альтернативою традиційним формам вироблення енергії. Причиною повернення до технології реакторів малої потужності стали кліматичні зміни та високі екологічні стандарти щодо викидів парникових газів. Загально-світові рішення щодо скорочення споживання викопних видів палива, поступова відмова від використання вугілля визначили курс на розвиток як відновлюваної енергетики, так і новітніх ядерних технологій, [23, 27, 46, 62]. Основні переваги ММЯР – більша безпека, економічність та енергетична незалежність.

ММЯР мають невелику потужність: не 1000-1200 МВт, як великі АЕС, а 160-300 МВт. Також перевагою реакторів великої потужності є те, що вартість 1 кВт·год у ММЯР вдвічі, а то і втричі більша, ніж вартість 1 кВт·год енергії, що вироблена, наприклад, на ТЕС. На шляху до використання ММЯР є ще додаткові проблеми, такі як регуляторна і правова база, міжнародне співробітництво тощо.

В ММЯР відбувається той самий процес ядерного розподілу, що у звичайних ядерних ректорах на великих АЕС, наприклад, в реакторах типу ВВЕР. Але ризик катастрофи, пошкодження ректора внаслідок різних природних явищ (землетрусу, цунамі, повінь) дуже низький на відміну від великих АЕС. Ризик викидів радіоактивного матеріалу під час аварії мінімальний завдяки малій потужності реактора та його особливій конструкції. На рис. 12.10 наведений приклад ММЯР американської кампанії *NuScale Power*. Це сталевий циліндр висотою 23 м та шириною 5 м. Усередині реактора розташовані уранові паливні стрижні, які за допомогою ланцюгової ядерної реакції нагрівають воду у внутрішньому контурі. Потім вода передає температуру в зовнішній паровий контур. І вже пара рухає



Рисунок 12.10 – Реактор американської компанії NuScale Power

турбіну, механічна енергія якої передається до ротора ТГ, де перетворюється в електричну енергію. У разі аварійних ситуацій реактор сам припинить ланцюгову реакцію.

В січні 2023 р. в США видали ліцензію на побудову та експлуатацію першого ядерного реактора нового типу ММЯР, вже промислового використання. Очікується, що перший у світі ММЯР від NuScale Power почне працювати в Польщі в 2029 р. Україна продовжує роботу з кампанією NuScale Power. В лютому 2018 р. "Енергоатом" підписав договір ще з одною американською кампанією Holtec International про співпрацю у використанні ММЯР серії SMR-160. Holtec

International спільно з "Енергоатомом" планують побудувати в Україні 20 ММЯР. Перший з них планують побудувати вже у 2029 році. Проект передбачає, що деяке обладнання для SMR-160 буде вироблятися на українських підприємствах, що в перспективі може зробити з України провідного світового експортера реакторних систем, конструкцій і компонентів для ММЯР. Це важливо, бо загальносвітовий ринок ММЯР оцінюють приблизно в \$1 трлн вже після 2025 року.

ММЯР дадуть можливість швидко замінити зруйновані російськими атаками енергетичні потужності, джерела електроенергії, одночасно вирішуючи питання декарбонізації енергетичної галузі. Додаткової уваги заслуговує те, що малі розміри дозволять вмонтовувати ядерні ММЯР во вже існуючі ТЕС, з яких треба буде тільки видалити вугільні котли. Стан українських ТЕС підкреслює актуальність цих рішень.

Як вже вказувалось, недоліком ММЯР є висока вартість. Згідно з розрахунками експертів, на першому етапі, коли ММР вийдуть на ринок, собівартість їх електроенергії буде вище, ніж на великих АЕС, а прогнозована вартість будівництва ММЯР (станом на 2020 рік) буде дорівнювати \$6312 за 1 кВт потужності. Таким чином, розрахункова вартість реактора потужністю у 160 МВт буде становити більше мільярда доларів США. Але очікується, що цій недолік компенсують надійність і ефективність, а також, що вони потребують менше дорогих заходів безпеки, менше води для охолодження активної зони. Ще є думка, що для невеликих ММЯР для охолодження можливо буде достатньо атмосферного повітря. Це дозволить відмовитися від додаткового обладнання, насосів, систем охолодження, води тощо.

ММЯР виробляють у кількох модифікаціях, це можуть бути реактори на теплових та на швидких нейтронах, але всі вони однаково використовують ядерний поділ.

До основних переваг ММЯР можна віднести:

1) менша вартість та скорочені терміни спорудження в порівнянні з великими АЕС;

2) ММЯР компактні, технологічно простіші і мають модульну структуру. Це означає, що така електростанція може почати генерувати електроенергію відразу після завершення будівництва першого модуля, а будівництво наступних блоків може продовжуватись на тому ж майданчику, де вже розміщені попередні. Новими модулями можна управляти з того ж пункту управління і їх можна обслуговувати тим самим персоналом, котрий вже є на електростанції. Також можливе використання будівель і деякого обладнання існуючих блоків ТЕС, які по потужності та строку експлуатація підлягають демонтажу;

3) маневровість та масштабованість. ММЯР можуть експлуатуватись як самостійна електростанція, так і у поєднанні з іншими станціями. ММЯР можуть доповнювати, бути стабілізуючими потужностями при отриманні електроенергії від ВДЕ;

4) безпека. ММЯР більш безпечні, перш за все, за рахунок вбудованих пасивних систем безпеки. Навіть у разі ядерної зими, коли людина не зможе бути присутньою на блочному щиті управління реактором, не зможе здійснювати нагляд та контроль за станом енергоблока, системи

безпеки самостійно, без участі людини, переведуть реактор у безпечний стан. Це знижує ризик важких ядерних аварій;

5) екологічність. Атомну енергетику, разом з ВДЕ, було визначено ключовою у боротьбі зі змінами клімату. Мається на увазі рівень викидів парникових газів у порівнянні з електростанціями, що працюють на викопних видах палива. Єврокомісія підтримала пропозицію до так званого Додаткового кліматичного акту з оподаткування та включила атомну енергетику до списку екологічно сумісних видів діяльності для інвесторів. При цьому ММЯР, в порівнянні з АЕС великої потужності, виробляють меншу кількість ВЯП та радіоактивних відходів, оскільки використовують значно меншу кількість початкового палива;

6) потрібна менша зона спостереження навколо ММЯР. В Україні зона спостереження навколо великих АЕС становить 30 км. Для таких зон розробляються плани аварійної готовності та реагування, компенсують соціально-економічні ризики населенню від діяльності об'єктів підвищеної небезпеки. Для ММЯР такі зони значно менші або можуть бути зовсім відсутні. Населені пункти можуть бути зовсім виключені із зони поширення радіоактивності у разі аварії, і це, відповідно, знижує витрати на експлуатацію електростанції;

7) надійність. ММЯР можуть бути надійними та стабільними джерелами електроенергії для України в умовах, коли наша енергетична система зруйнована російськими агресорами. І навіть після закінчення війни ми будемо мати цього агресивного сусіда. Блоки ММЯР – це можливість здійснення розподіленій генерації, тому енергосистема, стане більш стабільною, надійною та безпечною з точки зору енергетичної безпеки. Значно скорочуються ПЛЕП та інші системи розподілу енергії, які також слід захищати. Чим далі від РФ в будь-якому питанні, тим краще;

8) енергетична безпека. ММЯР – це власна, інноваційна, достатньо безпечна, автономна та маневрова установка генерація електроенергії;

9) ММЯР – це варіант заміни великих АЕС, що відпрацювали свій строк та використали всі можливі додаткові терміни експлуатації. Звісно, АЕС, котрі на сьогодні працюють в Україні, не будуть виведені з експлуатації в найближчі роки. Їхня експлуатація буде продовжуватись так довго, як це буде можливо. Але день, коли буде прийнято рішення про їхню зупинку, настане і треба бути готовими до цього;

10) у ММЯР можна рідше здійснювати заміну палива. Наприклад, на традиційних АЕС це відбувається кожні 1-2 роки, ММЯР вимагають проводити таку процедуру раз на 3-7 років. Деякі ММЯР взагалі можуть працювати без перезавантаження протягом 30 років;

11) ММЯР можна достатньо часто безпечно вимикати та перезавантажувати на відміну від звичайних ядерних реакторів;

12) ММЯР має блочну конструкцію, такі блоки можна виготовляти заздалегідь на промисловому підприємстві, що спрощує та прискорює їх виробництво, доставку та встановлення.

Але ММЯР, як і великі реактори, мають недоліки, які слід враховувати:

1) вартість. Хоча капітальні витрати на спорудження ММЯР значно нижчі, в порівнянні з реакторами великої потужності, вони достатньо високі для деяких країн. Тобто, ММЯР є недоступними для бідних країн або країн з економікою, що тільки розвивається;

2) відходи. Питання поводження з радіоактивними відходами завжди актуальне. ММЯР, хоч і в меншій кількості ніж великі АЕС, але також виробляють радіоактивні відходи, а це додаткові витрати, необхідні площі для сховищ, постійний нагляд та охорона таких об'єктів;

3) питання поводження з ВЯП. Хоча в Україні ВЯП не відносять до категорії радіоактивних відходів, а вважають цінним ресурсом для майбутніх поколінь, при будівництві ММЯР необхідно брати до уваги питання його зберігання та захоронення.

У цілому, ММЯР – це перспективний напрямок розвитку ядерної енергетики, який зможе забезпечити безпечне та стабільне енергопостачання у майбутньому.

12.6 Досягнення та перспективи застосування високо-температурних надпровідників в електроенергетиці

12.6.1 До питання про доцільність використання надпровідності в електроенергетиці

Сучасний екологічний стан планети і, відповідно, вимоги до електроенергетики, всіх галузей промисловості, транспорту і навіть побуту вимагає негайного впровадження енергозберігаючих технологій. Потреба в електроенергії постійно зростає, а класичні природні джерела палива для теплових електростанцій (вугілля, газ, нафта, торф) не є нескінченними. Як вже було сказано раніш, атомна енергетика є найперспективнішою

практично для всіх енерго-навантажених країн, зокрема для України, але вона має і серйозні проблеми – це зберігання та захоронення відпрацьованих ядерних відходів. Це спільна проблема для всього світу. Постійно ведеться пошук і впровадження нових джерел енергії, наприклад, ВДЕ: сонячна та вітрова енергії, велика та мала гідроенергетика, енергії гейзерів, припливів, морських і океанських течій, енергетика на біо-газах тощо. Вище ми розглянули питання впровадження цих ВДЕ в загальну енергетичну мережу кожної країни (див. розділ 4.2). Але низька питома щільність отримання енергії від ВДЕ не зможе задовольнити енергопостачання зростающому контингенту населення. Тому крім пошуку нових джерел і побудови нових електростанцій ведуться роботи по зменшенню втрат енергії при її розподілу, передачі та споживанні. Актуально впровадження в експлуатацію нових видів ЕО, яке працюватиме з мінімальними втратами. Для створення такого ЕО шукають і створюють нові матеріали, розробляють нові методи розрахунків і технології виготовлення.

До ЕО, яке працюватиме з мінімальними втратами потужності, слід віднести ЕО з надпровідними обмотками. Застосування надпровідного ЕО в процесі генерації, транспортування та споживання електроенергії зменшить втрати на 5-7%, підвищить ефективність використання діючого ЕО, активізує дослідження нових джерел енергії. Наприклад, дослідження і практичне впровадження в електроенергетику установок термоядерного синтезу (установок типу токамак та стеларатори), для яких необхідні джерела потужних магнітних полів з використанням надпровідних соленоїдів. Відкриття високотемпературної надпровідності (ВТНП) створило новий етап у використанні надпровідності (НП) для електротехнічного обладнання: для ЕМ, трансформаторів, електричних апаратів, кабелів тощо. Можна стверджувати, що використання надпровідного ЕО покращить екологічну ситуацію за рахунок підвищення ефективності кожної встановленої одиниці, збільшення виробництва електроенергії без будівництва нових електростанцій [79, 86-92].

