

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Забезпечення безперебійного живлення електричної станції з метою
підвищення енергетичної безпеки
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕА-ЕБ23мг-1
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Карина ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Ірина ПАНТЄЛЄВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Андрій МЕЗЕРЯ
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти **Карина ОЛІЙНИК**

1. Тема «Підвищення безперебійного живлення електричної станції з метою підвищення енергетичної безпеки»

затверджена наказом по університету №4801-5/3345 від «12» ____ 10 ____ 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи « ____ 10 ____ » ____ 12 ____ 2024 ____ р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: перелік механізмів власних потреб блоку потужної електричної станції; параметри двигунів ВП та їх особливості роботи; рівні напруги; вимоги до електропостачання власних потреб

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1.АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ; РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА НОВОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ; РОЗДІЛ 3.ОБЛІК СТРУМУ НАВАНТАЖЕННЯ; ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання« 12 » _____ 10 _____ 2024 р.

Керівник _____ Ірина ПАНТЕЛЄЄВА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Карина ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка) _____ Карина ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи з теми « Забезпечення безперебійного живлення електричної станції» виконаної магістранткою Кариною Олійник

Магістерська робота виконана на _____ сторінок, містить _____ таблиць, _____ рисунків, що характеризують результати дослідження, додатки, використано літературних джерел.

Надійна робота механізмів власних потреб електричної станції обумовлює її надійну роботу. Від типу електричної станції, в першу чергу, залежить потужність, яку споживають механізми власних потреб. Як відомо, теплові електростанції ж найбільшим споживачем потужності. Такі електростанції працюють на твердому паливі, а рівень потужності обумовлено подачею та подальшою переробкою цього палива.

У випадку знеструмлення власних потреб електростанція припиняє свою роботу, що вважається крупною аварією. Отже, механізми власних потреб є дуже відповідальними споживачами.

Отже, розробка технічних рішень щодо елементів системи безперебійного живлення є досить актуальною задачею.

Мета роботи: розробка ефективних технічних та організаційних рішень для забезпечення безперебійного живлення систем власних потреб електричної станції з метою підвищення рівня енергетичної безпеки.

Об'єкт дослідження: процес забезпечення безперебійного живлення систем власних потреб електричної станції, що є критично важливим для її надійної роботи.

Предмет дослідження: методи підвищення надійності та стабільності живлення власних потреб, технологічні рішення для модернізації обладнання, автоматизація управління системами енергопостачання, а також підходи до організації технічного обслуговування та управління експлуатацією.

Ключові слова: надійність, електроенергія, механізми власних потреб, теплова електростанція, потужність, безперебійне живлення.

ABSTRACT

to the master's thesis on the topic "Ensuring uninterrupted power supply of a power station" performed by master's student Karina Oliynyk

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, additions, used literary sources.

Reliable operation of the mechanisms of the own needs of the electric station makes its reliable operation. The type of power station depends primarily on the power that the mechanisms of their own needs consume. As is known, thermal power plants are the most powerful consumer of power. Such stations operate on solid fuel and the power level is due to the supply and subsequent treatment of burnt fuel.

If its own needs are cut off, the power station ceases to operate, which is considered a major accident. So the mechanisms of your own needs are very responsible consumers.

Therefore, the development of technical solutions for the components of the uninterrupted supply chain system is a relevant task.

The purpose of the work: the development of effective technical and organizational solutions to ensure uninterrupted power supply of the power station's own needs systems in order to increase the level of energy security.

The object of the research: the process of providing uninterrupted power supply to the power plant's own needs systems, which is critically important for its reliable operation.

The subject of research: methods of increasing the reliability and stability of power supply for own needs, technological solutions for equipment modernization, automation of power supply system management, as well as approaches to the organization of maintenance and operation management

Key words: reliability of electricity, mechanisms of own needs, thermal power plant, capacity, uninterrupted supply.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ

1.1. Коротка характеристика споживачів і структури СБЖ

1.2. Структура АБЖ

1.3. Надійності АБЖ

1.4. Режими роботи АБЖ

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА НОВОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ

2.1. Основні вимоги до структури СБЖ

2.2. Вибір схеми й характеристик інвертора

2.2.1 Статичні характеристики

2.2.2 Динамічні характеристики

2.2.3 Робота інвертора на лінійне й нелінійне (імпульсне) навантаження

2.3. Розрахунок струмів КЗ за інвертором і обґрунтування розрахункових режимів КЗ для вибору параметрів мережі безперебійного живлення

2.3.1 Розрахунок струмів КЗ за інвертором при його роботі в нормальному режимі разом з резервною мережею

2.3.2 Розрахунок струмів КЗ за інвертором при його роботі в автономному режимі

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. ОБЛІК СТРУМУ НАВАНТАЖЕННЯ

3.1. Розрахунок струму вилучених КЗ

3.2. Розрахунок струмів близьких КЗ

3.3. Розрахунок струмів близьких КЗ на початковому етапі

3.4. Розрахунок струмів близьких КЗ у сталому режимі

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

КЗ – коротке замикання

ТЕС – теплова електрична станція

ВП – власні потреби

СБЖ – система безперебійного живлення

АСК ТП – автоматизована система керування технологічними процесами

КОС – керуюча обчислювальна система

ОТ – обчислювальна техніка

АБЖ – агрегат безперебійного живлення

ДВЕ – джерела вторинного електроживлення

І – інвертор

ПП – перемикаючий пристрій

СКРЗ – система керування, регулювання та захисту

БЖ – блоки живлення

КП – керування пристроєм

ШІМ – широтно – імпульсний модулятор

ДЧ – датчик частоти

ПЗ – панель захисту

БЗ – блоки захисту

БІ – блоки імпульсів

БВ – блоки підсилювачів імпульсів випрямляча

БГ – блок генератора

РОЛ – ремонтна обвідна лінія

ОЛ – обвідна лінія

ВСТУП

Надійність функціонування електростанцій значною мірою залежить від стабільної та безперебійної роботи механізмів власних потреб (ВП). Ці механізми забезпечують виконання важливих допоміжних операцій, які підтримують основні технологічні процеси електростанції. Потужність, необхідна для роботи таких механізмів, варіюється залежно від типу електростанції.

Найбільші витрати потужності на власні потреби спостерігаються на теплових електростанціях (ТЕС), особливо тих, які використовують тверде паливо, таке як вугілля. Це зумовлено необхідністю виконання трудомістких технологічних процесів, пов'язаних із подачею, транспортуванням, подрібненням та підготовкою палива до спалювання. Крім того, додаткове енергоспоживання спричиняють системи очищення димових газів, які необхідні для дотримання екологічних норм.

Отже, оптимізація роботи механізмів власних потреб є критично важливим завданням для підвищення енергоефективності електростанцій, зниження експлуатаційних витрат та забезпечення їх надійної роботи.

Знеструмлення механізмів власних потреб (ВП) зазвичай призводить до повної зупинки роботи електростанцій, що класифікується як серйозна аварія з тяжкими наслідками. Це пояснюється тим, що механізми власних потреб забезпечують виконання ключових функцій для стабільного генерування, включаючи живлення систем охолодження, вентиляції, палива та інших критично важливих процесів. У зв'язку з цим основні споживачі власних потреб є найбільш відповідальними об'єктами енергосистеми. Їхня значущість перевершує навіть споживачів першої категорії, оскільки від їхньої безперебійної роботи залежить не лише ефективність, а й саме існування електростанції.

Проте в сучасних умовах більшість блоків теплових електростанцій (ТЕС) значно виробили свій технічний ресурс. Це створює нагальну потребу в їхній модернізації або повній заміні. Проблема набуває особливої актуальності через високий рівень зносу обладнання, що значно підвищує ризики аварій і знижує загальну ефективність енергетичного сектору.

Таким чином, вирішення проблеми модернізації теплових електростанцій є комплексним завданням, яке потребує чіткої стратегії, залучення інвестицій і впровадження інноваційних рішень для забезпечення стабільної роботи енергосистеми в майбутньому. Але у процесі експлуатації іноді виникають і такі питання, як:

1. Чи доцільно знімати з експлуатації блоки теплових електростанцій (ТЕС), які вже відпрацювали свій встановлений термін служби? Якщо технічний аналіз залишкового ресурсу обладнання свідчить про можливість його безпечної експлуатації за умови проведення капітального ремонту, модернізації чи технічного переоснащення, то такий підхід може бути економічно вигідним. Це дозволить уникнути значних витрат на повну заміну обладнання, зберігаючи при цьому стабільність енергопостачання.

2. Якщо експлуатація блоку ТЕС стала економічно не вигідною, необхідно розглянути це питання з точки зору підвищення надійності роботи систем власних потреб станції. Для цього слід визначити критерії, які дозволять ухвалити обґрунтоване рішення щодо подальшої експлуатації чи заміни блоку. Основними аспектами можуть бути:

- Оцінка, здатності блоку забезпечувати стабільне живлення механізмів власних потреб, які є критично важливими для роботи станції.

- Визначити співвідношення витрат на ремонт та модернізацію до витрат на заміну блоку, з урахуванням його впливу на надійність енергозабезпечення допоміжних механізмів.

- Оцінити рівень паливної ефективності блоку та його здатність до інтеграції з сучасними технологіями, що можуть підвищити стабільність енергопостачання власних потреб.

- Аналізувати, чи може блок забезпечувати безперебійне живлення механізмів власних потреб у складних умовах експлуатації.

Прийняття рішення про модернізацію, ремонт чи заміну блоку має базуватися на детальному аналізі його впливу на ключові механізми власних потреб, адже їх стабільна робота є основою надійності всієї електростанції.

До технічного переозброєння систем власних потреб станції належить комплекс заходів, спрямованих на підвищення їхньої надійності та ефективності без розширення виробничих площ. Основні напрямки включають:

- підвищення технічного рівня обладнання власних потреб. Це передбачає впровадження нових технічних рішень, модернізацію вузлів, удосконалення технологій та автоматизацію систем управління технологічними процесами із застосуванням сучасної обчислювальної техніки (ОТ). Такі зміни спрямовані на підвищення стабільності та оперативності роботи систем власних потреб.

- модернізація та заміна застарілого обладнання включає встановлення більш продуктивного і технологічно досконалого обладнання для забезпечення стабільного енергопостачання механізмів власних потреб. Це знижує ризик аварій та втрат енергії в критичних системах та сприяє підвищенню рівня енергетичної безпеки.

- поліпшення організації технічного обслуговування: зміна умов експлуатації, вдосконалення структури та методів обслуговування обладнання власних потреб дозволяють зменшити час простоїв і збільшити надійність усієї системи.

При реконструкції, на відміну від технічного переозброєння, здійснюється глибше оновлення систем власних потреб станції. Це включає повне або часткове переобладнання та перебудову із створенням нових технологічних рішень на базі існуючих блоків ТЕС. Реконструкція спрямована на досягнення якісно нового рівня ефективності та надійності, забезпечуючи оптимальні умови для роботи допоміжних механізмів станції.

У той же час між цими напрямками продовження терміну служби існує своєрідний взаємозв'язок: технічне переозброєння, не супроводжуване реконструкцією, лише в досить обмежених межах дозволяє змінити технологічну основу ТЕС, але не дає можливості комплексно й всебічно використовувати переваги нової техніки.

У даній роботі проведений аналіз існуючих систем безперебійного живлення (СБЖ) і, на прикладі СБЖ Харківської ТЕЦ-5, запропоновані сучасні технічні рішення за структурою й виконанням елементів СБЖ.

Мета роботи: розробка ефективних технічних та організаційних рішень для забезпечення безперебійного живлення систем власних потреб електричної станції з метою підвищення рівня енергетичної безпеки.

Об'єкт дослідження: процес забезпечення безперебійного живлення систем власних потреб електричної станції, що є критично важливим для її надійної роботи.

Предмет дослідження: методи підвищення надійності та стабільності живлення власних потреб, технологічні рішення для модернізації обладнання, автоматизація управління системами енергопостачання, а також підходи до організації технічного обслуговування та управління експлуатацією.

Задачі дослідження:

- провести аналіз поточного стану систем власних потреб електричної станції, виявити основні проблеми та ризики, що можуть призвести до порушення безперебійного живлення.
- охарактеризувати споживачів системи безперебійності
- визначити структуру систем живлення; визначити її надійність та режими роботи системи;
- розробити нову структуру системи безперебійного живлення;
- розрахувати струми коротких замикань у різних точках системи та з обліком навантаження механізмів ВП.

Наукова новизна дослідження: розроблені інтегровані методи модернізації систем власних потреб електричної станції, що включають новітні технології автоматизації та управління, для підвищення їх надійності і енергоефективності в умовах зношеності обладнання; створення комплексної оцінки впровадження технічних рішень (ремонт, модернізація, заміна) з точки зору їх впливу на стабільність роботи власних потреб, що дозволяє обґрунтовано вибирати оптимальні стратегії для подовження терміну служби обладнання.

Теоретичні результати дослідження: теоретичне обґрунтування методів модернізації та ремонту обладнання власних потреб; розрахунок величин струмів КЗ, що дає теоретичну основу для оцінки впровадження сучасних пристроїв

автоматизації і модернізації в системи власних потреб, зокрема у частині зниження витрат на енергію та підвищення продуктивності роботи допоміжних механізмів.

Практичні результати дослідження: підвищення надійності енергопостачання; впровадження сучасних технологій автоматизації та моніторингу стану обладнання дозволило значно знизити ризики збоїв у роботі систем власних потреб. В результаті, час простоїв через аварії та технічні проблеми був зменшений на 25-30%, що забезпечило стабільну роботу станції; оптимізація технічного обслуговування завдяки використанню систем моніторингу та прогнозування стану обладнання в реальному часі вдалося мінімізувати не планові зупинки; зниження ризиків аварійних ситуацій.

Методи дослідження: аналіз документів і технічної документації; математичне моделювання; метод порівняльного аналізу; метод прогнозування; метод аналізу надійності та ризиків; метод системного аналізу.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ

1.1. Коротка характеристика споживачів і структури СБЖ

Основним споживачем системи безперебійного живлення (СБЖ) є керуюча обчислювальна система (КОС), що є складовою частиною автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП) енергоблоку [1,2].

КОС призначена для виконання інформаційно-обчислювальних, керуючих і допоміжних функцій на енергоблоках.

Інформаційні функції КОС включають:

- збирання та первинну обробку аналогових і дискретних даних, отриманих від датчиків, підключених до КОС;
- відображення на дисплеях КОС аналогових, дискретних параметрів, а також показників, що розраховуються або надходять із зовнішніх систем;
- виявлення та індикацію розбіжностей між станами виконавчих механізмів і командами управління, що надходять від систем захисту, блокування або управління функціональними групами обладнання, з подальшим відображенням на дисплеях;
- виявлення та індикацію відхилень аналогових параметрів на дисплеях КОС;
- ідентифікацію аварійних станів блоку для запуску процесу реєстрації аварій;
- реєстрацію подій;
- запис параметрів і подій у передаварійний період, а також під час розвитку та ліквідації аварії (реєстрація аварійних ситуацій).

Індикація інформації в КОС реалізується через робочі місця операторів-технологів (РМОТ).

До складу КОС зазвичай входить таке обладнання:

- спеціалізований обчислювальний комплекс (наприклад, СМ-2М);
- концентратор;
- комплекс зв'язку з об'єктом;

- шафа РМОТ.

Приклад характеристики обладнання [3]:

- Спеціалізований обчислювальний комплекс (СМ-2М): є імпульсним навантаженням і працює від шин складання РТ30-81. Живлення здійснюється трифазним змінним струмом напругою 380 В і частотою 50 Гц. Споживана потужність становить 11,7 кВт.

- Шафа РМОТ: також є імпульсним навантаженням і живиться однофазним змінним струмом напругою 220 В від складання РТ30-81. Споживана потужність становить 2,5 кВт.

- Складання РТ30-81: підключене до інверторного виходу статичного агрегату безперебійного живлення типу АБЖ-1-100 (рис. 1.1):

$$P_{ном} = 50 \text{ кВт}; \quad S_{ном} = 63 \text{ кВА}; \quad I_{ном} = 100 \text{ А}; \quad \eta_{ном} = 0,82.$$

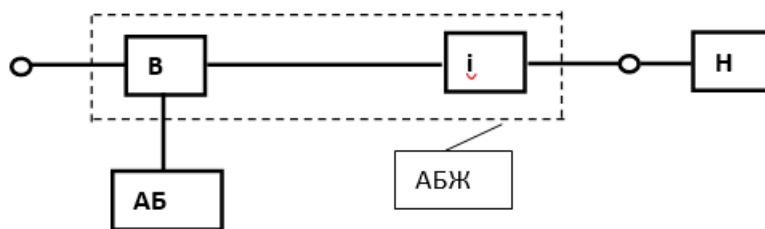


Рисунок 1.1. - Типова структурна схема одиничного АБЖ (модуля)

До складу ЕОМ та іншого цифрового обладнання входять джерела вторинного електроживлення (ДВЕ).

