

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) О. КОЛЛАРОВ
(ініціали, прізвище)
«___» _____ 2022 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Розробка системи керування насосною установкою з живленням від
фотоелектричної системи

Виконав студент 4 курсу, групи ЕЛК-18
(шифр групи)
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
підготовки електромеханіка
(шифр і назва спеціальності підготовки)

Євгеній ФЕДОРОВСЬКИЙ
(ім'я та прізвище) _____ (підпис)

Керівник ст. викл. каф. ЕлІн, П. БЕЛИЦЬКИЙ
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище) _____ (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище) _____ (підпис)

Нормоконтроль:

(підпис) О. ЛЮБИМЕНКО
02.06.2022
(дата)

Засвідчую, що у цій випускній
кваліфікаційній роботі немає
запозичень з праць інших авторів
без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)
02.06.2022
(дата)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Євгенію ФЕДОРОВСЬКОМУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Розробка системи керування насосною установкою
з живленням від фотоелектричної системи

керівник роботи Павло БЕЛИЦЬКИЙ

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 02 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Вхідна подача $Q_{вх} = 64,86 \text{ м}^3/\text{год}$, робочий
напір $H = 84 \text{ м}$, робочий тиск установки $10,4 \text{ бар}$

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

1. Аналіз об'єкта дослідження

2. Розрахунок електропривода насоса

3. Розрахунок фотоелектричної станції

4. Розробка питань з охорони праці

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

Вісім слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 3	П. БЕЛИЦЬКИЙ, ст. викл. ЕлІн		
Розділи 4	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф. ЕлІн		
Нормоконтроль	О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.		

7. Дата видачі завдання 05 травня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	03.05.22 – 10.05.22	
2.	Розділ 2	11.05.22 – 22.05.22	
3.	Розділ 3	23.05.22 – 27.05.22	
4.	Розділ 4	28.05.22 – 06.06.22	
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Євгеній ФЕДОРОВСЬКИЙ
(ім'я та прізвище)

Керівник
роботи _____
(підпис)

Павло БЕЛИЦЬКИЙ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Є. ФЕДОРОВСЬКИЙ, Розробка системи керування насосною установкою з живленням від фотоелектричної системи / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» – ДВНЗ ДонНТУ, м. Луцьк, 2022 рік.

У виконаній кваліфікаційній роботі був проведений аналіз об'єкта дослідження, вивчені види сонячних електростанцій, їх переваги та недоліки, розглянутий принцип роботи відцентрового насосу, зроблений вибір насосу високого тиску. Для дослідження електроприводу насосної установки проведено обґрунтування та вибір системи електроприводу, розрахований і вибраний перетворювач частоти, складена та промодельована структурна схема перетворювач частоти – асинхронний двигун із ПІ-регулятором струму та ПІ-регулятором швидкості. З метою організації системи електроживлення проведений розрахунок фотоелектричної станції. Для цього вибраний кут нахилу модулів відносно горизонту, розрахована інтенсивність сонячного випромінювання, проведений вибір необхідного обладнання.

Ключові слова: насосна установка, регулятор швидкості, система підпорядкованого керування, перетворювач частоти, електропривод, відцентровий насос, асинхронний двигун, фотоелектрична станція, інвертор

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ	8
1.1 Види сонячних електростанцій.....	8
1.2 Переваги та недоліки автономних фотоелектричних станцій.....	10
1.3 Принцип роботи відцентрового насосу	11
1.4 Вибір насосу високого тиску	13
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСА	16
2.1 Обґрунтування та вибір системи електроприводу	16
2.2 Розрахунок і вибір перетворювача частоти.....	23
2.3 Визначення системи керування та моделювання режимів роботи установки.....	27
2.4 Моделювання режимів роботи насосної установки	29
3 РОЗРАХУНОК ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	39
3.1 Методи вибору кута нахилу фотомодулів відносно горизонту	40
3.2 Розрахунок інтенсивності сонячного випромінювання на нахилену поверхню	43
3.3 Основні теоретичні відомості для розрахунку СЕС.....	45
3.4 Вибір обладнання	48
ВИСНОВКИ.....	59
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	60
ДОДАТОК А ОХОРОНА ПРАЦІ	61

ВСТУП

Використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НіВДЕ) у світовій спільноті займає місце серед найбільш перспективних шляхів подолання зростаючих проблем енергозабезпечення. Невичерпна ресурсна бази та екологічність НіВДЕ становлять визначальні переваги в умовах вичерпності викопних паливних ресурсів органічного походження та зростаючого ступеня забруднення навколишнього середовища.

НіВДЕ останнім часом знаходяться серед важливих критеріїв сталого розвитку світової спільноти. Проводиться пошук нових і вдосконалення наявних технологій, виведення їх до економічно обґрунтованого рівня та розширення сфер використання. Серед головних причин такої уваги є також прогресуюче удорожчання їх ціни, низька ефективність і недосконалість технологій їх використання, шкідливий вплив на навколишнє середовище, наслідками чого все переймається світове співтовариство.