Безперечно, найбільший ефект дасть комплексне використання НП обладнання на всіх етапах генерації, розподілу, передачі та споживання електроенергії. Наприклад, створення електростанції або РП з повністю НП обладнанням. Але навіть окреме використання НП обладнання (надпровідні трансформатори, генератори, обмежувачі струму, індуктивні накопичувачі

тощо) можуть значно підвищити ефективність, стабільність і надійність енергосистем, збільшити пропускну здатність і покращити їх параметри.

Застосування ВТНП в ЕМ є перспективним: надпровідні машини ефективніші, менші та легші за звичайні «теплі». Це особливо важливо для проєктів, які потребують легких машин. Наприклад, генератори ВЕУ. А відсутність електричних втрат підвищує ККД машини як в режимі генератора, так і в режимі двигуна. Використання ВТНП у машинах також спрощує конструкції систем охолодження порівняно з конструкціями машин з низькотемпературними НП.

Дослідження щодо створення та практичного використання різного електроенергетичного обладнання з обмотками з ВТНП йде постійно. За даними Світового банку, продажі НП обладнання у світі зросли з \$2 млрд у 2000 році до \$244 млрд у 2020 р. (рис. 12.11), що становить зростання більш ніж у 120 разів за 20-річний період. Планується і подальше зростання.

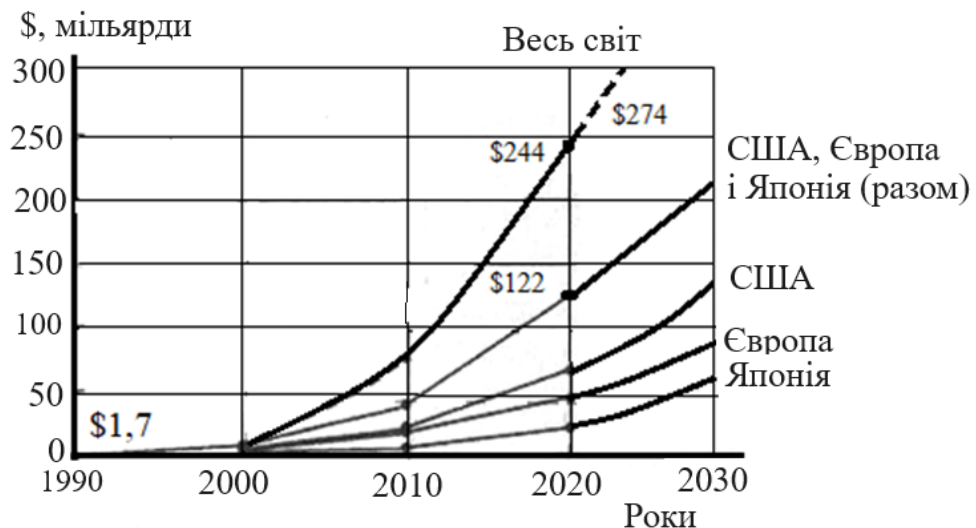


Рисунок 12.11 – Реалізація та перспективи продажу електрообладнання з надпровідниками (за даними та за прогнозом Світового банку)

Використання ВТНП можливе і доцільне для всіх видів ЕО, для різних типів машин: машин постійного та змінного струму, індукційних, для машин з кігтеподібними полюсами, гістерезисних тощо. Проводяться дослідження щодо перспективності використання ВТНП для потужних трансформаторів і кабельних ліній. Успішно пройшли випробування надпровідні обмежувачі струму потужністю декілька МВт. ВТНП необхідні для створення сильних магнітних полів для утримання плазми в установках термоядерного синтезу (в токамаках, стелараторах).

Розвиток вітроенергетики, збільшення одиничної потужності ВЕУ до 10-15 МВт поставили питання про створення СГ з ВТНП обмотками, що дозволить значно зменшити їх вагу і габарити, навіть з урахування додаткового охолоджуючого обладнання, необхідного для підтримки надпровідного стану. Використання ВТНП дозволить збільшити струм в обмотках збудження ТГ більш ніж у 10 разів при повній відсутності електричних втрат. В цілому використання ВТНП перспективне для компактних і потужних двигунів, генераторів і накопичувачів енергії кораблів і підводних човнів, для високоточної зброї, електромагнітних екранів, датчиків, магнітометрів, мікропроцесорів, комп'ютерів, медичних установок (ядерно-магнітні резонансні томографи).

Отже, можна стверджувати, що вже почалося промислове виробництво та використання ЕО нового покоління – надпровідного ЕО різних типів, призначень та сфер використання, в яких використовуються ВТНП. Основною проблемою для впровадження такого обладнання залишається їх висока вартість. Але це питання поступово вирішується в усіх країнах світу.

12.6.2 Фізичні основи надпровідності

Надпровідність була відкрита в 1911 році голландським науковцем Х. Камерлінг-Оннесом (Нобелівська премія з фізики 1913 року). Надпровідники мають нульовий опір (для постійного струму; для змінного

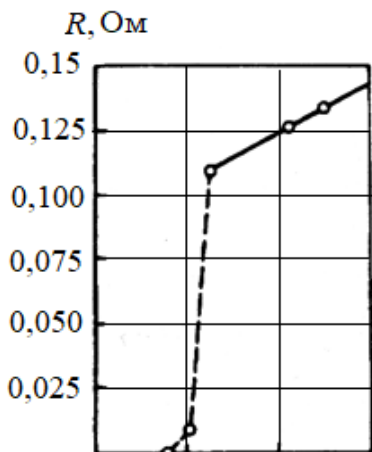


Рисунок 12.12 –
Залежність опору ртуті
(Hg) R , Ом, від
температури.
(Графік в зоні критичної
температури T_{cr} , K)

струму опір буде, але дуже малий) і ідеальний діамagnetизм, коли магнітне поле повністю витісняється з перерізу матеріалу на його поверхню. Така особливість відома як ефект Мейсснера (Meissner, 1933 р.) або ефект Мейсснера-Оксенфельда.

Провідник знаходиться в надпровідному стані, якщо він має температуру, щільність струму і на нього впливає зовнішнє магнітне поле, значення яких будуть нижче критичних. Критична температура T_{cr} – це температура, нижче якої провідник переходить у надпровідний стан. Критичне поле H_{cr} і критична щільність струму J_{cr} – межі напруженості магнітного поля та

щільності струму відповідно, нижче яких провідник перебуває у НП стані, рис. 12.12.

Існує декілька родів (типів) НП:

- НП I-го роду мають нульовий опір і ідеальний діамagnetизм, коли вони знаходяться в полі, що нижче критичного H_{cr} . Однак у НП I-го роду дуже низькі критичні поля H_{cr} та, головне, низькі T_{cr} , і тому НП I-го роду не мають практичного використання;

- НП II-го роду мають два критичних поля: нижнє критичне поле H_{cr1} і верхнє критичне поле H_{cr2} . Нижче значення H_{cr1} , спостерігається як нульовий опір, так і ідеальний діамagnetизм. Між H_{cr1} та H_{cr2} , спостерігається нульовий опір, але магнітний потік пронизує матеріал у формі квантованих вихорів (вихори Абрикосова), що призводить до часткового проникнення магнітного поля в провідник – частковий діамagnetизм. Вище H_{cr2} , матеріал знаходиться в нормальному стані і більше не є надпровідним. Оскільки H_{cr2} може бути значним (може перевищувати 100 Тл), то НП II-го роду можуть мати велику щільність струму навіть під впливом значних магнітних полів і, отже, представляють інтерес для промисловості, для створення обмоток ЕМ, а також для багатьох інших пристроїв, де потрібні сильні магнітні поля. У НП II-го роду, коли струм наближається до критичного значення щільності J_{cr} , починає з'являтися опір і критерій визначення J_{cr} залежить від напруженості та роду електричного поля – постійне, змінне. Нульовий опір НП буде тільки при постійному струмі. У змінному полі опір НП не дорівнює нулю, він дуже малий і зростає зі збільшенням величини та частоти магнітного поля.

Натепер для великих надпровідників розглядають ще III-й рід надпровідності, який раніше розглядали тільки до тонких шарів матеріалів. Низькотемпературні НП III-ого роду (або «жорсткі» надпровідники) – це сплави металів, які повинні мати великі неоднорідності во внутрішній структурі. У цьому випадку магнітні вихорі, які формуються, як і в НП II-го роду, ніби закріплюються на цих неоднорідностях. Це явище має назву пінінгом. При цьому, коли через НП пропускати невеликий струм, то магнітні вихорі завдяки їх закріпленню не приходять в рух і структура не руйнується. Якщо струм збільшувати до деякого критичного значення, то вихорі магнітних потоків зірвуться із закріплень і весь зразок перейде в стан нормальної провідності. Значення критичного струму залежить від розміру

та кількості неоднорідностей у НП (неоднорідності не повинні бути дуже малими), від температури, інтенсивності зовнішнього магнітного поля та механічної обробки, якій піддавався зразок.

Крім надпровідності і діамagnetизму (ефект Мейснера) НП мають ряд інших властивостей і особливостей. Дуже важливою була ідея братів Лондонів (1935 р.), які припустили, що за своєю природою НП є квантовим явищем, яке формується у всьому об'ємі зразка. Вони фактично є авторами першої теорії надпровідності, що досить добре описала електромагнітні властивості НП-ків. Їх теорія основана на двох-рідинній моделі. Вони отримали рівняння, (рівняння Лондонів), що описують умови, необхідні для виникнення ідеального діамagnetизму у провіднику з нульовим опором і дозволяють найпростішим чином описати ефект Мейснера. Вони обґрунтували появу вихрового струму у надпровіднику в постійному магнітному полі. Як відомо, у нормальних провідниках струми з'являються лише при змінних магнітних полях, (закон електромагнітної індукції М. Фарадея).

Ідею братів Лондонів розвинули Джон Бардін, Леон Купер і Дж. Роберт Шріффер, які у 1972 році отримали Нобелівську премію за створення офіційно першої теорії надпровідності – теорії БКШ (теорія Бардіна-Купера-Шріффера). Вони зуміли пояснити існування критичної температури, стрибок теплоємності, існування критичного струму, квантування магнітного поля та інші властивості НП. Інтересний факт, що підтверджує важливість і увагу до вивчення НП: Джон Бардін став першою і поки єдиною людиною, яка двічі отримувала Нобелівську премію з фізики.

Згідно з теорією БКШ, електрони в НП поведуться, як пари – «куперівські пари»: два електрони не відштовхуються, а нібито притягуються. Поява цих пар зумовлена взаємодією електронів з кристалічною решіткою, з позитивними ядрами атомів. Електрони взаємодіють через фонони – кванти теплових коливань позитивно заряджених іонів, які складають кристалічну решітку металу. Коли «куперівська пара» рухається по кристалічній решітці металу, електрони якби не відчують її присутності і не втрачають енергії. Ще у 1950 році Г. Фрейліх припустив, що електрони за рахунок електрон-фононної взаємодії можуть притягуватися один до одного. Вони взаємодіють з кристалічною решіткою, яку створюють ядра атомів, і спотворюють її. Електрон, що рухається по решітці, «зближує» ці ядра, деформує решітку.

Теорія БКШ пояснює багато властивостей НП: електрони в НП переходять у колективний стан таким чином, що їх потенційна енергія стає мінімальною; електрони рухаються разом, притягуються один до одного за допомогою електрон-фононної взаємодії. У цьому випадку потенціальна енергія системи виявляється меншою, ніж у випадку двох окремих електронів, які знаходяться в звичайному стані. НП-сть у такому «колективному» стані здатна протистояти дії струму або магнітного поля, які збільшують загальну енергію. Це пояснює, чому критичні струм і магнітне поле залежать від температури. Вище критичної температури електрони мають занадто велику теплову енергію і «збуджуються», тобто переходять із НП стану з малою енергією в нормальний стан з більшою енергією.