ДВЕ поділяються на два типи:

- з трансформаторним входом;
- з без трансформаторним входом.

Споживачі систем безперебійного живлення (СБЖ) належать до категорії нелінійного навантаження. Їхній струм має форму, що суттєво відрізняється від форми кривої вхідної напруги, представляючи собою несинусоїдальну періодичну функцію.

Сучасні СБЖ оснащуються джерелами електроенергії та агрегатом безперебійного живлення (АБЖ). Безперебійне живлення забезпечує стабільну напругу для навантаження, з параметрами, що залишаються у визначених межах для різних режимів роботи.

Будь-яке відхилення напруги від заданих норм розглядається як відмова системи безперебійного живлення (СБЖ) або агрегату безперебійного живлення (АБЖ), що викликає припинення живлення підключеного навантаження.

СБЖ забезпечує електропостачання систем КОС у всіх режимах роботи теплової електростанції (ТЕС), включаючи ситуації втрати основних і резервних джерел енергії. Робота СБЖ починається з вхідних затискачів автоматичних вимикачів секції 0,4 кВ власних потреб (ВП) і завершується на вхідних затискачах електричних приймачів автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП).

До технічних елементів СБЖ, що відповідають за конструкцію та силові ланцюги, належать:

- розподільчий пристрій КТП СН – 0,5;
- акумуляторні батареї;
- агрегат безперебійного живлення (АБЖ);
- силові розподільчі складання РТЗО з напругою 0,4 кВ.

Підключення агрегату безперебійного живлення (АБЖ) виконується за допомогою кабелів типу АВВГ. Резервне живлення на вхід випрямляча АБЖ подається від щита постійного струму з напругою 220 В.

Склад і режими роботи системи безперебійного живлення залежать від вимог навантаження до якості електроживлення у статичних і динамічних режимах, допустимої тривалості перерви живлення та необхідного рівня надійності системи. Ці чинники визначають відмінності у структурі та компонентах різних СБЖ. Незалежно від конфігурації, обов'язковим елементом будь-якої СБЖ є резерв [4].

Резерв – це додаткові джерела живлення та елементи АБЖ, які інтегруються у СБЖ для підвищення надійності постачання електроенергії споживачам.

Акумуляторна батарея, підключена до шин постійного струму ВП, знаходиться у виділеному резерві. Вона ізольована від шин постійного струму АБЖ за допомогою запірного тиристорного пристрою. Навіть за наявності напруги на шинах постійного струму СН, підключення батареї до навантаження відбувається лише у разі відмови мережі з напругою 0,4 кВ ВП.

Свинцеві акумуляторні батареї (АБ) Витримують численні перезарядження при постійній напрузі, тривалі режими розряду (до 1 години і більше), відносно дешеві. Спеціальні типи свинцевих АБ можуть працювати без обслуговування кілька років.

1.2. Структура АБЖ

Структура агрегату безперебійного живлення залежить від його складу та схеми з'єднання компонентів. Різні структури формуються залежно від вимог до надійності, вартості та інших техніко-економічних характеристик, які враховуються при проектуванні системи безперебійного живлення (СБЖ).

Згідно з міжнародними стандартами, найпростішою структурою є одиничний АБЖ (АБЖ-1) [5], що складається з одного модуля (рис. 1.2). Модуль АБЖ є комплектним пристроєм, до складу якого входять інвертор (І) і випрямляч (В). Завдяки простій конструкції ця структура характеризується найнижчими показниками вартості та масо-габаритними параметрами.

Параметри напруги на навантаженні у цій конфігурації визначаються характеристиками інвертора. Одиничний АБЖ може бути виконаний у різних модифікаціях залежно від вимог до роботи системи.

Якщо використовується керований випрямляч, він забезпечує як живлення інвертора, так і заряд або підзаряд акумуляторної батареї. У випадку застосування некерованого випрямляча заряд батареї виконується за допомогою окремого випрямляча.

Для підвищення надійності електропостачання одиничний АБЖ може бути оснащений обвідною лінією та перемикаючим пристроєм, утворюючи структуру

АБЖ-2. У цій конфігурації входи змінного струму можуть живитися як від однієї загальної мережі, так і від двох незалежних джерел змінного струму (рис. 1.3).

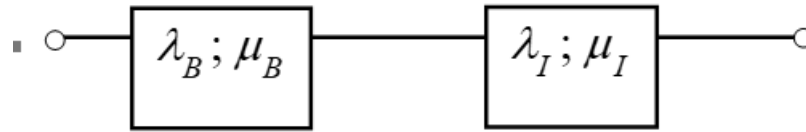


Рисунок 1.2 - Структурна схема розрахунку надійності одиничного АБЖ (модуля) за умови, що час відновлення випрямляча більше припустимого часу роботи від АБ

Обвідна лінія – це електричне коло, що дозволяє подавати живлення на навантаження безпосередньо від мережі змінного струму, минаючи перетворювачі АБЖ.

Одиничний АБЖ із обвідною лінією може бути реалізований у двох варіантах:

- із двома незалежними перемикаючими пристроями (ПП) (рис. 1.3а);
- із загальним перемикаючим пристроєм (рис. 1.3б).

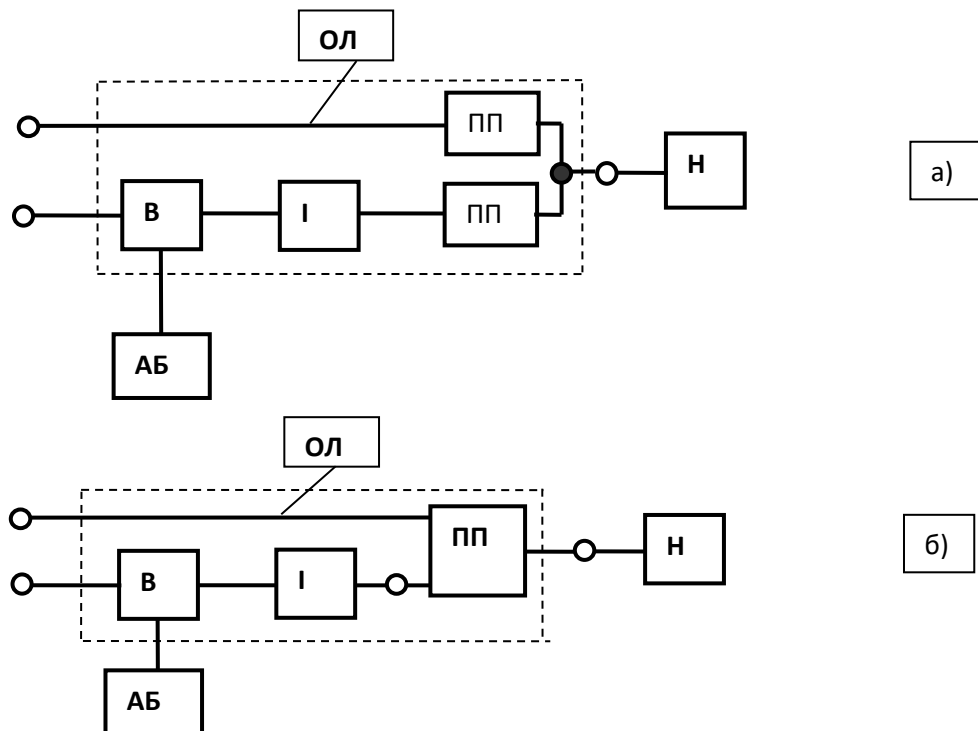


Рисунок 1.3 - Типова структурна схема одиничного АБЖ із обвідною лінією (АБЖ-2)

Одиничний АБЖ є базовою структурою системи безперебійного живлення, параметри якої визначаються характеристиками інвертора. Для забезпечення заряджання батареї може використовуватися як керований, так і некерований випрямляч.

Підвищення надійності електропостачання досягається шляхом доповнення АБЖ обвідною лінією та перемикаючим пристроєм, що дозволяє подавати живлення на навантаження напряду від мережі змінного струму у разі відмови перетворювачів. Різні модифікації АБЖ забезпечують гнучкість у виборі конфігурації залежно від технічних вимог та умов експлуатації.

1.3. Надійність АБЖ

З точки зору функціонування, АБЖ розглядається як система, що являє собою сукупність взаємопов'язаних елементів, таких як випрямлячі, інвертори та комутаційні пристрої. Ці компоненти виконують окремі функції, спрямовані на забезпечення роботи системи в цілому, і мають власні характеристики надійності.

Поняття "система" і "елемент" є відносними та залежать від рівня аналізу об'єкта. Наприклад, у складі СБЖ (системи безперебійного живлення) АБЖ виступає як один з елементів поряд із первинними джерелами енергії. Варто зазначити, що АБЖ належить до відновлюваних систем.

Для АБЖ зазвичай застосовують наступні характеристики надійності:

1) ймовірність безвідмовної роботи $P(t)=1-F(t)$, де $F(t)$ – функція розподілу безвідмовної роботи;

2) інтенсивність відмов $\lambda = n_0 / [(n - n_0) \cdot \Delta t]$,

де: n_0 – число елементів, що відмовили; n – загальне число елементів;

t – інтервал часу, рік.

Для відновлюваних елементів показником надійності є параметр потоку відмов $\omega = n_0 / (n \cdot \Delta t)$. Потік відмов електроенергетичного обладнання може

бути представлений стандартним найпростішим потоком Пуассона й добре поєднується з досвідом експлуатації АБЖ $\lambda = \omega = \text{const}$ (оскільки $n - n_0 \approx n$). При $\lambda = \text{const}$ $P(t) = e^{-\lambda t}$. Умова $\lambda = \text{const}$ приймається й при визначенні інших кількісних показників надійності АБЖ.

3) середній наробіток на відмову $T = 1/\lambda$.

Розглянуті кількісні характеристики надійності стосуються показників безвідмовності. Для відновлюваних систем важливими є також характеристики ремонтпридатності, такі як середній час відновлення τ та інтенсивність відновлення $\mu(t)$. У випадку, коли $\mu(t) = \mu = \text{const}$, середній час відновлення визначається як $\tau = 1/\mu$.

Надійність одиничного АБЖ без обвідної лінії, за умови, що час відновлення випрямляча перевищує допустимий час роботи від акумуляторної батареї (АБ), оцінюється на основі послідовної схеми з'єднання перетворювачів (рис. 1.4). Це пояснюється тим, що відмова як випрямляча, так і інвертора призводить до відмови всього АБЖ.

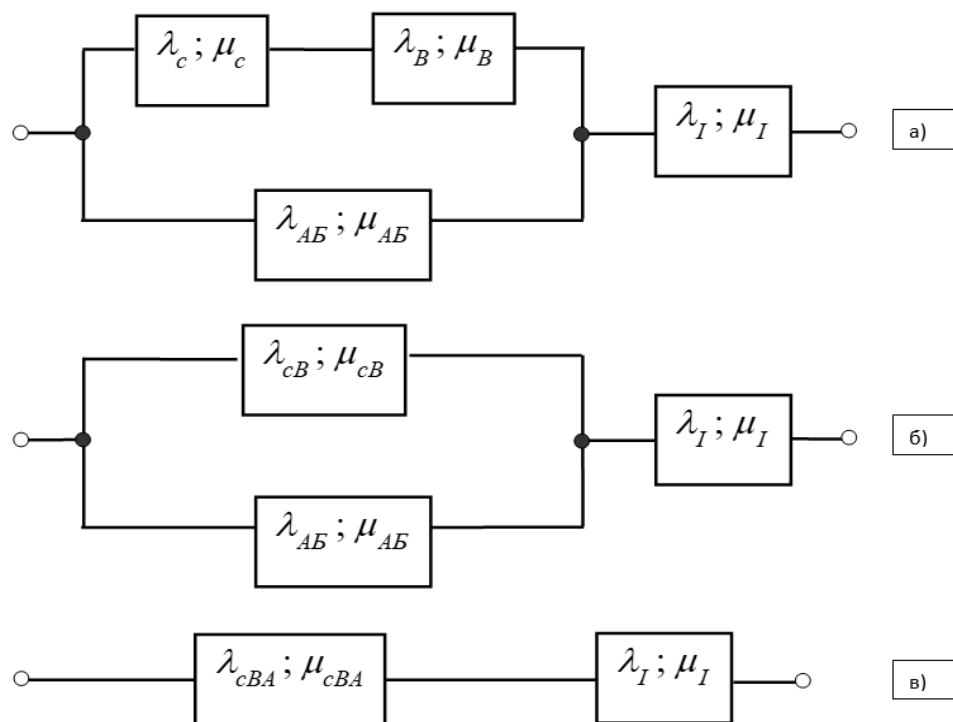


Рисунок 1.4 - Структурна схема розрахунку надійності одиничного АБЖ за умови, що час відновлення випрямляча менше припустимого часу роботи від АБ

Кількісні показники надійності визначаються виразами:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_{ABЖ} &= \lambda_B + \lambda_I; \quad T_{ABЖ} = 1 / \lambda_{ABЖ} = 1 / (\lambda_B + \lambda_I); \\ \tau_{ABЖ} &= \frac{1}{\lambda_B + \lambda_I} \left(\frac{\lambda_B}{\mu_B} + \frac{\lambda_I}{\mu_I} \right), \end{aligned} \right\} \quad (1.1)$$

де: $\lambda_B, \lambda_I, \mu_B, \mu_I$ – інтенсивності відмов і відновлення випрямляча й інвертора відповідно.

Якщо час відновлення випрямляча в цій структурі менше припустимого часу роботи від АБ, то схема для розрахунку надійності приймає вид, показаний на (рис. 1.4 а). Схема на (рис. 1.4 а) для послідовних елементів перетворюється до виду показаному на (рис. 1.4 б), де:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_{cB} &= \lambda_c + \lambda_B; \\ \tau_{cB} &= \frac{1}{\lambda_{cB}} \left(\frac{\lambda_B}{\mu_B} + \frac{\lambda_I}{\mu_I} \right); \\ \mu_{cB} &= \frac{1}{\tau_{cB}} = \frac{(\lambda_c + \lambda_B) \cdot \mu_B \cdot \mu_c}{\lambda_B \mu_c + \lambda_c \mu_B}; \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

тут λ_c, μ_c – інтенсивності відмов і відновлення мережі.

Схема на рис.1.4, б для паралельних елементів перетворюється до виду, показаному на (рис.1.4, в). Середній наробіток на відмову $T_{cB,AB}$ й середній час відновлення $\tau_{cB,AB}$ визначаються по формулах для системи з резервованими елементами різної надійності (кількість резервних елементів у цьому випадку дорівнює одному, резерв навантажений). Інтенсивність відмов $\lambda_{cB,AB}$ і відновлення (μ_{cBA}) визначаються виразами (1.2):

$$\lambda_{cB,AB} = \frac{1}{T_{cB,AB}} = \frac{(\mu_{AB} + \mu_{cB}) \cdot \lambda_{AB} \lambda_{cB}}{\mu_{AB} \cdot \mu_{cB}} ;$$

$$\mu_{cB,AB} = \frac{1}{\tau_{cB,AB}} = \mu_{AB} + \mu_{cB,AB} \quad , (1.2)$$

де : λ_{AB}, μ_{AB} – інтенсивності відмов і відновлення АБ.

Середній наробіток на відмову системи, представленої на рис.1.4, в ,

$$T_{сист.} = \frac{1}{\lambda_{cB,AB} + \lambda_I} = \frac{\mu_{AB} \cdot \mu_{cB}}{\lambda_{AB} \cdot \lambda_{cB} (\mu_{AB} + \mu_{cB}) + \lambda_I \cdot \mu_{AB} \cdot \mu_{cB}} , \quad (1.3)$$

і з обліком зазначеного вище умови $\lambda_i \ll \mu_i$

$$T_{сист.} \approx \frac{1}{\lambda_I} = T_I = T_{АБЖ} , \quad (1.4)$$

тобто середній наробіток на відмову одиничного АБЖ, у якому час відновлення випрямляча менше припустимого часу роботи від АБ, визначається надійністю тільки інвертора.

Середній час відновлення системи, показаної на рис 1.4, в,

$$\tau_{сист.} = T_{сист.} (\lambda_I / \mu_I + \lambda_{cB,AB} / \mu_{cB,AB}) , \quad (1.5)$$

і при $\lambda_i \ll \mu_i$; $\tau_{сист.} \approx \tau_I = \tau_{АБЖ}$, (1.6)

тобто час відновлення АБЖ також визначається тільки інвертором.

При вихідних даних $T_I = 30000$ год; $\tau_I = 6$ год; $T_{АБЖ} = 30000$ год;
 $\tau_{АБЖ} = 6$ год.