Альтернативна енергетика перебуває серед базових напрямків розвитку технологій в світі, поряд з інформаційними та високими технологіями вона постає важливою частиною нового постіндустріального технологічного укладу. На сьогодні частка НіВДЕ у виробництві енергії в світі все ще є незначною (близько 14%), але потенціал до їх розширення істотно перевищує рівень світового споживання паливно-енергетичних ресурсів. Темп зростання обсягів виробництва енергії за рахунок НіВДЕ також у значній мірі перевищують аналогічні для традиційних джерел енергії. Так, в наступні 10 років очікуване щорічне зростання світового виробництва електроенергії традиційної енергетики складає 2,8%, а електроенергії від НіВДЕ – 9,2%.

До НіВДЕ відносяться природні джерела теплоти, як то: сонячна радіація, вітер, вода природних і штучних водойм (річок, морів, океанів, озер, водосховищ) і підземні води (грунтові, , термальні артезіанські, а також,

відповідно, техногенні джерела теплоти, такі як: вентиляційні викиди споруд, каналізаційні стоки, промислові скиди.

Україна має значний потенціал НІВДЕ, який є багатократно вищим за очікувані рівні споживання теплової енергії у всіх секторах економіки країни. До того ж, питання ефективності використання традиційних джерел енергії в Україні стоїть ще гостріше, аніж в світі або країнах ЄС. Серед основних причин цього називають застарілі технології, вичерпання ресурсів використання основних фондів генерації електроенергії та теплоти, вкупі з невисокою ефективністю використання палива веде до істотних обсягів шкідливих викидів. Втрати під час транспортування, розподілу та використання електричної енергії та теплоти, а також практично монопольна залежність від імпорту енергоносіїв додають проблем у ситуацію на енергетичних ринках країни.

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Види сонячних електростанцій

У минулому столітті один з найпоширеніших хімічних елементів на Землі кремній дав змогу зробити глобальну революцію в енергетичній сфері. Його властивості дозволили людству перетворювати сонячне світло в електроенергію. Зокрема, це дало старт процесу розвитку і становлення альтернативної енергетики. З кристалів кремнію формують сонячні батареї, а фотоелектричні модулі, в свою чергу, складають основу сонячної електростанції (СЕС). Все частіше можна побачити СЕС на полях, дахах і ділянках приватних домогосподарств.

На теперішній час, з кристалічних панелей формуються три типи станцій: мережеві, автономні і гібридні. Далі більш детально розглянемо такі види станцій, на які припадає основний попит:

Мережева електрична станція

Даний вид СЕС найбільш вигідний з економічної точки зору. Станція істотним чином знизить комунальні витрати споживача. Проте, мережева станція не може надати автономність. Через те, що для забезпечення безперебійного живлення будинку, однієї генерації сонячних панелей недостатньо. Додатково необхідно подбати про акумулювання надлишків енергії. З огляду на те, що конструкція мережевої станції не передбачає наявності акумуляторів, то весь надлишок буде йти в загальну мережу.

Автономна електрична станція

Головна відмінність від мережевої, в автономній станції полягає в тому, що вона може забезпечити безперебійне живлення будинку. На додачу до стандартної установки, конструкція станції передбачає наявність акумулюючих систем. Отже, вдень і при хорошій інсоляції, станція буде генерувати електроенергію для особистого споживання, а надлишки направляти на

заряджання акумуляторів. Це дасть домогосподарству необхідний рівень електропостачання у темний час доби та при аварійних вимиканнях світла.

Автономні станції підрозділяються на 2 типи: резервні та повністю автономні.

Резервні станції, окрім акумулюючих систем під'єднані до загальної мережі. Тому, коли в акумуляторах низький заряд, а СЕС виробляє недостатньо енергії – власник домогосподарства має змогу користуватися електрикою із загальної мережі.

На противагу резервній, повністю автономна станція передбачає повну енергонезалежність будинку. Дім жодним чином не під'єднаний до мережі, а його енергопостачання забезпечується СЕС та потужними акумулюючими системами. Цінова категорія на даний вид станції найвища. Оскільки тут потрібна велика електростанція, в яку входить досить велика кількість фотоелектричних модулів, ємні акумулятори та додаткове обладнання, що дозволить коректно функціонувати СЕС. Проте, не дивлячись на високий ціnnик, резервним та автономним сонячним електростанціям немає заміни в тих регіонах, де відсутня електрика або відбуваються часті перебої в мережі.

Гібридна електрична станція

У цьому типі станції передбачається використання комбінованих джерел відновлюваної енергії, а також вона може поєднувати в собі властивості як резервної, так і мережевої СЕС. При високому рівні інсоляції та за правильного підбору потужності, об'єм виробленої електроенергії станції буде покривати особисте споживання та паралельно заряджатиме акумуляторну збірку. Із досягненням необхідного рівня заряду акумуляторних батарей, надлишок енергії спрямовуватиметься у загальну мережу з метою продажу. Ця станція достатньо багатofункціональна, оскільки за низького ступеня сонячного опромінення, низька генерацію може компенсуватись за рахунок інших автономних генераторів електричної енергії.