Значний внесок у розуміння природи НП-сті зробили фізики-теоретики Віталій Гінзбург, Лев Ландау, Микола Боголюбов, Олексій Абрикосов, які за 7 років до створення теорії БКШ запропонували свою теорію пояснення НП-сті (теорія Гінзбурга-Ландау-Абрикосова-Горькова або GLAG-теорія). Ця теорія отримала ще назву «феноменологічна теорія надпровідності». Феноменологічна, тобто вона не пояснює причини виникнення явища, яке вона описує, але з її допомогою було отримано ряд важливих результатів. Наприклад, була розрахована різниця енергій («поверхнева енергія»), що виникає на межі НП та нормального металу у присутності зовнішнього магнітного поля.

Важливим відкриттям феноменологічної теорії було встановлення, що в сильному магнітному полі в НП II-го роду формуються зони-вихори нормальної структури, «вихори Абрикосова» – надпровідний контур струму, який циркулює навколо нормального осердя (нитка-вихор). Цей струм створює магнітне поле з магнітним потоком, пропорційним кванту магнітного потоку, $T_L \cdot m^2$:

$$\Phi_0 = h/2e = 2,07 \cdot 10^{-15},$$

де $h = 6.63 \times 10^{-34} \text{ м}^2 \text{ кг/с}$ – постійна Планка;

$e = 1,60 \times 10^{-19} \text{ Кл}$ – заряд електрона.

Перехід в нормальний стан НП I-го роду відбувається одночасно по всьому поперечному перерізу. Перехід до нормального стану НП II-го роду починається з утворення окремих вихорів Абрикосова, які поступово розширюються, рис. 12.13. Тобто магнітне поле проникає в НП 2-го роду через ці квантові вихори, які є мікроскопічними нормальними областями (виділені зеленим), оточеними надпровідними циркулюючими струмами.

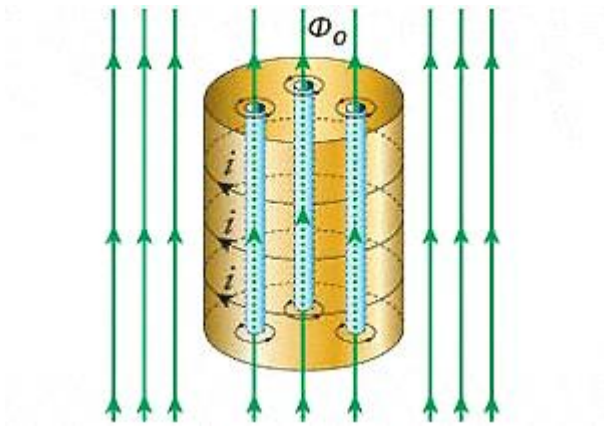


Рисунок 12.13 – Утворення вихорів
Абрикосова (квантових вихорів)
у надпровіднику II-го роду

Гінзбург, Абрикосов і Ентоні Леггетт отримали Нобелівську премію з фізики в 2003 році за GLAG-теорію, однак їх теорія, як і теорія БКШ, пояснювала лише низько-температурну НП, згідно якої НП-сть можлива тільки до 24-26 К.

Природа високо-температурної надпровідності (ВТНП) ще не пояснена і натеper. Але у 1986 році фізики Беднорц і Мюллер, які працювали в цюрихському відділенні

ІВМ, несподівано виявили НП-ність в деяких керамічних матеріалах при температурі 35 К (в з'єднаннях типу $\text{La}_{2-x}\text{Ba}_x\text{CuO}_4$). У 1987 році їм було присуджено Нобелівську премію з фізики.

В фізиці 35 К вважається межею високотемпературної надпровідності (ВТНП). Хоча частіше, при практичному використанні надпровідності, межею низько- та високотемпературної НП вважають 77 К – температуру кипіння рідкого азоту. ВТНП – надпровідники II-го роду, в яких фазовий перехід із нормального стану в надпровідний (або навпаки) відбувається не відразу, а через проміжний змішаний стан, обмежений першим B_{cr1} і другим B_{cr2} критичними полями.

У 1987 р. був відкритий надпровідник YBCO (оксид ітрію-барію-міді), з $T_{cr} = 92$ К. Це був перший ВТНП, критична температура якого була вище температури кипіння рідкого азоту (77 К). Відкриття Беднорцем і Мюллером ВТНП значно підвищило інтерес до надпровідності, а Конгрес США навіть присвятив їй спеціальну сесію. Найбільш несподіваним у відкритті Беднорца і Мюллера був хімічний склад речовин, у яких була відкрита ВТНП – керамічні з'єднання. Новий клас НП-ів почав ретельно вивчатися, і незабаром у кількох фізичних лабораторіях були отримані нові типи метало-оксидних НП. Майже всі ВТНП нового покоління містять діоксид міді, тому їх називають купратними НП. Зараз максимальна температура надпровідного переходу (за умови високого тиску) становить $T_{cr} = 165$ К (дані за 2020 рік).

Відкриття ВТНП означало, що існують речовини, які будуть надпровідними при відносно високих температурах і будуть дуже

потрібні промисловості. Тільки з керамічних НП неможливо виготовити гнучкий провід через механічні властивості матеріалу. Але оскільки за відсутності опору провідник не виділяє тепло, він може бути реалізований як тонка плівка. Кераміка наноситься тонким шаром на основу, якою може бути мідь, латунь, сталь або нержавіючі сплави на основі нікелю.

12.6.3 Застосування надпровідників в електромеханіці та в електроенергетиці

12.6.3.1 Використання надпровідних кабелів.

Питання використання надпровідних матеріалів почали обговорюватися практично відразу після відкриття НП. Ще Камерлінг-Оннес вважав, що за допомогою НП можна створювати економічні установки для отримання сильних магнітних полів. Однак реальне використання НП почалося тільки на початку 1960-х років. Їх застосування вийшло за рамки суто наукових досліджень і натепер вони широко використовуються в лабораторних установках, в прискорювачах, томографах, установках для керованої термоядерної реакції. За допомогою НП-сті стало можливим багаторазово збільшити чутливість багатьох вимірювальних приладів, що важливо для вимірювань як у техніці, так і в медицині. Ще з 60-х років минулого століття працюють надпровідні магніти різних розмірів і форм. Такі пристрої називаються *SQUIDS* (*Superconducting Quantum Interference Devices*).

Надпровідні кабелі, порівняно з «теплыми» кабелями, мають менші втрати, вищу пропускну здатність, вони пожежо- та вибухозахищені, більш екологічні. ВТНП кабелі легші та компактніші, що полегшує їх монтаж і транспортування, для них потрібно менше каналів і менша площа укладання, немає проблеми перегріву ізоляції. Через те, що в НП-вих кабелях є втрати від змінного струму, рентабельніше через ВТНП кабелі передавати постійний струм, рис. 12.14.

Надійність ВТНП кабелів була підтверджена експериментально: розроблений для кампанії *ConduTex* (Мексика) НП кабель пропускав струм 10 кА, (це був світовий рекорд). Сучасні кабельні лінії з ВТНП дозволяють транспортувати 150-300 МВт при напрузі 20 кВ і до 1000 МВт при 110 кВ. ВТНП кабелі спроможні передавати потужність до 0,5-2,0 ГВт.



Рисунок 12.14 – ВТНП кабельні лінії постійного струму

Найдовший у світі НП кабель офіційно був введений в експлуатацію в Німеччині. Навесні 2014 р. кабель завдовжки близько 1 км поєднав дві трансформаторні підстанції у центрі м. Ессен. Можна вважати, що найбільш перспективне використання ВТНП для підземних кабелів мегаполісів, які можуть проводити в 5 разів більший

струм. Прокладка таких кабелів значно заощадить міські території, оскільки кабелі будуть більш компактними порівняно з тими, що використовуються сьогодні, рис. 12.15 та рис. 12.16.



Рисунок 12.15 – Кабель з ВТНП струмопровідними жилами

Для низькотемпературних НП кабелів використовують герметичну оболонку з гофрованої сталі, що утримує всередині рідкий азот, рис. 2.17. Зверху є зовнішня термоізолююча оболонка, яка не пропускає тепло всередину кабелю. Рідкий азот циркулює двома каналами — усередині кабелю і зовні нього. Зовнішня оболонка кабелю заповнена рідким азотом, всередині додатково прокладена труба, якою циркулює охолоджений до низької температури газоподібний гелій. Таким чином, гелій охолоджує провідну жилу, а азот захищає гелій від тепла зовнішнього середовища. Прокачування рідкого азоту в існуючих

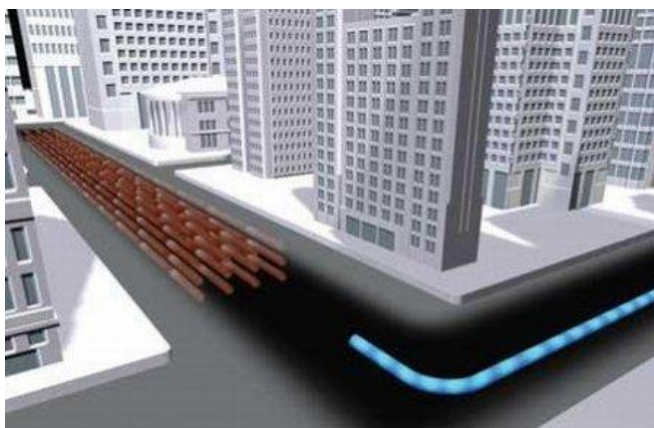


Рисунок 12.16 – Порівняння прокладки звичайних кабелів, які можна замінити одним ВТНП кабелем у сучасному мегаполісі



Рисунок 12.17 – НП кабель виробництва Nexans

кабелях відбувається, як правило, в одному напрямку. Для його циркуляції у зворотному напрямку додатково будується трубопровід.

Охолодження за допомогою прокачування рідкого азоту використовується для кабельних ліній завдовжки до 1,2 км. При більшій довжині кабелю азот може перейти в газоподібний стан. Тому для довгих ліній

планується використовувати двоконтурну систему охолодження. Слід відмітити, що у НП кабелів є швидкий та надійний, природний захист від КЗ. При збільшенні щільності струму через НП вище певного значення НП зникає. Відповідно, при виникненні КЗ опір такого кабелю різко зростає, що запобігає серйозним аваріям в електричних мережах.

Найбільший недолік існуючих зараз НП кабелів полягає у необхідності постійного обслуговування. До кабелю підключаються кріогенні установки рідкого азоту, що забезпечують циркуляцію та охолодження. Крім цього, потрібне зведення зворотного трубопроводу для рідкого гелію. Публікацій про розрахунок економіки будівництва та експлуатації

таких споруд поки немає, і невідомо, чи можуть на нинішньому етапі розвитку технології витрати на будівництво та експлуатацію окупитися лише за рахунок економії електроенергії. Для кабелів з ВТНП струмопровідними жилами гелій не потрібен.

Переваги НП-их силових кабелів, які роблять їх перспективними для енергетичної галузі:

- легке заміщення традиційних кабелів, що вже використовуються в енергосистемі;
- силовий НП-ий кабель має менші габарити і вагу в порівнянні з аналогічним по потужності звичайним кабелем;

- простота виконання електромонтажних робіт, адже чим легше кабель, тим його простіше прокладати;
- довговічність кабельної лінії, що обумовлена уповільненим старінням та відсутністю теплового руйнуванням ізоляції;
- відсутність (значно знижений) електричний опір та достатньо велика критична довжина;
- відсутність теплових та магнітних полів розсіювання;
- екологічна та пожежна безпека;
- обмежені струми КЗ. Це дозволяє з'єднувати сектори енергетичної системи з низької сторони;
- регуляція розподілу потужності в паралельних кабельних лініях;
- можливість взаємодії енергосистем без синхронізації.

Головне – можливість передавати велику потужність при відносно низьких значеннях напруги та втратах енергії, а значить – висока ефективності кабельних магістралей.