Наробіток на відмову одиничного АБЖ (модуля) з обвідною лінією визначається по двох схемах розрахунку надійності, показаним на (рис. 1.5 а, б).

Рисунок 1.5,а відповідає наявності двох незалежних перемикаючих пристроїв (ПП): в обвідній лінії й на виході модуля АБЖ.

Середній наробіток на відмову АБЖ по рис.1.5,а при рівній інтенсивності відновлення модуля АБЖ₀ ($\mu_{АБЖ_0}$) і перемикаючих пристроїв ($\mu_{ПП_0}$), тобто дорівнює:

$$T_{ABЖ} = \mu_{ABЖ_0} / (2\lambda_{ПП} \cdot \lambda_{ABЖ_0}), \quad (1.7)$$

середній час відновлення за тих самих умов визначається по формулі

$$\tau_{ABЖ} = 1 / (2\mu_{ABЖ_0}), \quad (1.8)$$

де: $\lambda_{ABЖ_0}$, $\lambda_{ПП}$ – інтенсивності відмов модуля АБЖ і ПП.

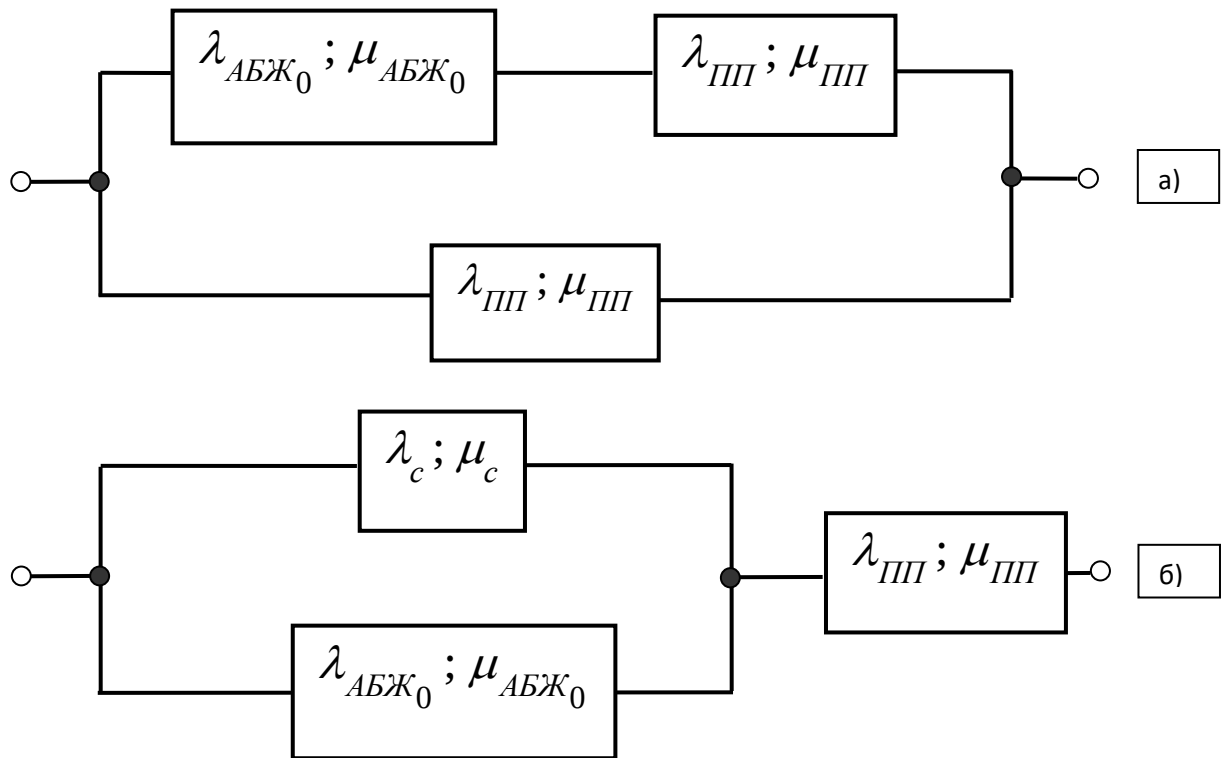


Рисунок 1.5 - Структурні схеми розрахунку надійності одиничного АБЖ із обвідною лінією (АБЖ – 2): а) із двома незалежними ПП; б) із загальним ПП

Рисунок 1.5, б відповідає АБЖ із обвідною лінією й загальним ПП, будь-яка відмова якого приводить до відмови АБЖ. Після перетворень і обліку умови $\lambda_i \gg \mu_i$ остаточний запис має вигляд:

$$T_{ABЖ} \approx T_{ПП}; \quad (1.9)$$

$$\tau_{ABЖ} \approx 1 / \mu_{ПП}. \quad (1.10)$$

Порівняння (1.7) і (1.9) показує, що надійність системи з незалежними ПП істотно вище, ніж системи із загальним ПП $[\mu_{ABЖ_0} / (2\lambda_{ABЖ_0}) \gg 1]$.

1.4. Режими роботи АБЖ

У всіх експлуатаційних режимах АБЖ-1 навантаження отримує живлення від інвертора, тому інвертор має забезпечити всі вимоги, що пред'являються споживачами КОС до джерела живлення. Найбільш важливою вимогою є забезпечення необхідної якості напруги для АБЖ-1, зокрема:

- при зміні навантаження в діапазоні від холостого ходу до перевантаження;
- при переходах між різними рівнями навантаження;
- при несиметричному навантаженні;
- при нелінійному, зокрема імпульсному, навантаженні.

Під час живлення навантаження від інвертора стабільність напруги, частоти та форма кривої напруги можуть бути кращими, ніж у промисловій мережі. Інвертор АБЖ також повинен забезпечувати спрацьовування захисних апаратів при короткому замиканні в ланцюгах навантаження.

АБЖ-1-100 має структурну схему, представлену на (рис. 1.6).

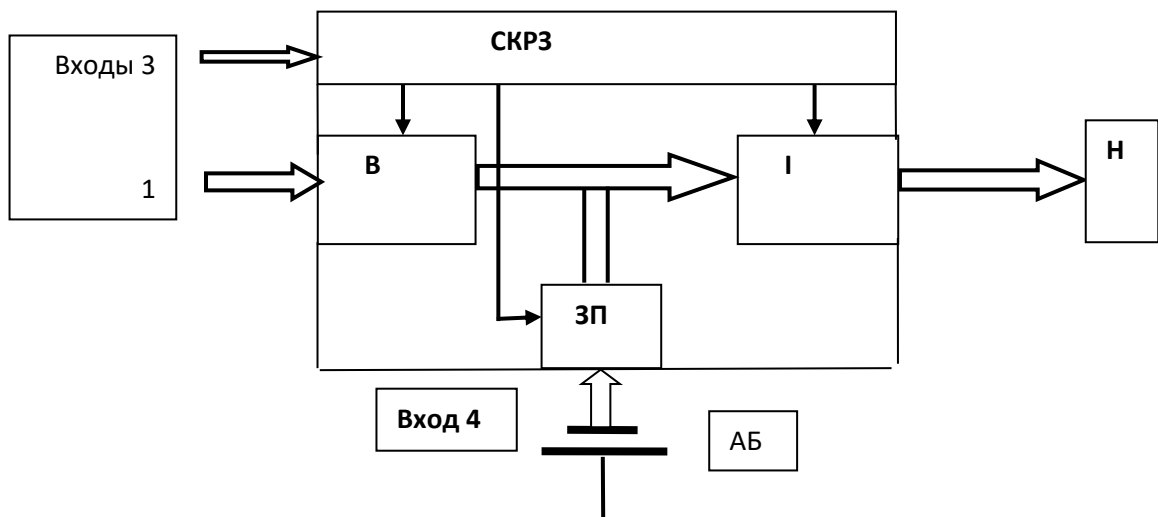


Рисунок 1.6. - Структурна схема АБЖ-1

АБЖ-1-100 містить випрямляч У типу ТППС-160, інвертор струму І типу ПТС-63, запірний (тиристорний) пристрій ЗП, систему керування, регулювання й

захисту СКРЗ, силовий вхід 1, резервний силовий вхід живлення по постійному струму 4, вхід 3 живлення системи керування СКРЗ .

Основні параметри АБЖ-1-100 :

Входи 1,3

Номінальна лінійна напруга, В.....380
Частота, Гц.....50
Число фаз.....3 (з нульовим проведенням)

Вхід 4

Номінальна напруга, В.....220

Вихід 4

Номінальна лінійна напруга, В.....400
Номінальний струм ,А.....100
Частота, Гц.....50
Число фаз.....3 (с нульовим проведенням)

Припустимі відхилення напруги живильної мережі становлять +10-15%

При зміні напруги на вході 4 від 190 до 290В навантаження має стабільну напругу від інвертора типу ПТС АБЖ.

У основному режимі роботи АБЖ випрямляч ТППС-160 отримує живлення через вхід 1. Якщо напруга на вході виходить за межі допустимих значень, автоматично відбувається перемикання АБЖ на вхід 4. При цьому відхилення вихідної напруги під час перехідного процесу не перевищує допустимі межі (15-20% від номінальної напруги).

Повернення на живлення з входу 1 відбувається через регульовану витримку часу, що становить від 3 до 70 секунд з моменту відновлення нормального рівня напруги в мережі. Зворотний перехід також не призводить до відхилення вихідних параметрів за межі допустимих значень.

Якщо напруга на вході 3 вийде за допустимі межі, інвертор ПТС перейде в режим роботи з живленням від свого власного виходу. У цьому режимі частота вихідної напруги визначається частотою генератора, який задається системою керування. Перехід інвертора ПТС в автономний режим відбувається при зміні

частоти ВП на $\pm 1,5$ Гц. Під час переходу в автономний режим відхилення вихідної напруги не перевищує $\pm 6,0\%$ в перехідний період.

Усталена робота АБЖ при короткому замиканні (КЗ) в навантаженні полягає в здатності забезпечити наростання струму до значення, достатнього для спрацьовування захисних апаратів навантаження протягом заданого інтервалу часу. Час усталеної роботи визначається часом спрацьовування автоматичних вимикачів, який для промислових типів вимикачів становить від 40 до 80 мс. З урахуванням цього часу АБЖ може витримувати КЗ на виході без відключення протягом 100 мс.

Струм у режимі КЗ залежить від опору ланцюга короткого замикання. При замиканні безпосередньо на шинах АБЖ струм варіюється в межах від 2,5 до 12,5. Інвертор спроектований так, щоб вихідна частота в режимі КЗ не перевищувала 110 Гц. Збільшення частоти відбувається при переході інвертора в режим залежного керування під час короткого замикання.

Вихідна напруга АБЖ під час короткого замикання і після його завершення може бути супроводжена перенапругою, яка залежить від залишкового навантаження та його характеристик. Чим більший струм навантаження, тим меншими будуть перенапруги. Наявність випрямлячів з ємнісними фільтрами у складі навантаження також сприяє зменшенню перенапруги. Тривалість перенапруги зазвичай не перевищує 2-4 мс протягом перших чотирьох напівперіодів.

Якщо час спрацювання захисного апарата менший за 10-15 мс, перенапруга на виході АБЖ не перевищує 15-25% від номінального значення. У режимі холостого ходу інвертора перенапруга після відключення КЗ може досягати 40% лінійної напруги та 50% фазної напруги.

Якщо коротке замикання в навантаженні не усувається автоматичним вимикачем, то АБЖ автоматично відключається при перевищенні струмом навантаження значень від 1,15 до 1,3 протягом певного часу.

У напівкерованому випрямлячі ТППС-160 використовується трифазна напівкерована схема з тиристорами в катодній групі та діодами в анодній (рис. 1.7). Силовий трансформатор Т забезпечує гальванічну розв'язку та узгодження

рівнів напруги мережі та АБ. Для захисту силових напівпровідникових приладів від перенапруги на вторинній обмотці трансформатора використовуються RC-ланцюги.

Включення й відключення випрямляча забезпечується подачею й зняттям імпульсів керування на тиристори VS_2, VS_4, VS_6 .

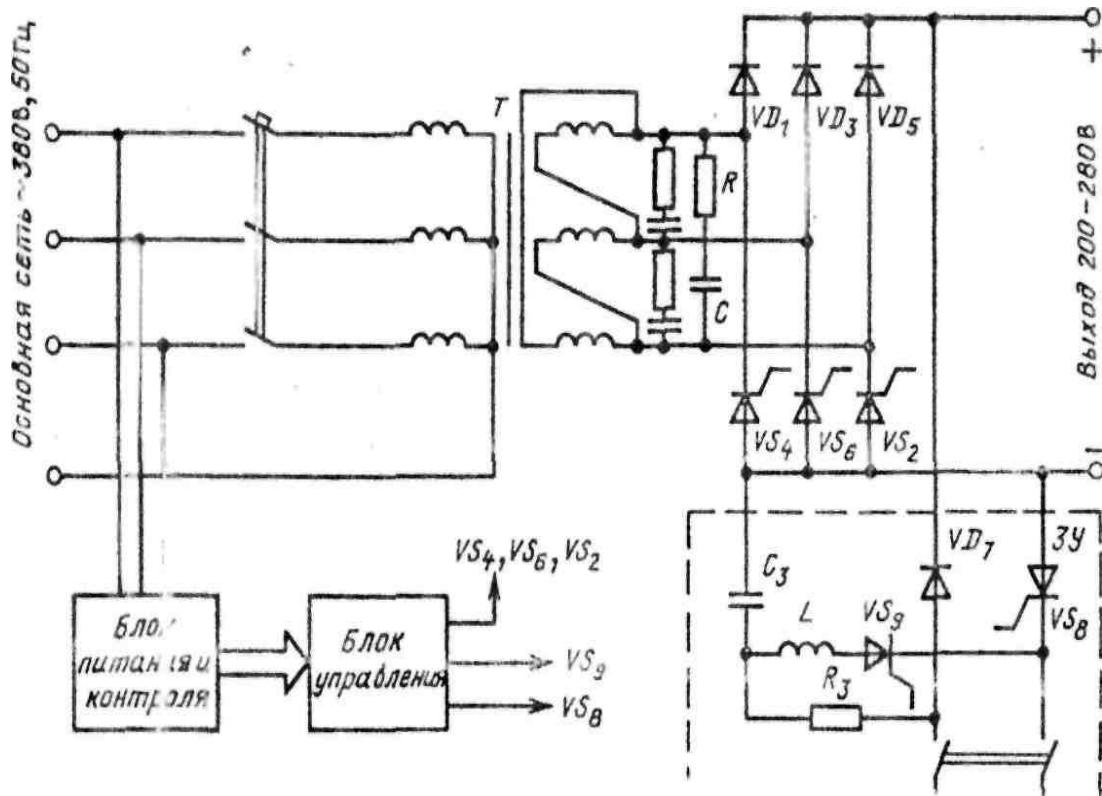


Рисунок 1.7 - Трифазна напівкерована схема з тиристорами в катодній групі й діодами в анодній

Запірний пристрій ЗП складається з розділового діода VD_7 , тиристора VS_8 й допоміжного R_3C_3 - контуру з тиристором VS_9 . Діод VD_7 запобігає кидку струму заряду АБ при вмиканні випрямляча. Тиристор VS_8 забезпечує безконтактне включення АБ при зникненні мережі. Допоміжні елементи (L, R_3, C_3, VS_9) служать для вимикання тиристора VS_8 при відключенні АБ.

Контроль напруги мережі й керування режимами забезпечуються блоками керування, живлення й контролю. При перемиканнях з мережі на АБ і назад Забезпечується безперервність живлення інвертора.

Основні технічні дані інвертора типу ПТС 63:

Номінальна потужність на виході, кВа.....	63
Вихідна лінійна (фазна) напруга, В.....	400(230)
Вихідна частота, Гц.....	50
Число фаз.....	3 (з нульовим проведенням)
Відхилення вихідної напруги, В.....	± 8
Відхилення вихідної частоти в автономному режимі, Гц.. $\pm$	0,5
Несинусоїдальність форми кривої вихідної напруги при роботі на лінійне навантаження, % не більше.....	5
Номінальний коефіцієнт потужності навантаження індуктивний.....	0,8
ДО.П.Д, % не менш.....	90
Діапазон зміни вихідної напруги, В.....	190-290

Діапазон зміни коефіцієнта потужності навантаження від 0 (індуктивного) до 0,7 (ємнісного). При цьому активна потужність не повинна перевищувати 0,8 $S_{\text{ном}}$, а реактивна потужність не повинна бути більше 0,6 $S_{\text{ном}}$, де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність навантаження.

При роботі нелінійного імпульсного навантаження виникають спотворення вихідної напруги. Однак, навіть при імпульсному навантаженні, яке становить 40% від номінальної лінійної, коефіцієнт несинусоїдальності не перевищує 10%.

Відхилення вихідної лінійної напруги при різких змінах навантаження, наприклад, від 100% до 50% і від 50% до 0 номінального значення потужності, не перевищує ± 60 В. При змінах навантаження від 100% до 0 і назад, це відхилення може досягати ± 80 В.

При раптовій зміні вхідної напруги інвертора в межах від 200 до 280 В, відхилення вихідної напруги не перевищує ± 80 В від номінального значення.

У всіх випадках тривалість відхилення не перевищує 80 мс, а загальна тривалість перехідного процесу складає не більше 200 мс.

Інвертор допускає перевантаження по струму $1.1 I_{\text{ном}}$ протягом 2 годин і при КЗ у навантаженні - не менш $2.5 I_{\text{ном}}$ протягом $2 \pm 0,5$ с; тривалу роботу при несиметричному навантаженні окремих фаз по струму в межах $\pm 30\%$

номінального значення (без перевантаження окремих фаз), при цьому асиметрія лінійних напруг не перевищує 4% від номінального значення. Вирівнювання напруги нерівномірно завантажених фаз забезпечується відповідно по кожній фазі зміною кута керування пристроєм, що компенсує (КП).

Однією з важливих властивостей інверторів ПТС є їхня здатність синхронізуватися із зовнішнім сигналом частотою 50 Гц, з припустимим відхиленням частоти від номінального значення на $\pm 1,5$ Гц. Час для входження в синхронізацію не перевищує 10 секунд.

Інвертори забезпечують стабільну роботу навіть при зовнішніх коротких замиканнях, гарантуючи при трифазних коротких замиканнях відповідну кратність струму $5-12.5 I_{\text{ном}}$, при однофазних й двофазних КЗ – кратність $2.2-7.5 I_{\text{ном}}$.

При КЗ на виході інвертора тиристори КП закриваються, і інвертор переходить в режим залежного керування з підвищеною частотою до 110 Гц. Це обумовлено ємністю конденсаторів інвертора та індуктивністю замкнутого контуру КЗ, включаючи індуктивність силового трансформатора. Після відключення КЗ підйом вихідної напруги на ПТС не перевищує 50% від номінального значення при тривалості не більше 40 мс. Загальний час перехідного процесу складає не більше 200 мс.

Схема інвертора, зображена на (рис.1.8), включає на вході реактор L_d , який сприяє згладжуванню пульсацій вхідного струму та обмеженню струмів у аварійних режимах, зокрема при перекиданні інвертора. Комутатор (VS1-VS6) представляє собою трифазну мостову схему. Для обмеження швидкості наростання струму в тиристорах під час ємнісної комутації в плечі мосту вмонтовані реактори з індуктивністю приблизно 6 мкГн. КП, що включає в себе реактори L_7-L_9 і тиристори VS_7-VS_{12} , служить для зміни балансу реактивної потужності в системі «інвертор – навантаження».

Конденсаторна батарея (C_1-C_3), будучи джерелом реактивної потужності, забезпечує вимикання тиристорів комутатора.

На виході інвертора встановлений трансформатор Т1, який виконує функцію узгодження. Цей трансформатор має підвищений реактивний опір розсіювання (до 10%), що сприяє обмеженню струмів і стабільній роботі інвертора при коротких замиканнях у навантаженні. Для комутації інвертора вручну на холостому ходу передбачений автоматичний вимикач QF2, який виконує лише цю функцію.

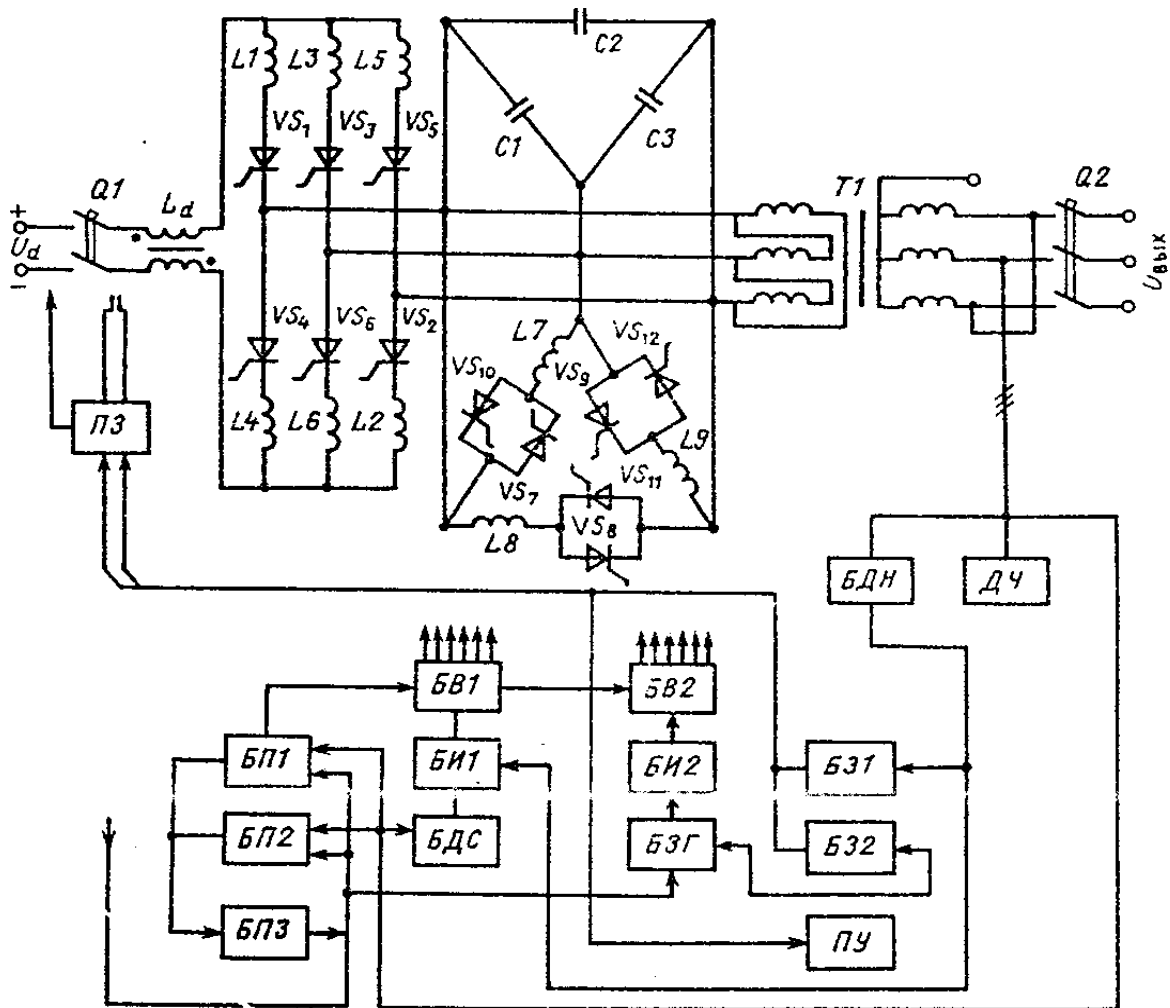


Рисунок 1.8. - Схема інвертора ПТС

Система керування, регулювання й захисту (рис.1.8.) включає: блоки імпульсів БП1, БП2; блоки підсилювачів імпульсів випрямляча БВ1, БВ2; блок датчиків синхронізації БДС ; блок датчика напруги БДН; блоки захисту БЗ1, БЗ2; блок генератора, що задає, БЗГ ; блоки живлення БЖ1, БЖ2, БЖ3 ; датчик частоти ДЧ ; панель захисту ПЗ; панель керування ПК.

Переваги інвертора струму (рис.1.8), виконаного за схемою паралельного інвертора з вентиляним пристроєм, який компенсує:

- практично синусоїдальна форма вихідної напруги, досяжна без використання спеціальних фільтрів;
- можливість використання тиристорів з більшим часом вимикання;
- простота симетрування трифазної напруги при несиметричному навантаженні;
- легкість забезпечення працездатності схеми в широкому діапазоні зміни навантаження, від холостого ходу до короткого замикання.

Структура АБЖ-2 (рис.1.9) дозволяє реалізувати два режими роботи: 1) живлення навантаження від інвертора - є основним; 2) живлення навантаження через обвідну лінію є основним, а від інвертора – резервним.

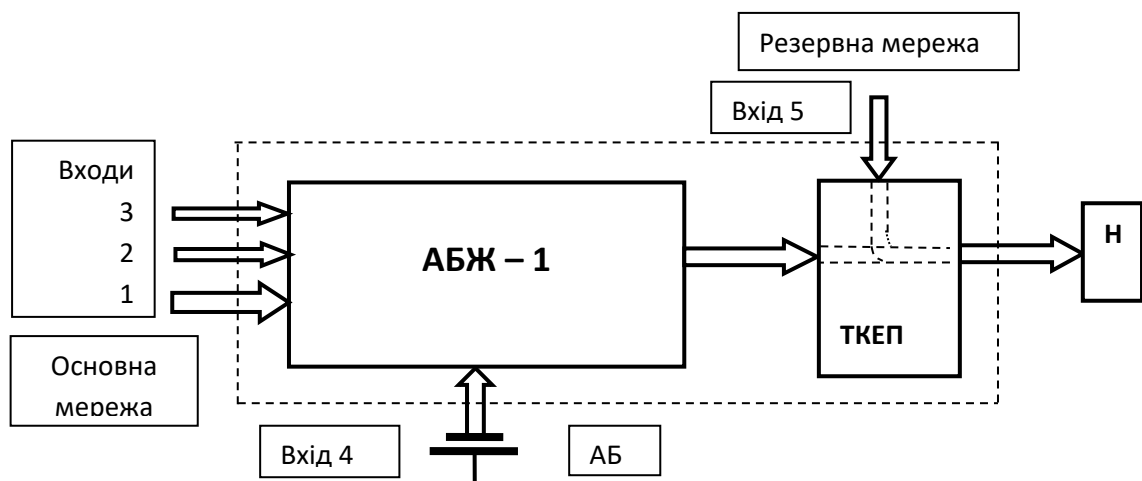


Рисунок 1.9. - Структурна схема АБЖ-2 (існуюча)

Перемикаючий пристрій в АБЖ-2 побудований на основі тиристорів з природною комутацією (ТКЕП). Цей пристрій забезпечує автоматичний перехід живлення навантаження на резервну мережу змінного струму у разі відмови АБЖ-1 і повернення до живлення від АБЖ-1 при його відновленні. Під час відновлювальних робіт в АБЖ-1 живлення навантаження не припиняється. Перехід на резервне живлення здійснюється, коли вихідна напруга інвертора змінюється більше ніж на $\pm 5 \div 25\%$ (встановлювана уставка) без витримки часу.

Після відновлення нормальних параметрів вихідної напруги інвертора зворотний перехід виконується з витримкою часу 0,5 с.

При короткому замиканні в навантаженні, що призводить до зміни вихідної напруги інвертора більш ніж на $\pm 5 \div 25\%$, також відбувається перехід на резервне живлення. У цьому випадку струми короткого замикання в навантаженні залежать від характеристик резервної мережі.

Максимальна перерва живлення в АБЖ-2 під час перемикання з основної мережі на резервну не перевищує 20 мс.

Використання АБЖ забезпечує надійне живлення навантаження з автоматичним переходом на резервну мережу при відхиленнях напруги або коротких замиканнях. Система забезпечує стабільність вихідних параметрів і мінімальні перерви в живленні завдяки швидкому перемикаю між основною та резервною мережею.

Перехід на резервне живлення відбувається без значних відхилень вихідних напруги і струмів, що гарантує безперервну роботу навантаження навіть у разі аварійних ситуацій.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Споживачі КОС, що мають вторинні джерела живлення з входами без трансформаторів, являють собою нелінійне (імпульсне) навантаження, потужність якого при відсутності даних по хрест-факторові прийнята рівної $\approx 40\%$ потужності інвертора. У перспективних АСУ ТП, як споживачів СБЖ, варто передбачати облік значення хрест-фактору.

Одиничний АБЖ є базовою структурою системи безперебійного живлення, параметри якої визначаються характеристиками інвертора. Для забезпечення заряджання батареї може використовуватися як керований, так і некерований випрямляч.

Підвищення надійності електропостачання досягається шляхом доповнення АБЖ обвідною лінією та перемикаючим пристроєм, що дозволяє подавати живлення на навантаження напряму від мережі змінного струму у разі відмови перетворювачів. Різні модифікації АБЖ забезпечують гнучкість у виборі конфігурації залежно від технічних вимог та умов експлуатації.

Використання АБЖ забезпечує надійне живлення навантаження з автоматичним переходом на резервну мережу при відхиленнях напруги або коротких замиканнях. Система забезпечує стабільність вихідних параметрів і мінімальні перерви в живленні завдяки швидкому перемиканню між основною та резервною мережею.

Перехід на резервне живлення відбувається без значних відхилень вихідних напруги і струмів, що гарантує безперервну роботу навантаження навіть у разі аварійних ситуацій.

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА НОВОЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ

2.1. Основні вимоги до структури СБЖ

При розробці нової структури СБЖ враховано такі ключові аспекти:

- вимоги до загальної структури СБЖ згідно з чинними нормативними документами;
- міжнародний досвід використання сучасної перетворювальної техніки для побудови СБЖ;
- мінімізація обсягу реконструкції існуючої частини ВП енергоблоку поза межами СБЖ.

Обрана структура СБЖ типу АБЖ-2, що складається з одиничного модуля АБЖ з обвідною лінією (ОЛ) і перемикаючим пристроєм (ПП), як показано на рисунку 2.1, а. Ця структура забезпечує два режими роботи:

1. Основне живлення навантаження здійснюється від інвертора.
2. Основне живлення через обвідний ланцюг, а від інвертора – резервне.

Оскільки середній наробіток на відмову інверторів значно більший, ніж у мережі, а час відновлення інверторів становить 0,5–1 годину, ймовірність одночасної відмови інвертора та живильного обвідного ланцюга мережі ВП є незначною в порівнянні з відмовою перемикаючого пристрою. Тому надійність АБЖ-2 в основному визначається надійністю перемикаючого пристрою.

У разі короткого замикання в ланцюзі навантаження можна підключити його до мережі, а після усунення короткого замикання здійснити зворотне перемикання на інвертор. Завдяки цьому, в АБЖ-2 забезпечується узгодження уставок захисних апаратів при короткому замиканні в навантаженні та нормування напруги за значенням і частотою в неущкоджених фазах під час короткого замикання та в після аварійному режимі.

Струм короткого замикання та напруга в неущкоджених фазах залежать від параметрів мережі ВП, які також визначають можливі перенапруги на навантаженні після закінчення короткого замикання.

У складі СБЖ використовується АБЖ-2, де основним режимом є живлення навантаження від мережі ВП, а інвертор працює на холостому ході. При порушенні якості напруги в мережі ВП живлення навантаження перемикається на інвертор за допомогою перемикаючого пристрою. Основні характеристики (енергетичні, масо-габаритні, статичні та динамічні) і показники надійності АБЖ-2 з основним живленням від мережі СН, та АБЖ-2 з основним живленням від інвертора є подібними.

Вибираємо схему СБЖ типу АБЖ-2 із двома незалежними ПК для резервної мережі СН і інвертора. При цьому для схеми АБЖ фірми «VARTA» (із двома незалежними ПК – див. 1.3) і вихідними даними – $T_{ПП} = 500000$ год; $\tau_I = 6$ год;

$T_I = 83000$ год – маємо:

$$T_{АБЖ} = \mu_{АБЖ,о} / (2 \cdot \lambda_{ПП} \cdot \lambda_I) = 5 \cdot 10^5 \cdot 8,3 \cdot 10^4 / (6 \cdot 2) = 3,45 \cdot 10^9 \text{ год};$$

$$\mu_{АБЖ,о} \cong \mu_I$$

Реальне значення $T_{АБЖ}$ буде нижче розрахункового внаслідок неможливості практично забезпечити абсолютну незалежність двох ПК, але як мінімум на порядок вище $T_{АБЖ}$ для АБЖ із загальним ПК. Таким чином, схема АБЖ із двома незалежними ПК для резервної мережі ВП і інвертора, представлена на (рис. 2.1), має істотну перевагу по надійності.

Доцільно використовувати електронні перемикаючі пристрої на базі тиристорів, які забезпечують відключення протягом не більше 10 мс і забезпечують селективну роботу захисних апаратів.

Система керування ПК контролює величини вихідної напруги інвертора та напруги резервного входу змінного струму, а також їх синхронність. Якщо вихідна напруга інвертора знижується до менш ніж 90% від номінального при наявності нормованої напруги на резервному вході (90-100% номінального), відбувається миттєве перемикання навантаження на резервний вхід (до 2,5 мс) за умови синхронної роботи інвертора з резервним входом. Якщо синхронізація відсутня, перемикання здійснюється з перервою до 40 мс.