12.6.3.2 ВТНП для електричних машин.

Експериментально і теоретично доведено, що використання ВТНП в ЕМ дозволяє знизити металомісткість машин в 2-4 рази, в 1,5-2 рази збільшити вихідну потужність в існуючих габаритах і знизити витрати на експлуатацію і виробництво нових конструкцій ЕМ. ВТНП відкрили нові можливості для створення принципово нових ЕМ, наприклад, потужних ТГ для електростанцій, генераторів для вітроенергетичних установок, для повітряного та морського флоту.

1) Надпровідникові генератори

Перші зразки ЕМ на основі низькотемпературних НП почали будувати ще з 70-х років ХХ-го сторіччя. Ротор низькотемпературного надпровідникового ТГ являв собою обертовий кріостат з вакуумною ізоляцією і подачею рідкого гелію ($T_{cr}=4,2\text{ K}$) в канали охолодження обмотки, яка виконана з надпровідника Nb_3Ti . Рідкий гелій зовні захищався потоком рідкого азоту ($T_{cr}=77,3\text{ K}$). Щільність струму в обмотках досягала 100 A/mm^2 .

Переваги НП машин стали ще більш суттєвими при переході від низькотемпературних НП до ВТНП зі збільшення робочих температур до 77 K . Це дозволяє спростити систему вакуумної ізоляції, забезпечити більш високий температурний запас для обмотки збудження, виключити із

системи охолодження рідкий гелій та всю апаратуру, пов'язану з ним. Холодоагентом стане відразу рідкий азот.

Електрифікація країни та необхідне збільшення виробництва електроенергії можна підтримувати лише шляхом будівництва нових електростанцій із все більш потужними енергоблоками, потужнішими ТГ. За останні 30-40 років одинична потужність ТГ зросла в 7-7,5 разів – з 200 до 1500 МВт. Машини стали такими великими, що виникла проблема їх виготовлення та транспортування до станції. Тому конструктори змушені створювати все більш потужні ТГ з практично незмінним об'ємом. Зробити це можна лише інтенсифікацією їхньої роботи: необхідно вдосконалювати системи тепловідведення, використовувати спеціальні матеріали, удосконалювати конструкції, щоб в результаті знизити питому матеріаломісткість, зменшити габарити і масу. Також була досягнута межа подальшого збільшення діаметри ротора та його робочий довжини за умовами механічної міцності сталеві поковки, з якої виготовляють ротор, та за допустимими рівнями вібрації. Створення потужних (>100 МВт) надпровідних ТГ з високим ККД (>99%) особливо важливе для енергетики: за даними Міністерства енергетики, підвищення ККД на 0,5% дозволить заощадити до \$200 тисяч на рік на кожному генераторі потужністю 100 МВт.

У світі, станом на 2021 рік, загальна кількість виконаних та проектуємих ТГ та СК з ВТНП обмотками становила близько 40 одиниць у діапазоні потужності від 10 кВ·А до 1000 МВ·А.

Для турбогенераторів з НП обмотками (НПТГ) зберігається багато конструктивних елементів і вузлів від звичайних генераторів. Зокрема: корпус, торцеві щити, підшипники, система циркуляції оливи, щітково-контактний апарат, високовольні вводи, автоматичні регулятори збудження, апаратура захисту та управління тощо. Крім того, використовується багато технологічних процесів, що успішно застосовуються при виробництві ТГ традиційного виконання. Однак активна зона НПТГ значно відрізняється від ТГ традиційного виконання.

Це обумовлено такими факторами:

- 1) через високу щільність струму в НП обмотці ротора відпадає необхідність використання феромагнітних матеріалів для зменшення магнітного опору на головному магнітному колі машини для проведення робочого магнітного потоку. Осердя статора можна виконувати без

пазів, без феромагнетиків, тобто мати безпазову конструкцію осердя для розміщення обмотки статора, що призводить до підвищення потужності та поліпшення форми магнітного поля в повітряному проміжку. Залишається тільки питання механічного закріплення обмотки статора;

2) встановлюють вакуумний тепловий захист кріогенної зони з НП обмоткою та встановлюють систему підведення кріо-агента;

3) необхідно мати зовнішній екран для екранування магнітних полів навколо генератора.

Конструкція ротора НПТГ повинна відповідати багатьом, часто суперечливим вимогам: забезпечити отримання механічної потужності з «теплої» зони і при цьому максимально скорочувати теплові потоки, компенсувати теплові деформації, що виникають при охолодженні в процесі роботи машини; підтримувати вакуум. Кріогенна зона з НП обмоткою збудження з усіх боків оточена вакуумною ізоляцією. У вітчизняних машинах вакуумні порожнини не заварювали повністю (Харків, Фізико-технічний інститут низьких температур – ФТІНТ), тому остаточно герметизуються за допомогою спеціальних кільцевих ущільнень, що полегшує розбирання ротора при необхідності ремонтних робіт.

В генераторах деяких других країн (Німеччина, *Siemens*) центральна частина з обмоткою та гелієвою ванною відокремлена від решти ротора вакуумно-щільними зварними швами. Вакуумування досягається за рахунок постійного відкачування вакууму за допомогою насоса. Ця система розрахована на безперервну роботу ТГ протягом кількох років без позапланових відключень від мережі. Дослідження показують, що кращими є конструкції з єдиним кріостатом, в яких низькотемпературні зони ротора та статора розділені на проміжному температурному рівні.

Основними перевагами НПТГ є компактність і високий ККД, висока стабільність при роботі на електромережу, більша довговічність. Термін служби звичайних генераторів становить 30-40 років через старіння ізоляції обмотки під впливом нагріву. У НПТГ цей фактор відсутній.

НПТГ зазвичай поділяють на два класи (рис. 12.18):

- перший клас складається з гібридних НПТГ, у яких ВТНП використовуються лише в обмотці збудження (ОЗ), а для обмотки статора використовується звичайний резистивний матеріал, рис. 12.18,а.

Найактивніше цим варіантом НПТГ займається корпорація *General Electric*.

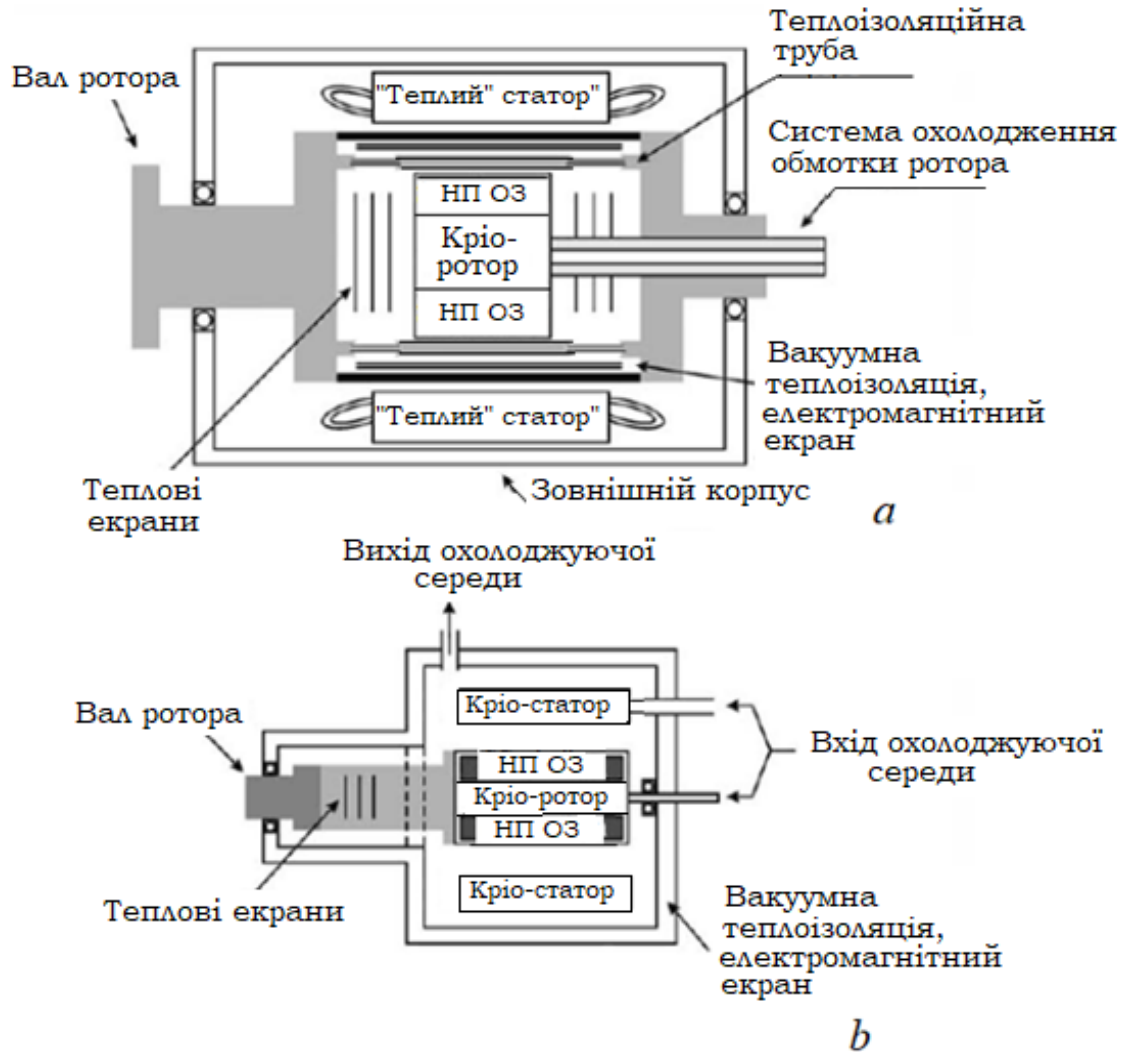


Рисунок 12.18 – Ескізи надпровідних турбогенераторів
 а – гібрид; б – повністю надпровідний
 НП ОЗ – надпровідна обмотка збудження

Окрім створення нових машин, *General Electric* проводить дослідження щодо заміни звичайних роторів ТГ на надпровідні. В надпровідній обмотці буде постійний струм, так що втрати будуть практично нульовими. Недоліком гібридної конструкції є необхідність теплоізоляції обмотки збудження від «теплої» частини генератора. Це досягається за допомогою вакуумного бар'єру типу сосуду Дьюара. Для зменшення вихрових струмів, які також є джерелами тепла, використовується екранування обмотки ротора;

- другий клас – це повністю НП генератори, у яких обидві обмотки (і статора, і ротора) виготовлені з ВТНП, рис. 12.18,б, охолоджується вся машина. При створенні даної конструкції виникають додаткові вимоги до НП-ків обмотки статора, так як втрати від змінного струму цієї обмотки

можуть бути досить великими. Тривалий час це стримувало роботи зі створення повністю НПТГ. Ця проблема була вирішена у 1983 р. в результаті розробки провідників з жилами субмікронного діаметра, в яких були дуже малі втрати на струмах промислової частоти. Наприкінці 80-х років у США (кампанія *General Electric*) був створений гібридний НПТГ потужністю 20 МВт. Саме ця конструкція (НП ротор + резистивний статор) отримала найбільше поширення в подальшому.

Перші повністю НПТГ з'явилися в другій половині 90-х років після створення і розвитку дрової техніки на основі ВТНП зі структурою BSCCO. Це провідники 1-го покоління (1G), що виготовляються на основі срібної матриці з мікро-каналами, в яких знаходиться надпровідна кераміка Bi-Sr-Ca-Cu-O (BSCCO). Зазвичай це $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{CaCu}_2\text{O}_x$ (Bi-2212) з $T_{crit}=80$ К або $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$ (Bi-2223) з $T_{crit}=110$ К [88, 89].