До складу СБЖ або АБЖ входить ремонтна обвідна лінія (РОЛ), яка призначена для ручного перемикавання навантаження безпосередньо до резервного входу змінного струму, обходячи інвертор та ПК. Наявність ремонтної обвідної лінії забезпечує безперервне живлення, дозволяючи підключити навантаження до резервного входу змінного струму та відключити інвертор і ПК для проведення ремонтних робіт.

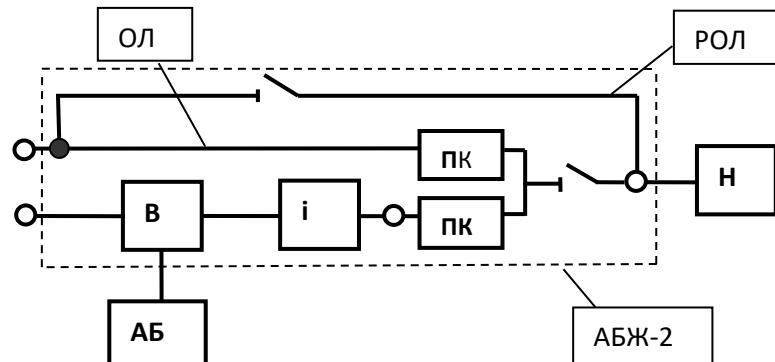


Рисунок 2.1. - Структурна схема АБЖ

Вимоги до живильної мережі постійного струму:

- напруга постійного струму у всіх сталих режимах не повинна відхилятися більш, ніж на +10%, -15%;
- тривалість зниження напруги мережі постійного струму в діапазоні 15÷25% номінального значення повинна бути не більше 5%;
- тривалість зниження напруги мережі постійного струму більш, ніж на 25% номінального значення повинна бути не більше 20 мс;
- уставка відсічення автоматичного вимикача в ланцюзі живлення інвертора повинна бути відбудована від максимального струму, споживаного неущкодженим інвертором при зовнішніх КЗ (850А – для інвертора потужністю 100 кВА й 1360А - для інвертора потужністю 160 кВА). При цьому витримка часу (щабель селективності) на спрацювання вимикача не потрібна.

Вимоги до живильної мережі змінного струму на резервному вході інвертора:

- напруга мережі не повинна відхилятися від номінальної більш ніж на $\pm 10\%$ (ця вимога виконується автоматично при живленні від секцій 0,4 кВ);
- струм трифазного КЗ на резервному вході інвертора не повинен перевищувати 1,5 кА для інвертора потужністю 100 кВА й 2,4 кА для інвертора потужністю 160кВа, або в складі АБЖ повинний бути струмообмежуючий пристрій, що обмежує струм КЗ до зазначених значень;
- лінія живлення резервного входу інвертора повинна захищатися селективним автоматичним вимикачем, погодженим по характеристиках із захисними апаратами розподільної мережі 0,4 кВ СБЖ і забезпечує резервування відмови кожного із цих апаратів.

Розподільні секції 0,4 кВ за інверторами в новій структурі СБЖ повинні зберігатися з існуючим набором приєднань, що відходять.

Розподільна мережа 0,4 кВ повинна забезпечуватися швидкодіючими захисними апаратами, що забезпечують відключення за час не більше 20 мс близьких КЗ, струм яких перевищує $1,6 I_{\text{ном}}$ інвертора.

Ремонтна обвідна лінія, що входить до складу СБЖ або АБЖ, забезпечує безперервне живлення навантаження під час ремонтних робіт інвертора та ПК. Вона дозволяє вручну перемикати навантаження до резервного входу змінного струму, обходячи інвертор, що гарантує відсутність перерв у постачанні енергії при необхідності виконання технічного обслуговування.

2.2. Вибір схеми й характеристик інвертора

Вибираємо схему інвертора напруги АБЖ фірми «VARTA», що має основні принципові відмінності від існуючих інверторів:

- 1) наявність вбудованих ПК, що дозволяє виключити зі структури СБЖ окремі тиристорні АВР;
- 2) інвертор являє собою статичний транзисторний перетворювач постійного струму в змінний методом широтно-імпульсної модуляції.

2.2.1. Статичні характеристики

Вхідний струм основного входу інвертора визначається його вхідною активною потужністю, яка є сумою активної потужності навантаження та втрат у самому інверторі. Втрати в інверторі нелінійно залежать від вихідної потужності, однак їх можна наближено представити як суму втрат холостого ходу, які не залежать від навантаження, та втрат, що виникають через навантаження. Останні можна вважати пропорційними струму навантаження, оскільки вони в основному зумовлені втратами в силових транзисторах.

Повні втрати в інверторі нормуються при його номінальній вихідній потужності й можуть бути визначені за значенням КПД η :

$$\Delta P_n = S_n \cdot \cos \varphi_n \cdot (1 - \eta),$$

де: S_n - вихідна потужність у кВА; $\cos \varphi_n = 0,8$ – номінальний коефіцієнт потужності навантаження.

Втрати холостого ходу можна визначити як :

$$\Delta P_{xx} = I_{xx} \cdot U_n,$$

де: I_{xx} – нормований вхідний струм холостого ходу; $U_n = 220$ В – номінальна вхідна напруга.

Тоді робочі (струмові) втрати при номінальній вихідній потужності визначаються як $\Delta P_T = \Delta P_n - \Delta P_{xx}$.

Відповідно, при відмінній від номінальної вихідної потужності інвертора, струмові втрати будуть дорівнювати:

$$\Delta P_T = (\Delta P_n - \Delta P_{xx}) \frac{S_{вих}}{S_n},$$

а повні втрати рівні:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + (\Delta P_n - \Delta P_{xx}) \frac{S_{вих}}{S_n}.$$

Підстановка раніше виведених виразів дозволяє обчислити повні втрати інвертора:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + S_{вих} [\cos \varphi_n (1 - \eta) - \frac{\Delta P_{xx}}{S_n}].$$

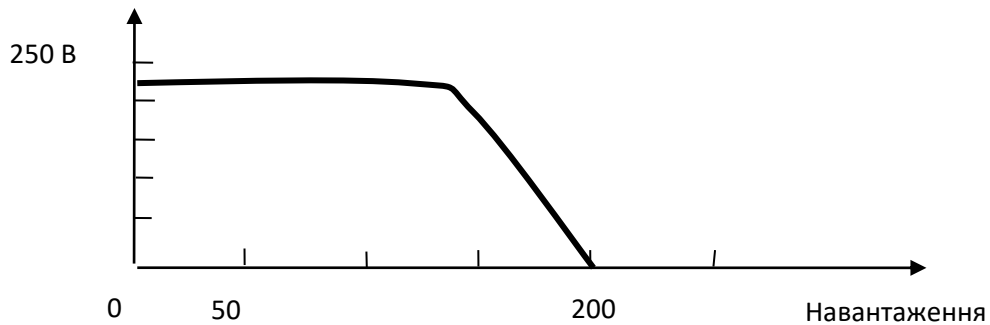
Повна вхідна потужність інвертора, відповідно дорівнює:

$$P_{\text{вх}} = \Delta P_{\text{хх}} + S_{\text{вих}} [\cos \varphi_{\text{н}} (1 - \eta) + \cos \varphi - \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{S_{\text{н}}}] ;$$

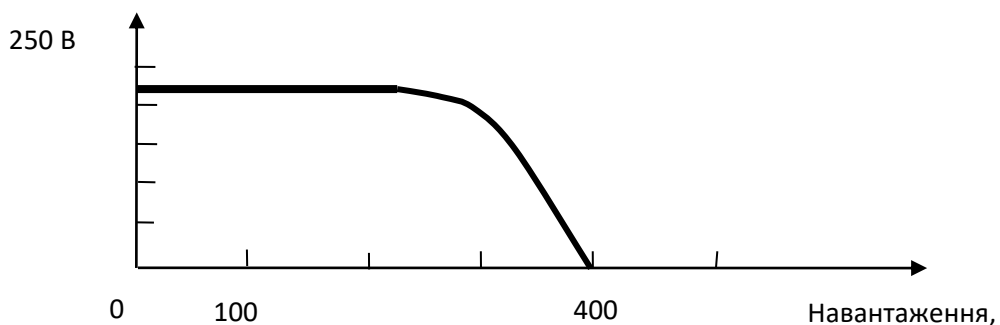
Тоді вхідний струм дорівнює:

$$I_{\text{вх}} = \frac{P_{\text{вх}}}{U_{\text{вх}}} = \frac{1}{U_{\text{вх}}} \{ \Delta P_{\text{хх}} + S_{\text{вих}} [\cos \varphi_{\text{н}} (1 - \eta) + \cos \varphi - \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{S_{\text{н}}}] \} .$$

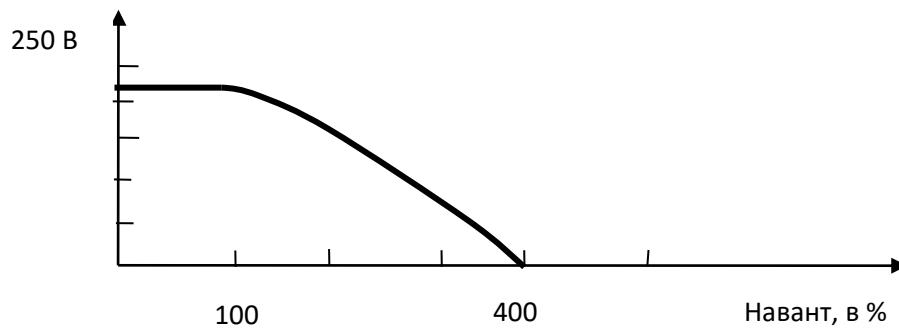
Приведене вираження дозволяє обчислити вхідний струм основного входу інвертора в будь-якому робочому режимі. Вхідний струм резервного входу інвертора в нормальному режимі дорівнює нулю, а у разі порушень в роботі мережі постійного струму або самого інвертора, він стає ненульовим (рис.2.2).



а) напруга на виході інвертора при симетричному навантаженні фаз – стандартне виконання



б) напруга на виході трифазного інвертора при навантаженні тільки однієї фази – при будь-якому виконанні



в) напруга на виході інвертора при симетричному навантаженні фаз – застережене
(при замовленні) виконання

Рисунок 2.2 - Вихідні UI характеристики інвертора фірми “VARTA”

Вихідний струм визначається потужністю навантаження й у тривалому режимі не повинен перевищувати номінального вихідного струму інвертора [8,9].

Потужність інвертора повинна задовольняти ряду умов:

- діюче значення струму в будь-якій фазі при коефіцієнті амплітуди, що не перевищує 3,5, не повинне бути більше номінального струму інвертора;
- при коефіцієнті амплітуди, що перевищує 3,5, максимальне миттєве значення струму навантаження в будь-якій фазі повинне бути не більше $3,5 I_{\text{ном}}$.

Діюче значення струму навантаження повинне бути не менш номінального струму інвертора;

- максимальне значення кидка діючого значення струму навантаження (включення групи споживачів, включення асинхронного електродвигуна) не повинне перевищувати $1,5 I_{\text{ном}}$ інвертора;

- максимальне значення трифазного струму КЗ у розподільній мережі за інвертором, що відключається за час більше 20 мс, не повинне перевищувати $1,6 I_{\text{ном}}$ інвертора.

Аналіз вихідних U_I (рис.2.2) характеристик інвертора фірми “VARTA” показує, що вид характеристики практично не позначається на виборі потужності інвертора.

2.2.2. Динамічні характеристики

До динамічних характеристик інвертора відносяться тимчасові відхилення вхідних і вихідних параметрів, їхня залежність від факторів, що впливають, а також умови спрацювання захисних пристроїв.

Струм, споживаний інвертором через основний вхід, визначається активною потужністю, яку віддає інвертор, а також втратами в самому інверторі. Для правильного вибору апаратури та кабелів у ланцюзі основного входу необхідно визначити максимальне значення вхідного струму при справному інверторі. Це значення відповідає максимальному вихідному струму, при якому напруга на виході інвертора ще залишається номінальною. Цей струм складає 150% номінального. При подальшому зростанні вихідного струму напруга на виході інвертора різко знижується, що призводить до зменшення вихідної потужності, а отже, і вхідної потужності, і вхідного струму. Наприклад, при короткому замиканні на виходах інвертора вихідна потужність наближається до нуля, а вхідний струм визначається тільки втратами інвертора, та складає 15-20% від номінального.

Величина вхідного струму також залежить від вхідної напруги: вона зростає при зниженні напруги, щоб забезпечити необхідну вхідну потужність.

Таким чином, максимальне значення вхідного струму може бути досягнуте при найменшій припустимій вхідній напрузі (85% номінального), найвищому вихідному струмі, що віддається інвертором без зниження напруги (150% номінального), та коефіцієнті потужності навантаження, рівному одиниці. Цей режим може виникнути в умовах, коли коротке замикання знаходиться поза інвертором, наприкінці розряду акумуляторних батарей або при відключеній ТЕС.

Граничне значення вхідного струму можна визначити за тією ж формулою, що використовується для статичного режиму:

$$\begin{aligned} I_{\text{вх,м}} &= \frac{1}{U_{\text{вх}}} \left\{ \Delta P_{\text{xx}} + S_{\text{вих}} [\cos \varphi_{\text{н}} (1 - \eta) + \cos \varphi - \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{S_{\text{н}}}] \right\} = \\ &= \frac{1}{0,85 U_{\text{н}}} \left\{ I_{\text{xx}} \cdot U_{\text{н}} + 1,5 S_{\text{н}} [0,8 \cdot (1 - \eta) + 1 - \frac{I_{\text{xx}} \cdot U_{\text{н}}}{S_{\text{н}}}] \right\}. \end{aligned}$$

Для інвертора фірми «VARTA» :

$$U_H = 220 \text{ В}, \quad S_H = 100 \text{ кВА}, \quad I_{xx} = 11,5 \text{ А}, \quad \eta = 93\%. \quad I_{\text{вх,п}} = 847 \text{ А}.$$

Струм включення інвертора не залежить від навантаження й не перевищує 110% номінального вхідного струму.

2.2.3. Робота інвертора на лінійне й нелінійне (імпульсне) навантаження

Величина вхідного струму також залежить від рівня вхідної напруги: він збільшується при зниженні напруги, щоб забезпечити необхідну потужність на вході.

Максимальний вхідний струм може бути досягнутий при найменшій допустимій вхідній напрузі (85% номінальної), найбільшому вихідному струмі, що видається інвертором без зниження напруги (150% номінальної), та коефіцієнті потужності навантаження, що дорівнює одиниці. Такий режим може виникнути у випадках, коли коротке замикання відбувається поза інвертором, під час кінця розряду акумуляторних батарей або при відключенні ТЕС.

Граничне значення вхідного струму можна розрахувати за аналогічною формулою, яка використовується для статичного режиму.

Переважає більшість споживачів СБЖ відносяться до нелінійного навантаження. Форма кривої струму таких споживачів значно відрізняється від форми кривої вхідної напруги, представляючи із себе несинусоїдальну періодичну функцію. Таку функцію можна представити, відповідно до перетворення Фур'є, як

суму :

$$i(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{11} (a_k \cos kt + b_k \sin kt),$$

де: $k=1, 3, 5, 7, 11$; $T=2\pi$ – період основної гармоніки; a_0, a_k, b_k – коефіцієнти, обумовлені по формулах Фур'є-Ейлера:

$$a_0 = (1/T) \int_{-T/2}^{T/2} i(t) dt, \quad a_k = (2/T) \int_{-T/2}^{T/2} i(t) \cdot \cos(k\omega_0 t) dt;$$

$$b_k = (2/T) \int_{-T/2}^{T/2} i(t) \cdot \sin(k\omega_0 t) dt.$$

При цьому, як показує аналіз, $a_0 = a_k = 0$.

Основними параметрами, що характеризують несинусоїдальний струм, є його діюче значення (I) і коефіцієнт амплітуди (K_a), який ще називають «хрест-фактором».

По визначенню діюче значення струму : $I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) \cdot dt}$. Інакше його можна визначити по гармонійних складових: $I = \sqrt{\sum_{k=1}^{11} I_k^2}$, до $k = 1, 3, 5, 7, 11$.

Коефіцієнт амплітуди (хрест-фактор) представляє відношення максимального миттєвого значення струму (I_m) до його діючого значення: $K_a = I_m / I$.

Коефіцієнт амплітуди синусоїдального струму (струму лінійного навантаження) дорівнює $\sqrt{2}$.

Коефіцієнт амплітуди нелінійного навантаження, відповідно, є більшим і без спеціальних заходів щодо його обмеження може досягати значних значень. При однаковій споживаній потужності амплітудне значення струму для нелінійного навантаження перевищує амплітудне значення струму для лінійного навантаження в $K_a / \sqrt{2}$ раз.

Проходження збільшених імпульсів струму призводить до додаткової деформації кривої вихідної напруги інвертора, що змушує обмежувати коефіцієнт амплітуди (хрест-фактор) нелінійного навантаження, допустимий для інвертора.

Згідно з сучасними вимогами, коефіцієнт амплітуди (хрест-фактор) нелінійного навантаження не повинен перевищувати 3,5 при максимально допустимому коефіцієнті спотворення синусоїдальної форми кривої вихідної напруги інвертора на рівні 10% (гранично припустимому для споживачів СБЖ). За таких умов потужність, споживана нелінійним навантаженням, може бути рівною потужності інвертора. Якщо значення СБЖ невідоме (наприклад, відсутні осцилограми струмів), потужність навантаження можна прийняти рівною приблизно 40% потужності інвертора.

Збільшення імпульсів струму нелінійного навантаження призводить до деформації вихідної напруги інвертора, що вимагає обмеження коефіцієнта амплітуди (хрест-фактор). За сучасними стандартами цей коефіцієнт не повинен перевищувати 3,5 при спотворенні напруги не більше 10%. При таких обмеженнях потужність нелінійного навантаження може дорівнювати потужності інвертора, а без точних даних її можна оцінити як 40% потужності інвертора.

2.3. Розрахунок струмів КЗ за інвертором і обґрунтування розрахункових режимів КЗ для вибору параметрів мережі безперебійного живлення

Розрахунок струмів короткого замикання у системі безперервного живлення 0,4 кВ, що живиться від інвертора, має кілька особливостей, які вимагають розробки спеціальної методики розрахунку. Серед таких особливостей:

- Наявність двох режимів роботи з різко відмінними рівнями струмів КЗ: нормальний режим, при якому коротке замикання швидко перемикається на більш потужне резервне джерело живлення, та автономний режим, де при короткому замиканні навантаження залишаються підключеними до виходу інвертора.

- Присутність індуктивного струмового обмеження в ланцюзі резервного введення автоматичного безперервного живлення.

- Специфічна форма вихідної UI характеристики інвертора, що вимагає використання спеціальної схеми заміщення.

Нижче розглянуті основні розрахункові співвідношення для обох режимів роботи.

2.3.1. Розрахунок струмів КЗ за інвертором при його роботі в нормальному режимі разом з резервною мережею

При виникненні короткого замикання за інвертором у цьому режимі навантаження разом з ланцюгом КЗ практично миттєво перемикається на резервне джерело живлення, і розрахунок струмів КЗ визначається параметрами

резервного входу. Для забезпечення стійкості тиристорів ПК в ланцюзі обвідної лінії необхідно впровадити спеціальне струмове обмеження, щоб струм КЗ на виході інвертора не перевищував допустиме значення $10 I_{\text{ном}}$.

Струмове обмеження здійснюється шляхом встановлення в ланцюзі резервного входу спеціального трансформаторно-дросельного пристрою, що еквівалентний зосередженій індуктивності. Величина цього індуктивного опору може бути визначена на основі гранично припустимого струму короткого замикання за інвертором, з урахуванням мінімально можливого опору зовнішньої мережі 0,4 кВ.

Для інвертора фірми "VARTA": $S_{\text{н}}=100\text{кВА}$, $I_{\text{н}}=144,5\text{А}$,

$$X_{\text{вн}} = \frac{230}{10 \cdot 144,5} \approx 0,16 \text{ Ом}.$$

Сумарний активний зовнішній опір $R_{\text{вн}}$ визначається практично цілком опором живильного кабелю й може бути в межах :

$$R_{\text{вн}} = 0,015 \div 0,03 \text{ Ом}.$$

В іншому розрахунок струмів КЗ (трифазного і однофазного) не відрізняється від стандартної методики, яка застосовується при виборі апаратів і кабелів у мережі 0,4 кВ.

Слід зазначити, що рівень струмів КЗ у режимі живлення від резервної мережі за інвертором потужністю 100 кВА, обумовлений $X_{\text{вн}} = 0,16 \text{ Ом}$, практично не відрізняється від рівня струмів КЗ у мережі 0,4 кВ, що живиться від збірки, що реагується РТЗО (індуктивний опір реактора - 0,15 Ом).

2.3.2. Розрахунок струмів КЗ за інвертором при його роботі в автономному режимі

У цьому режимі вихідний струм інвертора, як на початковому етапі, так і в наступні моменти короткого замикання, визначається вихідною UI-характеристикою, оскільки швидкість системи регулювання практично виключає перехідні процеси при КЗ.

Вихідний струм інвертора розподіляється між ланцюгом КЗ і іншими споживачами, тому струм КЗ дорівнює різниці між вихідним струмом інвертора та струмом навантаження, що залишилось підключеним.

На вихідній характеристиці трифазного режиму, що складається з трьох прямолінійних ділянок, фіксуються чотири точки.

- 1) початок горизонтальної ділянки ($0\% I_n, 100\% U_n$);
- 2) кінець горизонтальної ділянки ($150\% I_n, 100\% U_n$);
- 3) кінець першої похилої ділянки ($160\% I_n, 85\% U_n$);
- 4) кінець другої похилої ділянки ($200\% I_n, 0\% U_n$).

Завдяки незначній різниці в нахилах другої та третьої ділянок, вихідну характеристику можна з достатньою точністю подати як таку, що складається з двох ділянок: горизонтальної, для струму від 0 до 153% номінального, та похилої, яка відображає зміну вихідного струму від 153% до 200% номінального, при цьому вихідна напруга зменшується від 100% до 0.

Методика розрахунку струму короткого замикання (КЗ) за інвертором залежить від того, до якої ділянки UI-характеристики відноситься сумарний вихідний струм інвертора. Тому першочергово необхідно визначити струм КЗ та вихідний струм інвертора, виходячи з номінальної напруги на його затисках. Якщо вихідний струм інвертора не перевищує 150% номінального для трифазного режиму або 300% для однофазного, інвертор можна вважати джерелом з нульовим внутрішнім опором, а його вихідні затиски — «шинами нескінченної потужності». Якщо ж вихідний струм перевищує ці значення, інвертор потрібно враховувати в розрахунку за допомогою спеціальної схеми заміщення, що відповідає похилій ділянці характеристики.

При розрахунку струмів КЗ враховується, що в ланцюгах живлення трифазних споживачів необхідно розглядати як трифазні, так і однофазні короткі замикання.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

У другому розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проаналізовано основні вимоги до структури СБЖ, здійснено вибір схеми й характеристик інвертора, визначено та проаналізовано статичні та динамічні характеристики.

Ремонтна обвідна лінія, що входить до складу СБЖ або АБЖ, забезпечує безперервне живлення навантаження під час ремонтних робіт інвертора та ПК. Вона дозволяє вручну перемикати навантаження до резервного входу змінного струму, обходячи інвертор, що гарантує відсутність перерв у постачанні енергії при необхідності виконання технічного обслуговування.

Збільшення імпульсів струму нелінійного навантаження призводить до деформації вихідної напруги інвертора, що вимагає обмеження коефіцієнта амплітуди (хрест-фактор). За сучасними стандартами цей коефіцієнт не повинен перевищувати 3,5 при спотворенні напруги не більше 10%. При таких обмеженнях потужність нелінійного навантаження може дорівнювати потужності інвертора, а без точних даних її можна оцінити як 40% потужності інвертора.

Також було розглянуто роботу інвертора на лінійне й нелінійне навантаження, обґрунтовані розрахункові режими КЗ: для вибору параметрів мережі безперебійного живлення; за інвертором при його роботі в нормальному режимі разом з резервною мережею; за інвертором при його роботі в автономному режимі.

При розрахунку струмів КЗ треба враховувати, що в ланцюгах живлення трифазних споживачів необхідно розглядати як трифазні, так і однофазні короткі замикання.

РОЗДІЛ 3. ОБЛІК СТРУМУ НАВАНТАЖЕННЯ

Сумарний струм навантаження інвертора під час короткого замикання в ланцюзі одного зі споживачів залежить від кількох факторів: часу, що минув від моменту КЗ, вихідної напруги інвертора та з'єднання неушкоджених споживачів. Як було зазначено раніше, невелика частина споживачів може бути представлена як «лінійне навантаження» [12,13], яке моделюється комплексним лінійним опором Z_H . Однак основну частину споживачів у системах безперервного живлення складають пристрої автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП), що включають вторинні джерела живлення з трансформаторним або без трансформаторним входом, випрямлячами і фільтрами (стабілізаторами), які мають конденсатори значної ємності.

Ці конденсатори забезпечують необхідну потужність для внутрішнього споживання пристрою під час короткочасних перерв у живленні, що можуть тривати до 20 мс. Це дозволяє пристроям залишатися в робочому стані, незважаючи на короткочасні перерви в постачанні електричної енергії. Оскільки ємність цих конденсаторів достатня для підтримки функціонування споживачів протягом короткого проміжку часу, вони відіграють важливу роль у стабільності роботи СБЖ при короткочасних коливаннях напруги або коротких замиканнях у ланцюгах живлення.

У початковий період короткого замикання (до 20 мс), коли спостерігається зниження напруги живлення, споживачі, зокрема пристрої з випрямлячами, припиняють споживання струму. Це відбувається через те, що випрямлячі блокуються напругою зворотної послідовності, яка перевищує рівень напруги на конденсаторах. Протягом цього часу конденсатори продовжують живити внутрішні потреби пристроїв [14,15]. Після того, як конденсатори розряджаються, а вихідна напруга інвертора опускається до рівня 50-100% номінальної, споживаний струм дещо зростає, оскільки споживана потужність залишається майже незмінною. Однак із подальшим зниженням напруги інвертора струм різко падає.

Точний облік струму навантаження під час короткого замикання є складним, оскільки залежить від багатьох змінних. Проте з прийнятною точністю можна вважати, що струм навантаження в перші 20 мс після КЗ дорівнює нулю. Після цього, до завершення короткого замикання, струм навантаження залишається сталим і дорівнює сумарному струму навантаження, за винятком ушкодженого споживача. Цей підхід дозволяє спростити розрахунки і врахувати основні зміни струму під час короткого замикання в системах безперервного живлення.

Особливої уваги вимагає облік струму навантаження при однофазних коротких замиканнях, оскільки в цьому випадку відбувається зміщення струму трифазного навантаження, що має місце лише в одній фазі, чого не передбачають стандартні UI-характеристики.

Для правильного врахування струму трифазного навантаження в умовах однофазного КЗ, необхідно здійснити його перерахунок до еквівалентного однофазного струму. Згідно з співвідношенням між струмовими координатами трифазних та однофазних UI-характеристик, еквівалентний струм буде вдвічі більшим за струм трифазного навантаження. Це дозволяє забезпечити коректний розрахунок струмів і їх вплив на систему при однофазних коротких замиканнях.

Конкретні значення струмів навантаження окремих інверторів не перевищують 40% від номінального струму. Враховуючи принцип консервативного підходу, струми навантаження можна вважати однаковими для всіх інверторів і встановлювати їх на рівні 0,4 І_н.

Згідно з цим, при розрахунку струмів короткого замикання, коли час КЗ перевищує 20 мс, необхідно враховувати струм навантаження, що дорівнює 0,4 І_н для трифазних КЗ і 0,8 І_н для однофазних КЗ.

3.1. Розрахунок струму вилучених КЗ

Під вилученими маються на увазі КЗ, при яких сумарний вихідний струм інвертора перебуває в межах горизонтальної ділянки UI -характеристики.

У початковий момент короткого замикання вплив струму навантаження відсутній, і горизонтальна ділянка характеристики відповідає лише струму КЗ, який не повинен перевищувати 150% номінального струму інвертора при трифазних КЗ, і 300% номінального струму інвертора при однофазних КЗ.

При розрахунку струмів для тривалих КЗ, розрахунковий струм КЗ з урахуванням впливу струму навантаження не повинен перевищувати 110% номінального струму інвертора для трифазних КЗ, і 220% для однофазних КЗ.

У протилежному випадку, розрахунок струму короткого замикання слід здійснювати за методикою, яка відповідає похилій ділянці UI-характеристики, тобто для ситуацій, коли КЗ триває деякий час.

При тривалих КЗ напруга на виході інвертора залишається постійною, дорівнюючи номінальному значенню.

Тому струм КЗ, як у початковий, так і в наступні періоди дорівнює:

$$I_{к.з.} = \frac{U_{\phi}}{R_k}; \quad (3.1.)$$

де: U_{ϕ} - номінальна фазна напруга; R_k - опір ланцюга КЗ (індуктивні опори ланцюга КЗ вкрай малі й ними можна зневажити).

Величина опору ланцюга КЗ « R_k » при розрахунку струмів вилучених КЗ може прийматися рівним опору жили кабелю – $R_{к6}$ для трифазних КЗ і подвоєному опору жили кабелю – $2R_{к6}$ – для однофазних КЗ.

При розрахунку мінімального значення струму КЗ варто враховувати перехідний опір електричної дуги.

Відповідно, приймається:

$$R_k = R_{к6} + R_d; \text{ для трифазних КЗ}$$

$$R_k = 2.2 R_{к6} + R_d; \text{ для однофазних КЗ}$$

Опір електричної дуги нелінійно залежить від струму КЗ і змінюється в процесі нагрівання кабелю й теплового спаду струму КЗ. Тому він не може бути однозначно представлене в розрахунковій схемі ланцюга КЗ, однак задовільне наближення можна одержати при заміні опору електричної дуги опором додаткового відрізка кабелю, рівного по довжині 30 % розрахункової довжини кабелю при трифазних КЗ і 10% - при однофазних КЗ.

У зв'язку із цим, у розрахунках мінімальних значень струмів КЗ опір ланцюга КЗ приймається:

$$R_K = 1.3 R_{KB} ; \text{ для трьохфазних КЗ } \quad (3.2.)$$

$$R_K = 2,2 R_{KB} ; \text{ для однофазних КЗ } \quad (3.3)$$

При обліку теплового спаду струму КЗ варто враховувати зміну опору жили кабелю при нагріванні.

Відома формула: $R_{KB} = \rho_{20} \frac{L}{S} \times [1 + 0.004(T - 20)] ;$

може бути наведена до більш зручного для розрахунків виду шляхом введення умовної розрахункової температури: $\theta = 230 + T;$

Відповідно: $R_{KB} = r_o \times \theta \frac{L}{S};$

де: $r_o = \frac{\rho}{250} .$

З урахуванням зробленої заміни, мінімальне значення струму КЗ у довільний момент часу визначається як:

$$I_{K.З.}^{(3)} = \frac{U_{\phi} \times S}{1.3 r_o \theta \times L} ; \text{ для трифазного КЗ } \quad (3.4)$$

$$I_{K.З.}^{(1)} = \frac{U_{\phi} \times S}{2.2 r_o \theta \times L} ; \text{ для трифазного КЗ } \quad (3.5)$$

Використання наведених формул стає універсальним за умови введення поняття розрахункової довжини кабелю, яка визначається як довжина умовного кабелю з таким самим опором, що й усього ланцюга короткого замикання.

Згідно з раніше наведеними визначеннями, розрахункова довжина залежить від типу КЗ та врахування опору електричної дуги. Відповідно, вона обчислюється як:

$$L_p = L ; \text{ при трифазному металевому КЗ;}$$

$$L_p = 2L ; \text{ при однофазному металевому КЗ;}$$

$$L_p = 1,3L ; \text{ при трифазному КЗ через дугу;}$$

$$L_p = 2,2L ; \text{ при однофазному КЗ через дугу.}$$

При введенні поняття розрахункової довжини розрахунок сталого струму КЗ може виконувати по єдиній формулі :

$$I_{K.З.} = \frac{U_{\phi} \times S}{r_o \theta \times L} ; \quad (3.6)$$

У найпростішому випадку, коли відсутній зовнішній опір джерела живлення, умовна температура кабельної жили « Θ » і час короткого замикання « t » пов'язані простими залежностями, які наведені в галузевому нормативному документі Міненерго України "Пристрої захисту приєднань системи постійного струму на електростанціях і підстанціях. Методика вибору й розрахунку захистів. ГKD-34,1997р." [16]. Ця методика була розроблена для випадку, коли ланцюг короткого замикання живиться від джерела нескінченної потужності в системі постійного струму, і повністю застосовна до розглянутого випадку.

Час нагрівання жили кабелю від початкової умовної температури « Θ_n » до поточної умовної температури « Θ » визначається вираженням:

$$t = \frac{C_k \times r_o \times L_p^2}{2 \times U_\phi^2} \times (\theta^2 - \theta_n^2); \quad (3.7)$$

Температура (умовна) нагрівання жили за заданий час існування КЗ – « t » визначається виразом:

$$\theta = \frac{U_\phi}{L_p} \sqrt{\frac{2}{C_k \times r_o}} \times \sqrt{t + t_n}; \quad (3.8)$$

де : $t_n = \frac{\theta_n^2 \times C_k \times r_o \times L_p^2}{2 \times U_\phi^2}$; C_k – погонна теплоємність жили кабелю .