Перші довгомірні проводи 1G були створені в середині 90-х років. Сьогодні технологія їх виробництва («порошок у трубі») досить добре розвинена. В світі випускаються сотні кілометрів проводу, які йдуть на створення прототипів напровідникового електротехнічного обладнання. Особливих успіхів у цій технології досягла японська фірма *Sumitomo*. Проте дроти 1G більш ніж на 2/3 складаються зі срібла, що виключає значне зниження їх вартості у майбутньому.

Є ще один недолік: надпровідність у BSCCO швидко руйнується у зовнішньому магнітному полі. Тому застосування НП 1G можливо тільки в пристроях з відносно слабкими магнітними полями та робить безперспективним виготовлення на їх основі генераторів, двигунів, трансформаторів, накопичувачів енергії тощо.

Ці обставини призвели до розробки НП 2-го покоління (2G) на основі ітрієвої кераміки Y-Ba-Cu-O (YBCO) з $T_{cr}=92$ К. Ці НП, які часто називають «стрічками з покриттям» (англ. *coated conductors*), є натеper найбільш перспективним напрямом втілення НП в електротехніку.

Основна перевага 2G полягає в тому, що вони мають високу критичну щільність струму J_{cr} . У 2003 році General Electric успішно розробила прототип ВТНП генератора потужністю 1,5 МВт з використанням дроту BSCCO (виробництво *American Superconductor*) (рис. 12.19). Наразі General Electric працює над створенням генератора потужністю 100 МВт, в якому обмотки ротора виконують з ВТНП.

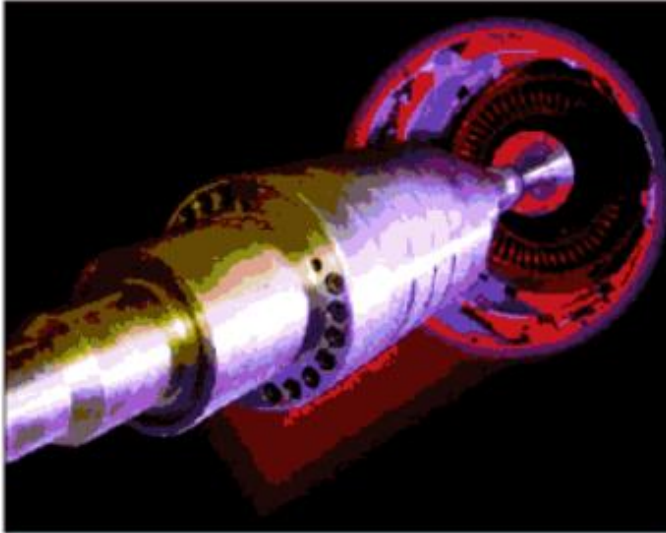


Рисунок 12.19 –ВТНП генератор
потужністю 1.5 МВт, виготовлений з
обмотками з кабелю 2G покоління
(General Electric, American
Superconductor), 2003

В перспективі такі ротори можна буде встановлювати в звичайні генератори в процесі їх модернізації. Розпочато розробку НПТГ потужністю 500 кВт і напругою 10,5 кВ для ВЕС. Даний генератор буде працювати без проміжного трансформатора і буде підключатися до тиристорного випрямлювача. Кріогенне обладнання (кріоохолоджувач циклу Гіффорда-Мак-Магона) буде встановлено в опорній вежі ВЕУ. Також планується включити в схему НП накопичувач енергії і НП

обмежувач струму. Енергія буде передаватися по кабелях постійного струму на інверторну підстанцію, а потім – до споживача.

Окремо було розроблено концепцію побудови високовольтного синхронного НПТГ для ВЕС, розташованої на морській платформі.

2) Електричні двигуни з надпровідними обмотками

Для корабельних енергетичних установок натеper реалізована можливість використання ВТНП обмоток в двигунах із широким діапазоном потужності – від 1 до 36,5 МВт. У 2009 році американські компанії «American Superconductor Corporation» та «Northrop-Grumman» оголосили про успішне завершення заводських випробувань корабельного гребного електродвигуна із номінальною потужністю 36,5 МВт з обмотками із ВТНП: частота обертання $n_{rN}=120$ об/хв, $M_N=2,9$ МН·м, ККД >97%. При той же потужності маса двигуна майже втричі менша в порівнянні з «теплыми» електродвигунами, що мають мідну обмотку; габарити двигуна вдвічі менше.

Цей двигун був спроектований та побудований за завданням науково-дослідного управління ВМС США, як головний двигун, для енергетичних установок надводних кораблів та підводних човнів нового покоління.

Ще у 2011 р. японською корпорацією «*Kawasaki*» був розроблений двигун потужністю 1 МВт із застосуванням ВТНП. Двигун працює зі швидкістю 190 об/хв, а його використання дозволило зменшити розміри кормової частини корпусу корабля та підвищити гідродинамічні характеристики.

Розробки двигунів із застосуванням ВТНП обмоток також ведуться німецькою компанією «*Siemens*»: ще в 2011 році на фірмі був створений електродвигун потужністю 4,7 МВт із частотою 120 об/хв, який успішно пройшов всі випробування. Порівняно із звичайними електродвигунами, він має на чверть меншу масу та габарити, на 1,5% збільшений ККД. По два таких двигуна встановлені на фрегатах типу "Баден-Вюртемберг" німецьких ВМС, що входять до бойового складу з 2019 р.

3) Використання ВТНП для потужних трансформаторів.

Відкриття ВТНП дозволило створювати трансформатори з НП обмотками, оскільки працювати з рідким азотом легше і дешевше, ніж з рідким гелієм під захистом рідкого азоту. ВТНП трансформатори мають значні технічні переваги перед традиційними, резистивними, а саме:

- менші електричні втрати в номінальному режимі, що підвищує номінальний ККД трансформатора;
- зменшення на 40% масо-габаритних параметрів трансформатора;
- обмеження струмів КЗ, що при аваріях захищає ЕО мережі;
- мають більшу здатність до перевантаження, меншу ймовірність пошкодження та «старіння» ізоляції. Рідкий азот у ВТНП трансформаторах забезпечує надійну, високоефективну ізоляцію. Азот більш екологічний, у нього підвищена пожежо- та вибухобезпечність;
- більша екологічна безпека через відсутність трансформаторної оливи.

Потужність, яка витрачається на охолодження НП трансформаторів, зменшується в 20 разів порівняно з потужністю, яка витрачається на охолодження звичайних, «тепліх» силових трансформаторів.

Магнітопровід трансформатора може мати холодний варіант (трансформатор разом з обмотками занурюється в рідкий азот) або «теплі» варіант (магнітопровід працює при кімнатній температурі, охолоджуються тільки обмотки).

«Холодна» конструкція, з одного боку, сприяє спрощенню конструкції кріостата та зменшенню розмірів магнітної системи, а з іншого — вносить додаткові теплопритоки, збільшує витрати енергії на

охолодження. На рис. 12.20 зображено схему трансформатора з «теплим» магнітопроводом.

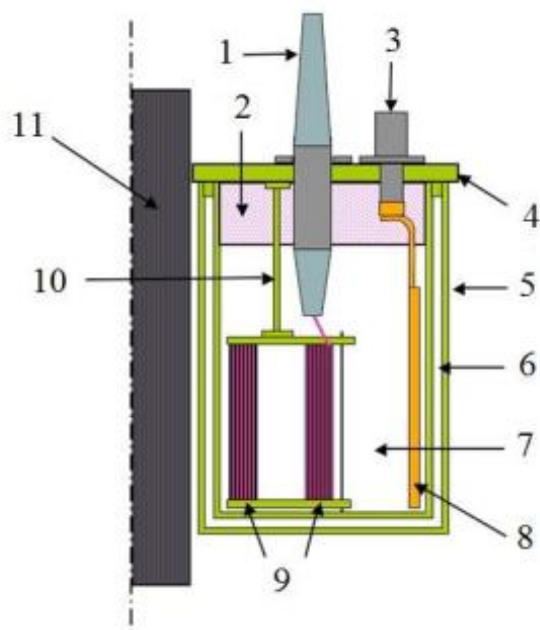


Рисунок 12.20 – Схема трансформатора з ВТНП обмотками:

- 1 – струмовідвід первинної обмотки; 2 – газова подушка;
- 3 – крио-охолоджувач; 4 – кришка;
- 5 – криостат; 6 – зона вакууму;
- 7 – рідкий азот;
- 8 – оболонка охолодження;
- 9 – обмотки; 10 – опорна труба;
- 11 – магнітопровід

Зниження виділення тепла в осерді можна досягти, використовуючи для магнітопроводу аморфні сталі, які мають дуже низькі питомі втрати (0,2 Вт/кг при 1,4 Тл і 100 К) або анізотропну холоднокатану електротехнічну сталь, но з поліпшеними характеристиками. «Теплий» магнітопровід потребує більш складної конструкції криостата, який виконаний у вигляді порожнистого циліндра. Це збільшує розмір магнітної системи, але в той же час зменшує надходження тепла в холодну частину, до обмоток. У цьому випадку для магнітопроводу можна використовувати відносно дешеву тонколистову електротехнічну сталь.

Кожен варіант вимагає додаткових досліджень, так як обладнання з НП обмотками має істотні відмінності. Якщо НП обмотки

трансформатора поміщені в рідкий азот, то термоізоляція обмоток від «теплого» осердя і навколишнього середовища здійснюється двох-стінними контейнерами (криостатами) з полімерів. Між стінками криостата за допомогою насоса підтримується розрідження, достатньо високий вакуум.

Криостат виконує два завдання: по-перше, він повинен тривалий час утримувати велику масу рідини разом з обмотками при наявності високого градієнта температури між середовищем і об'ємом криостата; по-друге, повинен забезпечити мінімально можливий теплообмін рідини з навколишнім середовищем. Якість теплоізоляції визначає ефективність всієї системи охолодження і ефективність трансформатора, у вартість якого

зазвичай входять витрати на холодильну установку. Слід пам'ятати, що 1 Вт тепла при температурі холодоагенту 77 К вимагає 1000-1020 Вт потужності від холодильного агрегату, що працює при 300 К.

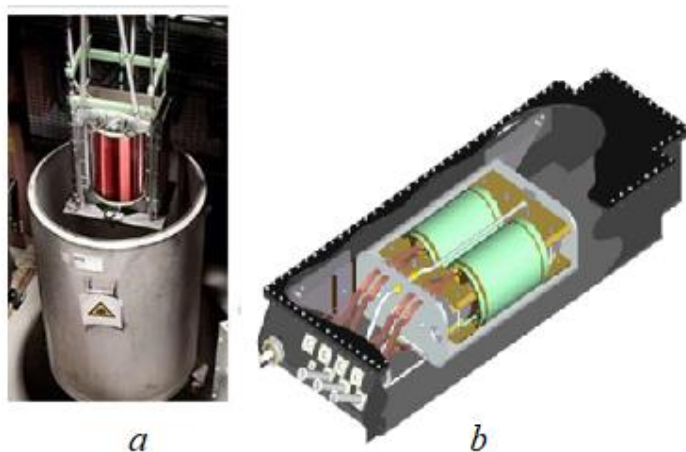


Рисунок 12.21 – Однофазні двох-обмоткові трансформатори потужністю 1 МВ·А з ВТНП обмотками Ві-2223 і з різними конструкціями кріостатів: *а* – трансформатор із броньованою конструкцією магнітопроводу в кріостаті з подвійною вакуумованою стінкою; *б* – трансформатор зі стрижневою структурою магнітопроводу в кріостаті «контейнер в контейнері»

В трансформаторі з «холодним» магнітопроводом ці проблеми можна вирішити, використовуючи посудину з нержавіючої сталі з подвійною вакуумованою стінкою (типу посудини Дьюара). Більш надійною, але технологічно складнішою є конструкція «контейнер в контейнері». Кріостат, заповнений рідким азотом, розміщують всередині зовнішнього вакуумованого бака з нержавіючої сталі, рис. 12.21.