Значення питомих величин, що входять у ці вираження , подібні:

а) для алюмінієвої жили:

$$r_o = 1.3 \times 10^{-4} \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м} \times \text{К}};$$

$$C_k = 2.46 \frac{\text{Дж}}{\text{мм}^2 \times \text{м} \times \text{К}};$$

б) для мідної жили:

$$r_o = 0.72 \times 10^{-4} \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м} \times \text{К}};$$

$$C_k = 3.5 \frac{\text{Дж}}{\text{мм}^2 \times \text{м} \times \text{К}};$$

Наведені формули не враховують віддачу тепла від жили кабелю в ізоляцію та навколишнє середовище, тому дають незначну похибку при малих інтервалах КЗ і значних перетинах жили кабелю.

При відношенні $t/S > 0,01$ варто враховувати віддачу тепла шляхом збільшення погонної теплоємності по формулі:

$$C_k^1 = C_k \left(1 + \sqrt{\frac{t}{s}} \right); \quad (3.9)$$

3.2. Розрахунок струмів близьких коротких замикань

Під близькими короткими замиканнями розуміються такі, при яких відбувається зниження вихідної напруги інвертора. У цьому випадку вихідні параметри інвертора визначаються похилою ділянкою UI-характеристики, що вимагає застосування спеціальної методики розрахунку.

Як зазначалося раніше, вибір методики (для вилученого чи близького КЗ) здійснюється на основі попередньо розрахованого значення струму короткого замикання, порівнюючи його з граничним струмом горизонтальної ділянки UI-характеристики.

Під час роботи на похилій ділянці UI-характеристики інвертор можна розглядати як комбінацію двох паралельно з'єднаних джерел: одного, що забезпечує незмінний струм (відповідає горизонтальній ділянці), та іншого, яке має потенціал, рівний ЕРС U_Φ і внутрішній опір, що визначається похилою ділянкою UI-характеристики.

Параметри схеми заміщення інвертора зручно представляти, увівши поняття «номінального опору»:

$$R_0 = \frac{U_\Phi}{I_H}; \quad (3.10)$$

де: I_H – номінальний струм інвертора.

Тоді внутрішній опір інвертора, обумовлений координатами початку й кінця похилої ділянки, дорівнює:

$$R_i = \frac{U_\Phi - 0}{(2 - 1,53)I_H} = 2,13 R_0; \quad \text{для трифазного навантаження} \quad (3.11)$$

$$R_i = \frac{U_\Phi - 0}{(4 - 3,06)I_H} = 1,06 R_0; \quad \text{для однофазного навантаження} \quad (3.12)$$

Комбінована схема заміщення інвертора може бути перетворена до більше простого виду – до одного джерела потужності із внутрішнім опором R_i але зі збільшеної еквівалентної Е Д С, рівної:

$$E = I_n \times R_i; \quad (3.13)$$

де : I_n - граничний вихідний струм інвертора.

Конкретні значення еквівалентної ЕРС, певні по наведеній формулі (3.12), однакові для випадків трифазного й однофазного навантаження й становлять:

$$E = 4.25 U_{\phi} \text{ (без обліку струму навантаження)}$$

При розрахунках струмів короткого замикання з урахуванням теплового спаду необхідно передбачити можливість зниження струму нижче граничного значення (1,53 або 3,06), що означає перехід на горизонтальну ділянку UI-характеристики та зміну методики розрахунку.

Таким чином, якщо розрахунковий струм короткого замикання виявляється меншим за граничне значення, розрахунок слід проводити в два етапи, використовуючи різні методики: до досягнення граничного струму, як для близьких КЗ, і після цього значення, як для вилучених КЗ: $E = 3.4 U_{\phi}$ (з урахуванням струму навантаження).

У цій частині роботи розглянуто методику розрахунку струмів короткого замикання для інверторів, зокрема з урахуванням теплових ефектів і зміни параметрів UI-характеристики при переході через граничне значення струму. Визначено важливість правильного вибору методики розрахунку в залежності від типу КЗ (близьке або вилучене).

Зазначено, що при зниженні струму короткого замикання нижче граничного значення необхідно застосовувати два етапи розрахунку: один для близьких КЗ до граничного струму і інший — для вилучених КЗ після цього значення.

3.3. Розрахунок струмів близьких КЗ на початковому етапі

На початковому етапі КЗ (до 20 мс) впливом струму навантаження можна зневажити й визначати його по формулі:

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{E}{R_i + R_k}; \quad (3.14)$$

Де: $E = 4.25 U_{\phi}$

Вхідна величина R_i у формулі, відповідно до вищевикладеного, становить для застосовуваних СБЖ на АЕС інверторів, відповідно, для трифазних і однофазних КЗ.

Для інвертора фірми "VARTA" G220D400/144.5/2rfg – WPD (100 кВА)

$$R_{i_{100}}^{(3)} = 2.13 \frac{230}{144.5} = 3.39 \text{ Ом}; R_{i_{100}}^{(1)} = 1.06 \frac{230}{144.5} = 1.69 \text{ Ом};$$

Опір ланцюга КЗ (R_k) визначається відповідно до викладеного раніше формул. Критичним є значення струму КЗ, при якому вихідна напруга інвертора знижується нижче $0.85 U_\phi$, і за умовою безперебійного живлення суміжних споживачів потрібне відключення КЗ за час, не більше 20 мс. Ці критичні значення рівні 160% номінального струму інвертора при трифазних КЗ і, відповідно, становлять:

$$I_{kk_{100}}^{(3)} = 1.6 \times 144.5 = 231 \text{ А}; I_{kk_{100}}^{(1)} = 3.2 \times 144.5 = 462 \text{ А}; \quad (\text{для інвертора 100кВА})$$
$$I_{kk_{160}}^{(3)} = 1.6 \times 231.9 = 371 \text{ А}; I_{kk_{160}}^{(1)} = 3.2 \times 231.9 = 742 \text{ А}; \quad (\text{для інвертора 160 кВА}).$$

Цим струмам відповідають критичні опори ланцюга КЗ:

$$R_{kk} = \frac{0.85 \times U_\phi}{I_{kk}};$$
$$R_{kk_{160}} = \frac{0.85 \times 230}{371} = 0.525 \text{ Ом}$$

При критичному струмі короткого замикання потужність, яку інвертор передає в ланцюг КЗ, а також процес нагрівання кабелю, визначаються лише прикладеною напругою і критичним опором ланцюга КЗ. Це означає, що нагрівання кабелю не залежить від конкретних параметрів, таких як довжина та перетин кабелю, а лише від їх співвідношення. Тобто, критичний опір визначає інтенсивність процесу нагрівання, а не фізичні характеристики самого кабелю.

Швидкість нагрівання кабелю залежить від його теплоємності, і максимальний ефект буде досягнутий у кабелі з найменшим об'ємом при критичному опорі. Це пояснюється тим, що кабель з меншим об'ємом здатний

швидше нагріватися, оскільки має меншу здатність накопичувати тепло. Водночас важливо враховувати, що інтенсивне нагрівання може призвести до руйнування ізоляції кабелю, що підвищує ризик подальших пошкоджень або навіть пожежі. Тому при проектуванні систем захисту від коротких замикань необхідно враховувати не лише електричні характеристики кабелю, але й його теплофізичні властивості.

У випадку великих струмів короткого замикання, які перевищують критичне значення, зростає ймовірність перегріву і механічного пошкодження кабелю, тому важливо застосовувати захисні пристрої, що своєчасно обмежують струм або вимикають ланцюг до того, як температура кабелю досягне небезпечних значень.

Таким кабелем у мережі 0.4 кВ СБЖ є контрольний кабель із мідними жилами, перетином 1,5 мм².

Найбільший розрахунковий погонний опір жили цього кабелю при температурі +35°C дорівнює $12,7 \times 10^{-3}$ Ом/м.

Критичному опору $R_{kk_{160}}$ відповідає критична довжина цього кабелю:

$$L_k = \frac{0.525}{12.7 \times 10^{-3}} = 41.3 \text{ м};$$

Нагрівання жили цього кабелю за гранично припустимий час відключення КЗ швидкодіючим захисним апаратом (20 мс) складає:

$$T_{\Delta} = \frac{(0.85 \times U_{\phi})^2 \times t_{кр}}{R_{kk_{160}} \times C_k \times S_k \times L_k} = \frac{(0.85 \times 230)^2 \times 20 \times 10^{-3}}{0.525 \times 3.5 \times 1.5 \times 41.3} = 6,70^{\circ}\text{C};$$

Нагрівання кабелів за інвертором потужністю 100 кВА буде відповідно, менше.

Таким чином, облік теплового спаду струму КЗ при перевірці умов спрацьовування швидкодіючих захисних апаратів не потрібний.

3.4. Розрахунок струмів близьких КЗ у сталому режимі

Як вказувалося, при часі існування КЗ більше 20мс потрібен облік впливу струму навантаження, що відповідно до формули (3.12) ураховується змінним

значенням еквівалентної ЕРС, рівної: $E = 3.4 U_{\phi}$.

В іншому струм КЗ визначається для будь-якого моменту часу по формулі (3.15), але зі зміною розрахункової величини ЕРС:

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{E}{R_i + R_k} = \frac{3.4 U_{\phi}}{R_i + R_k}; \quad (3.15)$$

Величини R_i і R_k визначаються відповідно до формул, що були проаналізовані раніше.

Облік теплового спаду струму КЗ у розглянутому випадку більше складний, чим розглянутий раніше, у зв'язку з наявністю додаткового незмінного опору (R_i) у розрахунковому ланцюзі КЗ.

Це вимагає розробки спеціальної методики, оскільки аналогічний випадок не розглянутий у відомих нормативних і методичних матеріалах [17,18].

Прийнявши позначення, одержимо поточне значення струму КЗ:

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{E}{R_i + r_0 \theta \times \frac{L_p}{S}};$$

Тепловиділення на 1 погонний метр жили кабелю можна визначити як:

$$Q_1 = R_1 I_{\text{к.з.}}^2;$$

де - $R_1 = r_0 \times \frac{\theta}{S}$ - опір 1 м жили кабелю при поточній температурі.

Підставивши вираження для $I_{\text{к.з.}}$ отримуємо :

$$Q_1 = r_0 \frac{\theta}{S} \times \frac{E^2}{\left(R_i + r_0 \times \theta \times \frac{L_p}{S}\right)^2};$$

Приріст температури жили кабелю дорівнює:

$$d\theta = \frac{Q_1}{C_k \times S} \times dt;$$

де: C_k - питома теплоємність провідникового матеріалу.

Відповідно:

$$d\theta = \frac{r_0 \times \theta}{C_k \times S^2} \times \frac{E^2}{\left(R_i + r_0 + \theta \times \frac{L_p}{S}\right)^2} dt;$$

Перетворивши, одержимо диференціальне рівняння 1-го порядку з розділеними змінними:

$$\frac{d\theta}{\theta} \times \left(R_i + r_0 \times \theta \times \frac{L_p}{S} \right)^2 = \frac{r_0 \times E^2}{c_k \times S^2} \times dt ;$$

Розкривши дужки, одержимо:

$$R_i^2 \times \frac{d\theta}{\theta} + \frac{2R_i r_0 L_p}{S} d\theta + \frac{r_0^2 L_p^2}{S^2} \times \theta \times d\theta = \frac{r_0 E^2}{c_k S^2} \times dt ;$$

Виконавши інтегрування обох частин і підставивши початкові умови ($t_n = 0$; $\theta_n = \theta_n$), одержимо:

$$R_i^2 \ln \frac{\theta}{\theta_n} + \frac{2R_i r_0 L_p}{S} (\theta - \theta_n) + \frac{r_0^2 L_p^2}{2S^2} \times (\theta^2 - \theta_n^2) = \frac{r_0 E^2}{c_k S^2} t ;$$

Звідси можна визначити час нагрівання жили кабелю довжиною L_p , і перетином S до заданої температури θ_k .

$$t_k = \frac{c_k S^2}{r_0 E^2} \left[R_i^2 \ln \frac{\theta_k}{\theta_n} + \frac{2R_i r_0 L_p}{S} (\theta_k - \theta_n) + \frac{r_0^2 L_p^2}{2S^2} (\theta_k^2 - \theta_n^2) \right]; \quad (3.16)$$

Точне теоретичне рішення зворотного завдання (визначення температури нагрівання жили за заданим часом існування КЗ) - неможливо, а пошуки наближених рішень виправдані тільки при необхідності великої кількості обчислень, що в цьому випадку не потрібно.

Так як відомо, що для живлення споживачів власних потреб АЕС використовуються такі мережі, як:

- мережа 6 кВ змінного струму, яка призначена для живлення електродвигунів потужністю більше 200 кВт і понижувальних трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;
- мережа 380/220 В змінного струму, що призначена для живлення електродвигунів потужністю до 200 кВт, систем освітлення та інших навантажень;
- мережі 380/220 і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю - призначені для живлення пристроїв електричного обігріву обладнання та трубопроводів першого та другого контурів;
- мережі надійного живлення 380 і 220 В змінного та 220 В постійного струму, призначені для живлення споживачів першої категорії надійності;
- мережі надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму – призначені для живлення споживачів другої категорії надійності.

На рис.3.1 наведена схема живлення споживачів власних потреб АЕС.

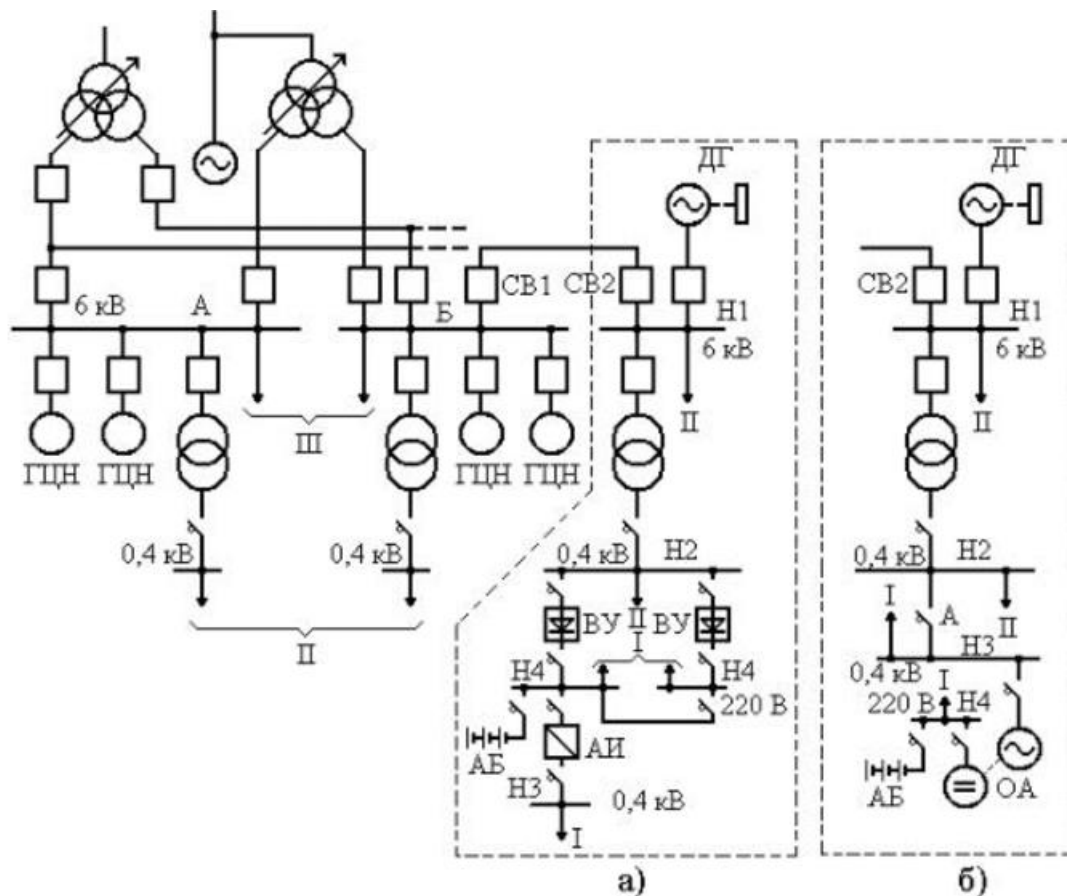


Рисунок 3.1 - Принципова схема електропостачання власних потреб АЕС із зв'язком між секціями змінної та постійної напруги:

а) – через випрямлячі та автоматичний інвертор; б) – через оборотний агрегат. I, II, III – споживачі першої, другої та третьої груп; ДГ – дизель-генератор; ВУ – випрямлячі; АІ- Автоматичний інвертор; ОА – оборотний агрегат; АБ – акумуляторна батарея; А та Б – секції нормального живлення; Н1, Н2, Н3, Н4 – секції живлення споживачів другої та першої груп; СВ1 та СВ2 – секційні вимикачі

Для електропостачання споживачів другої особливої групи кількість секцій на 6 кВ має відповідати числу систем безпеки АЕС. Секції повинні підключатися до джерела (секцій) нормального живлення через послідовно включені вимикачі СВ1 та СВ2 (рис. 3.1). До секцій Н1 за схемою автоматичного введення резерву підключаються дизель-генератори (ДГ). За наявності трьох систем безпеки склад механізмів власних потреб, підключених до кожної секції надійного живлення, і

потужність кожного ДГ повинні забезпечувати аварійне розхолодження реактора за будь-якого виду аварії, отже, потужність кожного ДГ повинна бути розрахована на покриття 100% навантаження однієї системи безпеки. Взаємне резервування ДГ не передбачається.