Використання для магнітопроводу аморфної нано-кристалічної сталі дозволяє знизити питомі втрати неробочого ходу.

Застосування рідкого азоту також забезпечить більш надійну теплоізоляцію ВТНП обмотки. Але як вже було сказано, потужність, яка витрачається на охолодження трансформатора, зменшується в 20 разів порівняно з потужністю охолодження теплих оливних трансформаторів.

Ведеться пошук нових матеріалів і нових технологій для створення ВТНП, придатних для обмоток трансформатора. Наприклад, почали використовувати НП обмотки зі стрічки другого покоління SCS-12050 на основі ітрієвої кераміки з мідним стабілізатором (додаткова ізоляція). Встановлено, що час охолодження таких стрічок менший, ніж інших ВТНП обмоток. Для усунення втрат на вихрові струми в конструкції кріостата може використовуватися ізоляційний кожух зі склопластику, просоченого епоксидним наповнювачем, з вакуумною ізоляцією, яка має додаткові екрани від надходжень тепла.

За оцінками фахівців вартість трансформатора з ВТНП обмотками буде на 20% нижчою, ніж традиційного трансформатора тієї ж потужності, а перевантажувальна здатність буде вище [87, 89].

У підсумку, усі дослідження, розробки та створення надпровідного ЕО залежать від створення надійних, недорогих ВТНП провідників 2-го покоління. Стрічки на основі YBCO необхідної довжини, з необхідними характеристиками для створення перших прототипів ТГ з'явилися зовсім недавно. Для провідників обмоток статора і ротора генератора будуть використовуватися ВТНП з'єднання Bi-2212, Bi-2223, Y123; для магнітної системи – електротехнічні та аморфні сталі. Електрична ізоляція повинна бути стійкою до термоциклічних і кріогенних температур.

12.6.4 Пошук нових джерел енергії

Постійно йдуть пошуки нових джерел енергії. Серед усіх напрямів таких пошуків в сучасній фізиці отримання та перетворення енергії можна виділити такі: енергія фізичного вакууму; енергія гравітаційного поля; енергія торсіонних полів; енергія холодного термоядерного синтезу; енергія вихрового руху.

1) *Надлишкова енергія – енергія з вакууму.*

Одним із нових напрямків є створення енергетичних установок, що мають надлишковий енергобаланс, у яких отримана енергія перевищує енергію, витрачену первинним джерелом живлення. Енергетичні установки із надмірним енергобалансом спираються на використанні величезної енергії вакууму. За розрахунками Р. Фейнмана (Нобелівська премія з фізики, 1965) та Дж. Уїлера, енергетичний потенціал вакууму настільки величезний, що «у вакуумі, що міститься в обсязі звичайної електричної лампочки, енергії така велика кількість, що її вистачило б, щоб закип'ятити всі океани на Землі». Вакуум в новій концепції розглядається як енергоносіє і як об'єкт, на який здійснюють електромагнітний вплив з метою вивільнення запасеної енергії. Метою такого впливу є доведення рівня збудження вакууму до критичного. Необхідною умовою збудження вакууму є створення високої густини енергії в локальній зоні простору, [24, 90].

Вивченням властивостей та можливостей фізичного вакууму – принципово новий напрямок наукових досліджень, який в прикладних аспектах здатний призвести до проривних технологій у галузі енергетики, електроніки, екології. Поява надлишкової енергії на виході генератора,

що перевищує споживання від первинних джерел живлення, або, як іноді називають, поява енергії з «нічого», зафіксована в багатьох експериментах. Це не «вічний двигун», оскільки врахування усіх факторів, у тому числі енергії вакууму, і коректні розрахунки не виявляють порушень законів термодинаміки.

У «вакуумному» підході вважається, що навколишній простір – фізичний вакуум – є невід'ємною частиною системи енергоперетворення. У цьому можливість отримання вакуумної енергії знаходить природне пояснення без відступу від фізичних законів. Відкривається шлях створення енергетичних установок, що будуть мати надлишковий енергобаланс, в яких отримана енергія буде перевищувати енергію, витрачену первинним джерелом живлення.

2) Гідросонний насос Дж. Грігга.

Американський вчений Дж. Гріггз (Картесвіль, штат Джорджія) винайшов пристрій, який назвав «гідросонним насосом», який призначений для нагрівання води та отримання пари. Експерименти, що були проведені на моделі гідросонного насоса, виявили наявність великої кількості надлишкової теплової енергії [103]. Особливістю цієї установки (насосу) є те, що теплову енергію отримують не від електричних нагрівальних елементів або від зпалювання викопного палива, а від ударних хвиль. Ефект ударної хвилі зазвичай називають «гідроударом» і зазвичай вважають проблемою, яку необхідно усунути.

Технологія роботи гідросонного насосу (ShockWave Power) представляє новий інноваційний спосіб використання енергії. Джим Гріггс розпочав дослідження використання переваг «гідроудару» у 1985 році, а вже через п'ять років заснував фірму Hydro Dynamics, яка займається питаннями комерційного застосування гідросонного насоса там, де його використання забезпечує значні економічні покращення у промислових процесах:

1) найбільш рентабельний при значних об'ємах робіт з нагрівання, випаровування, розділення або змішування різних матеріалів;

2) як просте і дешеве поліпшення виробництва, на якому довгий час не було істотних змін або технологічних удосконалень в технологічному обладнанні через економічні проблеми;

3) знижує витрати виробництва через можливість одночасної обробки значного об'єму сировини;

4) екологічно безпечне виробництво.

Даному феномену автор винаходу поки не знаходить пояснення, проте багаторазові випробування, що проводяться вже кілька років, завжди виявляють наявність надлишкової енергії, стабільно за всіх випробуваннях. За повідомленнями автора, енергетичний виграш досягає +68%, тобто при звичайних методах розрахунків ККД дорівнює 168 %.

3) «Лазер блакитної води» (соно-люмінесценція).

Японські вчені винайшли пристрій для одержання теплової енергії у водному середовищі, який назвали «лазером блакитної води». У пристрої використовують явища холодного ядерного синтезу та перетворення звукових хвиль у світло, яка має назву соно-люмінесценція: у водному середовищі створюється синхронне акустичне поле та здійснюється концентрація ультрафіолетового світла сферичною лінзою, і за рахунок впливу акустичних хвиль відбувається соно-люмінесценція.

Пристрій планується використовувати як компактний генератор енергії нагріву природної води, для знесолення води.

Існує багато і інших досліджень, спрямованих на пошуки нових, незнайомих джерел енергії. Багато з них не мають переконливих теоретичних пояснень з позицій існуючих наукових поглядів. Але пошуки тривають і повинні тривати, навіть якщо не все зрозуміло натепер.

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть основні проблеми сучасної електроенергетики. Які Ви бачити шляхи їх вирішення.
2. Назвіть можливі сценарії розвитку електроенергетики України.
3. Назвіть найбільш відомі кризи розвитку світової економіки та електроенергетики. Що таке «піки» та «провали» енергоспоживання?
4. Які є проблеми і перспективні шляхи розвитку електроенергетики України?
5. Як війна вплинула на електроенергетику України? Що можна запропонувати для захисту електроенергетичних об'єктів країни?
6. Назвіть основні етапи циклу техніко-економічного розвитку М.Д. Кондратьєва.
7. Яка може бути альтернатива атомній енергетиці в світі та в Україні?
8. Назвіть принцип роботи Токамака та сучасні досягнення щодо можливості його промислового використання.

9. Назвіть принцип роботи стеларатора та сучасні досягнення щодо можливості його промислового використання.

10. Чим технологія отримання енергії в стелараторах відрізняється від отримання енергії в Токамаках?

11. Опишіть технологію отримання енергії в малих модульних (ядерних) реакторах. Назвіть їх переваги та недоліки.

12. Що таке «надпровідність»? Які теорія пояснюють надпровідність?

13. Що таке «ефект Мейснера»? Чи є він ознакою появи надпровідності в провіднику?

14. Як йде перехід з надпровідного в нормальний стан надпровідників 1-го та 2-го роду? Поясніть поняття «вихори Абрикосова».

15. Які надпровідники відносяться до високотемпературних надпровідників? Коли була відкрита високотемпературна надпровідність?

16. Які є досягнення та які Ви бачите перспективи застосування високотемпературних надпровідників в електроенергетиці?

17. Як електрообладнання з надпровідними обмотками може бути застосовано в вітроенергетичних установках?

18. Які нові джерела енергії Ви знаєте? Як оцінюєте їх перспективність для електротехніки?

19. Які бувають варіанти конструктивного виконання надпровідних турбогенераторів?

20. Які бувають варіанти конструктивного виконання надпровідних трансформаторів? Порівняйте їх.

21. Які Ви знаєте напрямки пошуку нових джерел енергії? Охарактеризуйте той, що найбільш сподобався.

22. Що таке і звідкіля береться «надлишкова енергія» в енергетичних системах? Як Ви зрозуміли поняття «енергія вакууму».

Література: 1, 2, 6, 11, 23, 24, 26,27, 46, 54, 55, 64, 69-73, 75, 80, 85-95, 98, 99, 101, 103

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ТА ЕЛЕКТРОННІ РЕСУРСИ З ІНТЕРНЕТУ

1	АЕС України в режимі продовженого терміну експлуатації. [Електронний ресурс]. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nzurn
2	Близнюк Т.П. Теоретичні аспекти теорії довгих хвиль М. Кондратьєва. [Електронний ресурс]. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/4281/st_27_2.pdf
3	Британія планує отримувати третину електроенергії з "морського вітру". [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://www.ukrinform.ua/rubric-technology/2655320-britania-planue-otrimuvati-tretinu-elektroenergii-z-morskogo-vitru.html
4	Василега П.О. Електропостачання: навчальний посібник [Текст] – Суми: Університетська книга, 2014. – 415 с.
5	Вербицький Є.В. Енергозбереження і енергоефективність-1. Конспект лекцій для студентів напрямку підготовки 6.050802 «Електронні пристрої та системи». – Київ: НТУУ «КПІ», 2014. – 106 с.
6	Вітрова енергетика в Україні та світі. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://hmarochos.kiev.ua/2022/01/18/vitrova-energetyka-v-ukrayini-ta-sviti/
7	Види проводів і кабелю, їх застосування. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvtkh
8	Вибір числа і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nzurc
9	Використання ядерного палива в реакторі АЕС. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://energetika.in.ua/ru/books/book-4/part-1/section-6/6-3
10	Водо-водяний ядерний реактор. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://science.lpnu.ua/uk/keywords-paper/vodo-vodyanyy-yadernyy-reaktor
11	Водно-водяний ядерний реактор AP 1000. Розвиток технологій для клімату, що змінюється. – Westinghouse Ukraine. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrnc
12	Геотермальна та гідротермальна енергія: міф чи реальність? [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/kdyit
13	ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами (30129). [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrnx
14	ГОСТ 30323-95. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку електродинамічної і термічної дії струму короткого замикання. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrnd
15	Гнатів А. В., Аргун І. В., Дзюбенко О. А. та ін. Енергозбереження в системах електропостачання. // Автомобіль і електроніка. Сучасні технології. – 2018. - № 13. – С. 80-89. doi: 10.30977/VEIT.2018.13.0.80
16	Давиденко Л.В, Коменда Н.В., Давиденко В.А., Євсюк М.М. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник – Луцьк: ВІП АНТУ, 2022.– 244с.
17	Державна економічна програма поводження з відпрацьованим ядерним паливом вітчизняних атомних електростанцій на період до 2025 року, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 11.08.2021 № 847.

18	ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97) (ІЕС 354-91) Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=77094
19	ДСТУ EN 13601:2010 Мідь та мідні сплави. Прутки, шина та дріт мідні загальної електричної призначеності. Технічні умови (EN 13601:2002, IDT). Дата початку дії 01.07.2012. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=54328
20	ДСТУ EN 60529:2018 Ступені захисту, забезпечувані кожухами (Код IP) (EN 60529:1991; A1:2000; A2:2013; AC:1993; AC:2016, IDT; IEC 60529:1989; A1:1999; A2:2013; Cor 2:2015, IDT). [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=81152
21	ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://www.loe.ant.lviv.ua/home/dokumenti/gost-dstu
22	ДСТУ Б В.2.6-194:2013. Опори повітряних ліній електропередавання, відкриті розподільні пристрої, лінії контактних мереж транспорту, антенні споруди зв'язку, річкові гідротехнічні споруди, балки з гнучкою або перфорованою стінкою (34039). [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrns
23	Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України "Безпека та конкурентоспроможність". [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvshd
24	Енергетичний феномен вакууму. Наука і техніка. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://8ref.com/8/referat_8568.html
25	Енергозбереження та енергоощадні технології в системах електропостачання. Український державний університет залізничного транспорту. – 2022. – 8 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrod
26	Жуков А. Термоядерний синтез може стати проривом у сучасній енергетиці. – 14.12.2022. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvro1
27	Закон України «Про альтернативні джерела енергії». [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://consultant.parus.ua/?doc=0ANL03A4CC
28	Закон України № 307-V (від 2 листопада 2006 року). Про функціонування паливно-енергетичного комплексу в особливий період. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://www.president.gov.ua/documents/307-v-5120
29	Заходи з енергозбереження у сфері електропостачання. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/hajnc
30	Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В. 2.5-23-2003. Видання офіційне. Державний комітет України з будівництва та архітектури. – Київ, 2004. – 131 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvtkz
31	Клюєв О.В. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханік. – Кам'янське: ДДТУ, 2019. – 196 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nzuqr

32	Кіндзерський Ю.В. Промисловий потенціал України: проблеми та перспективи структурно-інноваційних трансформацій. – Київ: Інститут економіки та прогнозування НАН України, 2007. – 408 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://ief.org.ua/docs/mg/Prompotencial_monogr_2007.pdf
33	Компенсація реактивної потужності. Схемні рішення на базі контролера DCRK/DCRJ. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php
34	Компенсація реактивної потужності на промислових підприємствах. ООО НПП «Нафтаенергопром». [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrpa
35	Комплексна (зведена) програма підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 07.12.2011 № 1270
36	Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 – електромеханіка /Укладачі Хмельницький Є. Д., Крупник О.О. – Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016. – 126 с. (Част. 2). [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/30/6-30-kl50.pdf
37	Луценко І. М., Кошеленко Є. В., Циган П. С. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6-10 кВ міст // Гірнича електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 3-9. Адреса доступу: http://surl.li/nvrpi
38	Міністерство енергетики України [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvtot
39	Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник [Текст]. – 2-ге вид., перероб. та доп. вид. – Львів: Видавництво НУ "Львівська політехніка", 2009. – 436 с.
40	Міліх В.І., Павленко Т.П. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
41	Металоконструкції для енергетичних проєктів. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nytlz
42	Морські вітропарки стануть основою електроенергетики Європи. 2022. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrpu
43	Наймасштабніші радіаційні аварії світу. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvtmh
44	Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок, схвалений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 № 796-р. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80#Text
45	Національний стандарт України. Настанова з проєктування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ - Б Н В.2.5. – 80: 2015 Видання офіційне. Київ, Мінрегіон, 2016. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=63305

46	Населення Землі сягнуло 8 мільярдів— ООН. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvsfq
47	Оновлений національно визначений внесок України до Паризької угоди, схвалений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 30.07.2021 № 868-р. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrrk
48	Основні поняття про енергозбереження при виборі схем та елементів систем електропостачання. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/hqumo
49	Перспективи вугільних електростанцій. 2019. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://pro100kabel.com.ua/ua/article/id/13121/
50	Полімерні ізоляційні матеріали. Полімери для захисту стін та підлог у внутрішніх приміщеннях / укл. Хусаїнова З.Г. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://strangely.ru/uk/insulation/polymeric-insulating-materials-khusainova-z/
51	План розвитку системи передачі на 2022-2031 роки, схвалений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 10.12.2021 № 2477. Постанова. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrti
52	Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. – Київ, 2017. – 617 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvrts
53	Програма розвитку гідроенергетики на період до 2026 року, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 № 552-р
54	Про затвердження Національної економічної стратегії на період до 2030 року. Редакція від 04.05.2023. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-%D0%BF#Text
55	Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». – Національна рада з відновлення України від наслідків війни, 2022. – 164 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/dfwrr
56	Токамак. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://is.gd/4XCUNj
57	ТОП-9 найпотужніших аварій на АЕС. – [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://espresso.tv/article/2014/04/25/top_9_naybilshykh_avariy_na_aes
58	Реактори на швидких нейтронах. [Електронний ресурс]. Адреси доступу: http://surl.li/nvrvc
59	Про затвердження Правил охорони електричних мереж. Постанова кабінету міністрів України від 27 грудня 2022 р. № 1455 [Електронний ресурс]. Адреси доступу: http://surl.li/jbbtt
60	Системи компенсації реактивної потужності. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://www.lvmarket.com.ua/PFC
61	СН 423-71 на сайті Мінрегіонбуду Державні будівельні норми України «Інструкція щодо визначення економічної ефективності капітальних вкладень у будівництві». [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/sn_423_71/7-1-0-972
62	Стратегія енергетичної безпеки, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 04.08.2021 № 907-р

63	Методи визначення місця пошкодження кабелю. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/otncc
64	Теорія довгих хвиль М. Кондратьєва. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://pidru4niki.com/ekonomika/teoriya_dovgih_hvil_kondratyeva
65	Shafiqul Islam Faisal, Shafiqul Islam, Abdul Malek Soner. Prediction of radioactivity releases for a Long-Term Station Blackout event in the VVER-1200 nuclear reactor of Bangladesh. // Nuclear Engineering and Technology. – 2023. – Vol. 55, Issue 2, pp. 696-706. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nzutg
66	ТОП 7 найпотужніших вітрових електростанцій України. (28.02.2020) [Електронний ресурс]. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/kylav
67	Чому ГЕС і ГАЕС необхідні енергетичній системі країни?. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/hgzghg
68	Шевченко В. В., Богма С. О. Проблеми роботи ядерних енергетичних установок АЕС у неномінальних режимах // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи обробки інформації: збірник наукових праць. – 2007. – Вип. 1(59). – С. 134-140. https://www.hups.mil.gov.ua/periodic-app/article/5470
69	Шевченко В. В., Лізан І. Я., Зинов'єв С. М. Ядерна енергетика України та екологічна безпека: проблеми та перспективи // Сучасні аспекти механізації та автоматизації енергоємних виробництв: збірник матеріалів регіональної НПК, 28.04.2011 р. – Красноармійськ, 2011. – С. 288–296. doi: 10.5281/zenodo.2530962
70	Шевченко В. В., Омельченко Л. М. Вибір конструктивних рішень вітроенергетичних комплексів малої і середньої потужності // Харків: ХНТУСГ. – Вісник Харківськ. нац. ТУСГ ім. П. Василенка. – 2008. – Вип. 73. – Т. 1. – С. 128–131. doi: 10.5281/zenodo.2528851
71	Шевченко В. В., Потоцький Д.В. Використання асинхронізованих турбогенераторів для стабілізації напруги в енергосистемі // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи озброєння і військова техніка. – 2017. – № 1(49). – С. 181-184. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvvpf
72	Шевченко В.В., Строкоус А.В. Режими експлуатації турбогенераторів з урахуванням вимог стійкості роботи енергосистеми // Харків: Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2016. – № 02(145). – С. 33-42.
73	Ядерна енергетика України. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/aqkkv
74	Шкрабець Ф. П. Електропостачання: Навч. посіб. – Дніпр: НГУ М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 2015. – 540 с.
75	Що таке малі модульні реактори, будівництво яких розглядає Україна. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://biz.censor.net/r3403084
76	Як відбувається монтаж грозозахисного троса. Адреса доступу: https://1kanat.com.ua/ua/kak-proiskhodit-montazh-grozozashchitnogo-trosa/
77	Яким має бути розвиток ВДЕ України — Національний план дій до 2030 року. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvvot

78	Minko A.N., Shevchenko V.V. Improvement of heat exchange systems of turbogenerators in order to increase their efficiency // Moldova: Kishinev. – Problemele energeticii regionale. – 2019. – 1(39). – Pp. 80-89. doi: 10.5281/zenodo.2650425
79	Shevchenko V.V. Basics of electric power engineering. Beginning. Training manual. Kharkiv, 2022. – 256 p. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvvp
80	Shevchenko V.V., Aliiev R.D. Current state and prospects of TPP in the integrated power system of Ukraine. Proceedings of the XXXI International scientific and practical conference "Information technologies: science, technology, technology, education, health" (MicroCAD-2023), NTU "KhPI", Kharkiv, Ukraine, 17–20 May 2023, p. 91. [Electronic resource]. URL: https://doi.org/10.5281/zenodo.7970606 .
81	Shevchenko V.V., Don A.V., Kononova T.G. Problems of modern electric power industry, ways of its development and estimation of electric power sources // Canada, Hamilton. – Collection of works XVI International Scientific Conference «Science and Society». – 2019. – P.p. 61-73. URL: http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/46945
82	Shevchenko V.V., Minko A.N., Dimov M. Improvement of Turbogenerators as a Technical Basis for Ensuring the Energy Independence of Ukraine // Kharkiv: NTU "KhPI". – Electrical Engineering & Electromechanics. – 2021, no. 4. – Pp. 19-30. doi: 10.20998/2074-272X.2021.4.03
83	Shevchenko V. V., Shevchenko A. S., Sergiyenko I. V. Proposals for Reducing the Accident Rate on Nuclear Power Plants and Minimizing of Accident Consequences // Bulletin of the Kharkov Regional Institute of Public Health Services. – 2019. – № 2(88). – Pp. 31-43. doi: 10.5281/zenodo.2596459
84	Shevchenko V.V., Shevchenko A.S., Kucherenko S.M., Kucherenko N.S. "Human factor" in emergency situations development at Nuclear Power Plants in the conditions of war // Inter Collegas. – 2022. – Vol 9, No 2. – Pp. 11-19. URL: https://doi.org/10.35339/ic.9.2.ssk
85	Як країни декарбонізують свої енергетичні системи? Адреса доступу: http://surl.li/oyojd
86	Mann T.L., Zeigler J.C., Young T.R. Opportunities for superconductivity in the electric power industry. // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. – 1997, Vol.7, Issue 2. – Pp: 239 – 244. doi: 10.1109/77.614476
87	Berger A., Cherevatskiy S., Noe M. and Leibfried T. Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers // Journal of Physics: Conference Series, 2010, Volume 234, Large Scale Applications. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvvnv
88	Calvin C.T. Chow, Mark D. Ainslie, K.T. Chau. High temperature superconducting rotating electrical machines: An overview: https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.11.173
89	Kurupakorn C., Hayakawa N., Kashima N., Nagaya S., Noe M. et al. Development of high temperature superconducting fault current limiting transformer with Bi2212 bulk coil // IEEE Transaction on applied superconductivity. – 2004. – vol. 14, no 2. – Pp. 900-903.