Споживачі першої особливої групи надійності живляться від складання щитів постійного струму Н4, які, у свою чергу, отримують живлення від мережі 0,4 кВ через статичні перетворювачі постійного струму у змінний. Для резервування споживачів СУЗ використовують додаткову акумуляторну батарею (АБ). Випрямлячі ВУ виконують роль підзарядного та зарядного пристроїв для АБ. Автоматичні інвертори (АІ), ВУ та АБ є агрегатом безперебійного живлення (АБЖ).

Для живлення споживачів машинного залу АЕС та деаераторної передбачається чотири блокові секції 0,4 кВ. Резервне живлення останніх здійснюється від окремого трансформатора сусіднього блоку, який забезпечує запуск відповідальних електродвигунів за збереження обладнання та роботу засобів пожежогасіння.

При аварії надійне живлення відповідальних споживачів машинного залу та деаераторного здійснюється від окремого (четвертого) ДГ. Три масляні насоси системи ущільнення валу генератора живляться від трьох систем надійного живлення.

У нормальному режимі роботи споживачі першої групи одержують електропостачання від шин надійного живлення Н2 через ВП та АІ. Зв'язок між секціями надійного живлення змінної та постійної напруги може бути здійснений оборотним агрегатом, який складається з машини постійного струму та синхронної машини, що знаходяться на одному валу.

Оборотний агрегат працює в режимі "синхронний двигун - генератор постійного струму" і є підзарядним агрегатом АБ також, як і ВУ в схемі, показаній на рис.3.1,а. При зникненні напруги змінного струму на секції Н2 синхронний двигун – генератор постійного струму автоматично відокремлюється від секції Н3, і оборотний агрегат переходить у режим "двигун постійного струму

– синхронний генератор", забезпечуючи живлення споживачів першої групи на змінній напрузі від АБ.

Трансформатор живлення, випрямляч і автоматичний інвертор в комплекті з акумуляторною батареєю складають агрегат безперебійного живлення, який і розглядався у цій роботі. На реакторному блоці встановлюють п'ять комплектів агрегатів безперебійного живлення: три – для трьох систем безпеки та по одному – для живлення загального блочного навантаження та навантаження інформаційно-обчислювального комплексу. Всі агрегати безперебійного живлення працюють окремо і не мають взаємного резервування, а ті, що належать до системи безпеки, мають різні шини рухового навантаження та навантаження управління з метою виключення впливу двигунів на систему управління.

Електропостачання електродвигунів ДЦН з великими маховими масами здійснюється від секцій А та Б (6 кВ), а також споживачів третьої групи.

При аварійному розхолодженні, ГЦН з великою енергією махових мас використовується для циркуляції теплоносія в необхідному об'ємі, та при втраті живлення, не можуть забезпечити аварійного розхолодження реактора. У цьому випадку застосовується схема електропостачання ГЦН, яка наведена на рис.3.2.

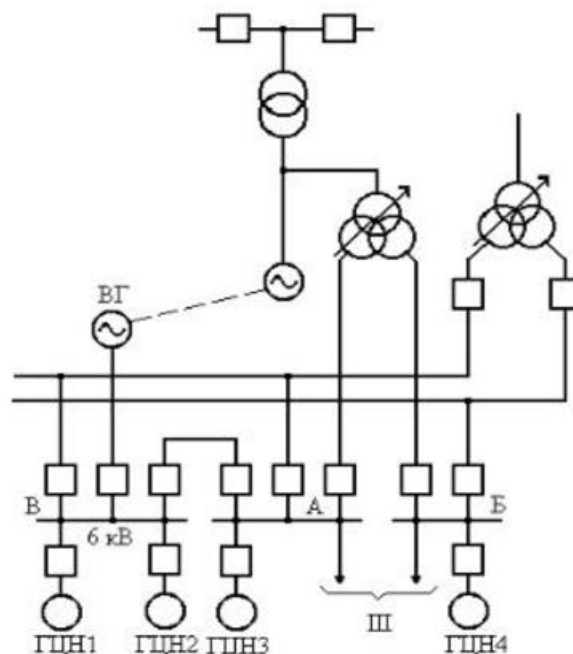


Рисунок 3.2 - Принципова схема електропостачання ГЦН із малими маховими масами під час використання допоміжного генератора

У нормальному режимі працюють всі чотири двигуни ГЦН1 - ГЦН4, причому ГЦН1 і ГЦН2 отримують живлення від додаткової секції (6кВ) і забезпечують в аварійному режимі розхолодження реактора. Для цього до секції підключається допоміжний генератор (ДГ), що знаходиться на одному валу з основним генератором. Енергія вибігу турбогенератора через ДГ використовується для роботи двигунів ГЦН1 та ГЦН2. Для більш тривалої підтримки напруги на двигунах ГЦН1 і ГЦН2 при турбогенераторі, що вибігає, ДГ має багатоступінчасте форсування збудження.

Надійність АБЖ-2 практично визначається надійністю перемикаючого пристрою, так ймовірність одночасної відмови інвертора і відключення джерела, що живить обвідний ланцюг, зневажливо мала порівняно з відмовою перемикаючого пристрою. Статичні та динамічні характеристики АБЖ-2 визначаються як інвертором, так і мережею. АБЖ-2 може допускати навантаження більше граничної потужності інвертора. Для цього при перевантаженнях (пуск двигуна, включення трансформатора) живлення споживача перекладається на мережу, потужність якої більша за потужність інвертора. Для виключення кидків пускових струмів при перемиканні джерел автономні інвертори повинні працювати синхронно та синфазно з мережею.

У системах гарантованого електропостачання застосовуються і АБЖ-2, у яких основним режимом є живлення навантаження від мережі, а інвертор працює на холостому ході. При порушенні якості напруги в мережі живлення навантаження переводиться на інвертор за допомогою перемикаючого пристрою. Такий АБЖ-2 класифікується як одиничний АБЖ з обвідним ланцюгом та активним станом готовності перетворювача до роботи.

Таким чином, підвищення надійності системи безперебійного живлення власних потреб станції є критично важливим для забезпечення стабільної роботи обладнання та запобігання аварійним ситуаціям. Надійна АБЖ гарантує безперервність роботи ключових систем навіть у разі збоїв в основному енергопостачанні, що є особливо важливим для енергетичних об'єктів.

Розрахунок струмів короткого замикання при цьому є невід'ємною частиною проєктування та експлуатації таких систем. Він дозволяє оцінити максимальні навантаження на обладнання, правильно вибрати елементи захисту та уникнути їх перевантаження або пошкодження. Це забезпечує не лише ефективність роботи системи, але й підвищує її довговічність та енергетичну безпеку.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

Особливої уваги вимагає облік струму навантаження при однофазних коротких замиканнях, оскільки в цьому випадку відбувається зміщення струму трифазного навантаження, що має місце лише в одній фазі, чого не передбачають стандартні UI-характеристики.

Для правильного врахування струму трифазного навантаження в умовах однофазного КЗ, необхідно здійснити його перерахунок до еквівалентного однофазного струму. Згідно з співвідношенням між струмовими координатами трифазних та однофазних UI-характеристик, еквівалентний струм буде вдвічі більшим за струм трифазного навантаження. Це дозволяє забезпечити коректний розрахунок струмів і їх вплив на систему при однофазних коротких замиканнях.

Розглянуто методику розрахунку струмів короткого замикання для інверторів, зокрема з урахуванням теплових ефектів і зміни параметрів UI-характеристики при переході через граничне значення струму. Визначено важливість правильного вибору методики розрахунку в залежності від типу КЗ (близьке або вилучене).

Зазначено, що при зниженні струму короткого замикання нижче граничного значення необхідно застосовувати два етапи розрахунку: один для близьких КЗ до граничного струму і інший — для вилучених КЗ після цього значення.

Зазначено, що облік теплового спаду струму КЗ при перевірці умов спрацьовування швидкодіючих захисних апаратів не потрібний.

Підвищення надійності системи безперебійного живлення власних потреб станції є критично важливим для забезпечення стабільної роботи обладнання та запобігання аварійним ситуаціям. Надійна АБЖ гарантує безперервність роботи ключових систем навіть у разі збоїв в основному енергопостачанні, що є особливо важливим для енергетичних об'єктів.

Розрахунок струмів короткого замикання при цьому є невід'ємною частиною проєктування та експлуатації таких систем. Він дозволяє оцінити

максимальні навантаження на обладнання, правильно вибрати елементи захисту та уникнути їх перевантаження або пошкодження. Це забезпечує не лише ефективність роботи системи, але й підвищує її довговічність та енергетичну безпеку.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ:

Підвищення надійності електропостачання досягається шляхом доповнення АБЖ обвідною лінією та перемикаючим пристроєм, що дозволяє подавати живлення на навантаження напряму від мережі змінного струму у разі відмови перетворювачів. Різні модифікації АБЖ забезпечують гнучкість у виборі конфігурації залежно від технічних вимог та умов експлуатації.

Використання АБЖ забезпечує надійне живлення навантаження з автоматичним переходом на резервну мережу при відхиленнях напруги або коротких замиканнях. Система забезпечує стабільність вихідних параметрів і мінімальні перерви в живленні завдяки швидкому перемиканню між основною та резервною мережею.

Перехід на резервне живлення відбувається без значних відхилень вихідних напруги і струмів, що гарантує безперервну роботу навантаження навіть у разі аварійних ситуацій.

Було також проаналізовано основні вимоги до структури СБЖ, здійснено вибір схеми й характеристик інвертора, визначено та проаналізовано статичні та динамічні характеристики.

Ремонтна обвідна лінія, що входить до складу СБЖ або АБЖ, забезпечує безперервне живлення навантаження під час ремонтних робіт інвертора та ПК. Вона дозволяє вручну перемикати навантаження до резервного входу змінного струму, обходячи інвертор, що гарантує відсутність перерв у постачанні енергії при необхідності виконання технічного обслуговування.

Збільшення імпульсів струму нелінійного навантаження призводить до деформації вихідної напруги інвертора, що вимагає обмеження коефіцієнта амплітуди (хрест-фактор). За сучасними стандартами цей коефіцієнт не повинен перевищувати 3,5 при спотворенні напруги не більше 10%. При таких обмеженнях потужність нелінійного навантаження може дорівнювати потужності інвертора, а без точних даних її можна оцінити як 40% потужності інвертора.

Також було розглянуто роботу інвертора на лінійне й нелінійне навантаження, обґрунтовані розрахункові режими КЗ: для вибору параметрів

мережі безперебійного живлення; за інвертором при його роботі в нормальному режимі разом з резервною мережею; за інвертором при його роботі в автономному режимі.

При розрахунку струмів КЗ треба враховувати, що в ланцюгах живлення трифазних споживачів необхідно розглядати як трифазні, так і однофазні короткі замикання.

Особливої уваги вимагає облік струму навантаження при однофазних коротких замиканнях, оскільки в цьому випадку відбувається зміщення струму трифазного навантаження, що має місце лише в одній фазі, чого не передбачають стандартні UI-характеристики.

Для правильного врахування струму трифазного навантаження в умовах однофазного КЗ, необхідно здійснити його перерахунок до еквівалентного однофазного струму. Згідно з співвідношенням між струмовими координатами трифазних та однофазних UI-характеристик, еквівалентний струм буде вдвічі більшим за струм трифазного навантаження. Це дозволяє забезпечити коректний розрахунок струмів і їх вплив на систему при однофазних коротких замиканнях.

Розглянуто методику розрахунку струмів короткого замикання для інверторів, зокрема з урахуванням теплових ефектів і зміни параметрів UI-характеристики при переході через граничне значення струму. Визначено важливість правильного вибору методики розрахунку в залежності від типу КЗ (близьке або вилучене).

Зазначено, що при зниженні струму короткого замикання нижче граничного значення необхідно застосовувати два етапи розрахунку: один для близьких КЗ до граничного струму і інший — для вилучених КЗ після цього значення. Підвищення надійності системи безперебійного живлення власних потреб станції є критично важливим для забезпечення стабільної роботи обладнання та запобігання аварійним ситуаціям. Надійна АБЖ гарантує безперервність роботи ключових систем навіть у разі збоїв в основному енергопостачанні, що є особливо важливим для енергетичних об'єктів.

Розрахунок струмів короткого замикання при цьому є невід'ємною частиною проєктування та експлуатації таких систем. Він дозволяє оцінити

максимальні навантаження на обладнання, правильно вибрати елементи захисту та уникнути їх перевантаження або пошкодження. Це забезпечує не лише ефективність роботи системи, але й підвищує її довговічність та енергетичну безпеку.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ:

1. В.С. Костишин, М.Й.Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.
2. В.М. Гаряжа, А.О. Карюк В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.З.
3. MCDONALD, John D. Electric power substations engineering. CRC press, 2016.
4. DRBAL, Larry; WESTRA, Kayla; BOSTON, Pat (ed.). Power plant engineering. Springer Science & Business Media, 2016.
5. Рубаненко О.Є., Лесько В.О., Рубаненко О.О. Програмно-логічні моделі мікропроцесорного пристрою захисту SPAC 801. - Вінниця: ВНТУ, 2018. 134 с.
6. Національна енергетична компанія «Укренерго». Режим доступу: www.ukrenergo.energy.gov.ua.
7. Офіційний сайт компанії «Енергоавтоматизація». Режим доступу: www.enera.com.ua.
8. Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А. Застосування енергетичного аудиту з метою зниження рівня споживання паливно-енергетичних ресурсів тяговим рухомим складом залізниць. Тези стендових доповідей та виступів учасників 32-ї міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті» (Харків, 24–25 жовтня 2019 р.). Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. Харків: УкрДУЗТ, 2019. № 4 (додаток). С. 13–14.
9. Хоменко І. В., Стасюк І. В. Енергетична безпека України. Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Харків, 2019. Вип. 37. С. 64–66.
10. Хоменко І. В., Піскурьов М. Ф., Стасюк І. В. До питання компенсації реактивної потужності. Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Харків: НТУ «ХПІ», 2018. № 32. С. 71–76. DOI: 10.20998/2079-3944.2018.32.13.

11. Nerubatskyi V. P., Hordiienko D. A. Intellectual system of traction power supply of electric rolling stock. Матеріали IV міжнародної науково-практичної конференції «Прикладні науково-технічні дослідження» (Івано-Франківськ, 01–03 квітня 2020 р.). Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2020. С. 111–113.
12. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D., Khoruzhevskyi H. Study of energy parameters in alternative power source microgrid systems with multi-level inverters. International scientific journal «Industry 4.0». 2020. Vol. 5. Issue 3. P. 118–121.
13. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Ananieva O., Zinchenko O. Analysis of the Smart Grid concept for DC power supply systems. International scientific journal «Industry 4.0». Chakraborty A., Maria D. Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids. Ilic–Springer. N. Y., 2017. 363 p.
14. Kramer A. On-Load Top-Changers for Transformers. Operations Principles, Applications and Selection. MR-Publication, Regensburg, 2018. P. 172–230.». 2019. Vol. 4. Issue 4. P. 179–182.
15. Franke M., Mrech H. Analysis on a RRSRM with his Nonlinear Magnetic Properties. 54 IWK, Ilmenau, Germany. 2019.
16. Simonetti D., Sebastian J., Uceda J. Single-Switch Three-Phase Power Factor Preregulator Under Variable Switching Frequency and Discontinuous Input Current. Conference Record IEEE PESC. 2017. P. 657–662.
17. Gataric S., Boroyevich D., Lee F. C. Soft-Switched Single-Switch ThreePhase Rectifier with Power Factor Correction. Conference Record IEEE APEC. 2024. P. 738–744.
18. Malesani L., Tenti P. Three-phase AC/DC PWM converter with sinusoidal AC currents and minimum filter requirements. IEEE Trans. Ind. Appl. 2023. Vol. IA23. No. 1. P. 71–77.