90	Wenfeng Zhang, Faxue Lin, Haoyuan Chen, Youhua Wang, Chengcheng Liu. Electromagnetic design and performance analysis of coreless superconducting machine. //2022 International Conference on Frontiers of Energy and Environment Engineering, CFEEE 2022, 16–18 December, 2022, Beihai, China. Energy Reports, Volume 9, Supplement 7, September 2023, Pages 1000-1010 [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvns
91	Zachary S Hartwig, Rui F. Vieira, Brandon N Sorbom et al. VIPER: an industrially scalable high-current high-temperature superconductor cable // Superconductor Science and Technology. – 2020, Vol. 33, No 11. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvvof
92	Sukbae Lee, Jihoon Kim, Hyun-Tak Kim, Sungyeon Im, SooMin An and Keun Ho Auh. Superconductor Pb10-xCux(PO4)6O showing levitation at room temperature and atmospheric pressure and mechanism. [Electronic resource]. URL: https://arxiv.org/abs/2307.12037
93	Мягкий М. Теорія довгих хвиль Кондратьєва. Тенденції та протиріччя //Вісник Київського національного університету ім. Т. Шевченка. – 2009. - №110. – С. 50-53. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://bulletin-econom.univ.kiev.ua/wp-content/uploads/2016/01/110_14.pdf
94	Структура електрогенерації в Україні та її зв'язок із тарифами на електроенергію (2021.10.08). [Електр. ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/fbpix
95	Shevchenko V., Minko A., Shilkova L. Proposals for the Modernization of TPP Turbogenerators. // Advances in electrical and electronic engineering. Power engineering and electrical engineering. 2023. - Volume 21. – No.2. – P. 67-80. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvrzd
96	Основні терміни та визначення. Загальні відомості про схеми електропостачання. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://ni.biz.ua/3/3_19/3_193267_osnovnie-termini-i-opredeleniya.html
97	Категорії електроприймачів. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nvues
98	Update 200 - IAEA Director General Statement on Situation in Ukraine. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency. – 2023, 02 Dec. -141/2023. [Electronic resource]. URL: http://surl.li/nvuqd
99	Як добувають уран в Україні та як його можна використати для енергетичного сектору. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/nwcfg
100	С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: http://surl.li/dipbq
101	IATA. Power Reactor Information System. [Electronic resource]. URL: https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx
102	Сайт з питань ядерної безпеки, радіаційного захисту та нерозповсюдження ядерної зброї. [Електронний ресурс]. Адреса доступу: https://www.uatom.org/avarijne-reaguvannya-ta-tsivilnij-zahist
103	A Shocking New Pump. NASA Technology Transfer Program. [Electronic resource]. URL: https://spinoff.nasa.gov/spinoff2000/ip3.htm

АЛФАВІТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

Акумуляторна батарея, 97;
 Аварії на АЭС, 54;
 Автоматизована система управління підприємством, 334;
 Автоматичний вимикач, 230;
 Автоматичне включення резерву, 39;
 Автоматичне частотне розвантаження, 38;
 Автотрансформатор, 25;
 Асинхронний генератор, 114;
 Асинхронний двигун, 36;
 Автоматичне повторне включення, 186;
 Автоматичне регулювання збудження, 337;
 Автоматичний регулятор напруги, 314;
 Автоматичне частотне розвантаження, 38;
 Акумуляторна батарея, 84;
 Анкерна опора, 117;
 Асинхронний двигун, 36;
 Асинхронний пуск СД, 20
 Асинхронізований турбогенератор, 114;
 Атомна електростанція, 12;
 Атомна станція теплоелектропостачання, 50;
 Атомна теплоцентраль, 50.

Б

Барабанний кульовий млин, 58;
 Батарея конденсаторів, 317;
 Батарея конденсаторна низької напруги, 229;
 Батарея статичних конденсаторів, 318;
 Біогаз, 98;
 Біо-енергетична установка, 128;
 Біопаливо, 99;

Блочно-модульне виконання, 61;
 Блочний трансформатор, 10;
 Будівельні норми і правила, 23;
 Бурштинський енерго-острів, 28.

В

Валовий внутрішній продукт, 13;
 Високотемпературні надпровідникові обмотки, 15;
 Високотемпературні надпровідники, 410;
 Відкритий розподільчий пристрій, 17;
 Відкрита розподільна установка, 230;
 Відновлювані джерела енергії, 16;
 Відпрацьоване ядерне паливо, 81;
 Вітроелектростанція, 98;
 Вітроенергетична установка, 97;
 Відхилення частоти напруги, 37;
 Власні потреби, 41;
 Водно-водяний енергетичний реактор, 50
 Вольтододатковий трансформатор, 30;
 Вставка в ЛЕП постійного струму, 139.

Г

Газотурбінна установка, 54;
 Гідроакumuлююча електростанція, 41;
 Гідроелектростанція, 41;
 Генератор постійного струму, 116
 гео-ТЕС – геотермальна електростанція 54;
 Геотермальна енергетика, 104;
 Головна знижувальна підстанція, 18;
 Головний циркуляційний насос, 40.

Д

Двигун постійного струму, 350
 Джерело реактивної потужності, 316;

Дизель-генераторна станція, 54;
 Дизельна установка, 38;
 Диференціальний струмовий захист, 343;
 Дугова сталеплавильна піч, 32;
 Дугогасна камера, 27.

Е

Екологічна катастрофа, 13;
 Електродвигун, 29;
 Електрична машина, 22;
 Електрична мережа, 23;
 Електроенергетична система, 17;
 Електрообладнання, 14;
 Електроприймач, 18;
 Електрична система, 23;
 Енергозбереження, 14;
 Енергоресурсозбереження, 14;
 Електроенергетична система, 17;
 Ефект близькості, 195.

Є

Європейський Союз, 16;
 Єврокомісія, 91;
 Єдина енергетична система, 16;
 Європейської економічної комісії
 Організації Об'єднаних Націй (ЄЕК
 ООН), 94.

З

Загальна економічна активність, 13;
 Закрита розподільна установка, ;
 Запорізька АЕС, 72;
 Запорізька ТЕС, 177;
 Зберігання відпрацьованого ядерного
 палива, 71;
 Змішана схема, 218;
 Зміщення нейтралі, 35;
 Зшитий поліетилен, 191.

І

ІНЕС (Міжнародна відносна шкала
 ядерних подій), 366.

К

Кабельна лінія, 23;
 Кабельна споруда, 23
 Кабельний тунель, 23;
 Категорія надійності електропостачання,
 19;
 Коефіцієнт використання установленної
 потужності, 131;
 Коефіцієнт потужності ($\cos\varphi$), 31;
 Коливання напруги, 31;
 Комплектна трансформаторна
 підстанція (КТП), 227;
 Компенсація реактивної потужності, 317;
 Компенсаційна установка, 241;
 Комплектний шинопровід, 214;
 Конденсаційна електростанція, 55;
 Конденсаторна батарея низької
 напруги, 245;
 Корзина відпрацьованого ядерного
 палива, 61;
 «Корона» (коронний розряд), 181;
 Коротке замикання, 32.

Л

Лінія зв'язку і сигналізації, 169;
 Лінія електропередачі, 316;
 Лінія ретрансляційної системи, 169.

М

Магістральна мережа, 212;
 Малий модульний реактор, 398;
 Малий ядерний реактор, 398.
 Максимальний струмовий захист, 342;
 Матеріал опор ПЛЕП, 122;

Міжнародне агентство з атомної енергії МАГАТЕ, 17;
 Міжнародне енергетичне агентство, 93;
 Міні-ТЕЦ, 45;
 Методи розрахунку електричних навантажень, 235;

Н

Надпровідність, 404;
 Надпровідний турбогенератор, 415;
 Насосний режим, 70;
 Національний диспетчерський центр, ;
 Несиметрія трифазної напруги, 36;
 Несинусоїдальна напруга, 33;
 Неробочий хід, 49;
 Неруйнівний контроль, 220;
 Низька напруга, 237.

О

Обмотка збудження, 415;
 Об'єднана енергетична система, 54;
 Оливо-наповнений кабель, 191;
 Освітлювальна мережа, 248;
 Особлива група електропостачання, 40;
 Охоронна зона ЛЕП, 131.

П

Паливно-енергетичний баланс, 13
 Паливно-енергетичний комплекс, 20;
 Паливно-енергетичні ресурси, 12;
 Парогазова установка, 54;
 Південно-Українська АЕС, 72;
 Підстанція глибокого вводу, 31;
 Плавка вставка запобіжника, 74;
 Планово-попереджувальний ремонт, 25;
 Пошкодження кабельної лінії, 288;
 Повітряна лінія електропередачі, 18;

Повітряна лінія передачі електроенергії з напругою до 1 кВ з СІП, ;
 Поверхневий ефект, 195;
 Показники якості електроенергії, 28;
 Полівінілхлоридна ізоляція (ПВХ-ізоляція), 24;
 Правила техніки безпеки, 341;
 Правила улаштування електроустановок, 23;
 Приливна електростанція, 54;
 Пристрій поздовжньої компенсації, 323;

Р

Радіальна схема, 217;
 Реактор РБМК, 49;
 Реактор ВВЕР, 50;
 Регулювання напруги під навантаженням, 68;
 Резервна дизельна електростанція, 41;
 Релейний захист і автоматика, 318;
 Розподільна підстанція, 18;
 Розподільний пристрій, 18;
 Розподільний пункт, 33;
 Розчіплювач, 279;
 Ровенська АЕС, 72;
 Розподільний пристрій з боку високої напруги РПВН, 222;
 Розподільний пристрій з боку низької напруги РПНН, 222.

С

Самозапуск двигуна, 280;
 Самоутримний ізолюваний провід (СІП), 150;
 Синхронний генератор, 114;
 Синхронний генератор зі збудженням від постійних магнітів, 114
 Синхронний двигун, 29;
 Синхронний компенсатор, 33;

Система дугогасіння, 283
 Система резервного живлення, 10;
 Система релейного захисту, 339;
 Система управління та захисту, 80;
 Сонячна електростанція, 54;
 Сонячна панель, 116;
 Сонячна фотовольтаїчна електростанція, 116;
 Статичний тиристорний компенсатор, 23;
 Стеларатор, 392;
 Сухе зберігання відпрацьованого ядерного палива, 85.

Т

Тепловиділяюча збірка, 70;
 Тепловиділяючий елемент, 66;
 Тепло-утилізаційна електростанція, 62;
 Теплова електростанція, 12;
 Теплоенергоцентр, 25;
 Токамак, 397;
 Тонна умовного палива (т у.п.), 130;
 Транспозиційна опора, 119;
 Трансформаторна підстанція, 39;
 Триінг, 304;

Ф

Фільтро-компенсуюча установка, 318;
 Фотовольтаїчна електростанція, 94;
 Фотоелектрична батарея, 107.

Х

Хмельницька АЕС, 72.

Ц

Центральний щит управління, 340;
 Центр електричних навантажень, 249;

Централізоване сховище відпрацьованого ядерного палива, 89;
 Центральний щит управління, 256.

Ч

Чорнобильська АЕС, 68.

Ш

Шинопровід розподільний, 235;
 Шина розподільної магістралі, 230;
 Шинопровід, 213.

Я

Ядерний реактор, 48;
 Якість електроенергії, 17.

Навчальне видання

ШЕВЧЕНКО Валентина Володимирівна

СТАЛА ТА ВІДНОВЛЮВАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

Навчальний посібник

для студентів спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Відповідальний за випуск проф. О. П. Лазуренко

Роботу до видання рекомендував проф. Г. В. Беспрозванних

В авторській редакції

План 2024 г., поз. 12

Гарнітура Bookman Old Style.

Ум. друк. лист. 20,0.

Видавничий центр НТУ «ХПІ»,
Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.
вул. Кирпичова, 2, м. Харків – 2, 61002

Електронне видання



Шевченко Валентина Володимирівна

докт. техн. наук, професор. Інженер-фізик. Має звання «ING-PAED IGIP» (Міжнародний педагог в інженерній галузі). З 2011 року працює в Національному Технічному Університеті «Харківський політехнічний інститут».

Наукові інтереси – електричні машини, електроенергетика, відновлювані джерела енергії, енергозбереження, педагогіка вищої школи. Є автором або співавтором більш 150 наукових статей в спеціалізованих наукових виданнях України та інших країн, а також в журналах, що індексовані в наукометричних базах Scopus та Web of Science, має більш 100 методичних розробок, 10 патентів, 5 монографій, 3 навчальних посібника.

E-mail: zurbagan8454@gmail.com