Рисунок 1 – Автономна резервна сонячна електростанція

1.2 Переваги та недоліки автономних фотоелектричних станцій

Автономні СЕС забезпечують гарантоване енергозбереження незалежно від енергомережі. Генеруючі можливості навіть у випадку найпростіших домашніх станцій є достатнім для того, аби забезпечити домашні потреби – живлення холодильника, світлодіодного освітлення, комп'ютерної та мобільної техніки, теплового насосу. Якщо є потреба у більшому запасі електроенергії, існує можливість для розширення системи, додатково приєднуючи сонячні батареї, акумуляторні батареї, або на додачу встановити більш потужну станцію.

Автономні фотоелектричні станції можуть бути основним джерелом електроенергії або джерелом безперебійного електропостачання. Вони незамінні у тих місцевостях, де відсутня можливість під'єднатись до мережі загального користування, проте є потреба в надійному джерелі електричної енергії стабільної якості.

Автономна сонячна електростанція – цілком незалежна електростанція, яка генерує електроенергію для власних потреб об'єктів, які не підключені до загальної мережі живлення, а також для забезпечення резервного електропостачання. Станція перетворює сонячну радіацію в електроенергію та постачає її безпосередньо в внутрішню мережу об'єкту, а надлишки надходять в акумулятори. Автономні сонячні станції можуть використовуватися як єдине джерело електричної енергії, а у випадку використання гібридного інвертора система може забезпечити не лише автономність, але й продаж в мережі за "зеленим" тарифом.

Основні переваги автономної фотоелектричної станції:

1. Автономність і безперебійність;
2. Невичерпний ресурс сонячної енергії
3. Безпека для навколишнього середовища;
4. Безшумна експлуатація
5. Довгий термін служби – більше 25 років;
6. Простота та економічність обслуговування;
7. Значна економія при постійно "зростаючих" тарифах;
8. Додатковий дохід від продажу електроенергії в мережу.

Недоліки автономних сонячних електростанцій:

1. Висока вартість обладнання;
2. Генерація залежить від погоди і часу доби;
3. Займає велику площу;
4. Вибагливість до умов навколишнього середовища;
5. Зниження ККД з нагріванням фотоелектричних модулів.

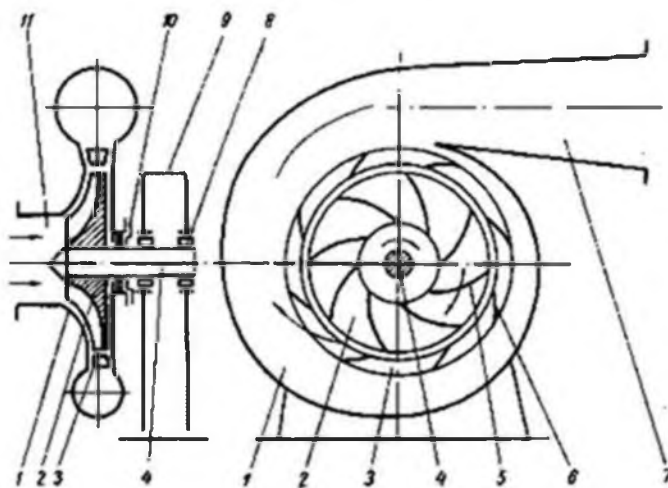
1.3 Принцип роботи відцентрового насосу

Центральним механізмом насосної установки є відцентровий багатоступінчатий насос (рис. 2). Принцип роботи відцентрового агрегату

полягає в наступному: коли корпус помпи наповнюється рідиною, через всмоктуючий патрубок починає обертатися колесо-крильчатка, чим створює відцентрову силу, що відштовхує рідину від центру колеса на периферію. В цьому місці виникає зона підвищеного тиску, яка виштовхує рідину в напірну трубу.[1]

Робоче колесо з лопатками поміщається у спіральному корпусі насоса. При обертанні колеса двигуном рідина, що надходить до центру колеса із забірного резервуара по всмоктуючому трубопроводу через відкриту засувку, відцентровими силами викидається по лопатях на периферію корпусу. Як результат: в центрі робочого колеса створюється зона розрідження, рідина затягується в насос, знову викидається і потім подається в напірний трубопровід. Отже, в системі за відкритої засувки відбувається безперервний перебіг, а відцентровий насос має рівномірний хід.

Перед стартом відцентровий насос потрібно заповнити рідиною. Насос може бути нижче або вище рівня рідини. Якщо він розташовується нижче рівня, то для його заливки можна просто відкрити вентиль засувки.



1 – робоча камера; 2 – робоче колесо; 3 – направляючий апарат; 4 – вал; 5 – лопатка робочого колеса; 6 – лопатка направляючого апарата; 7 – нагнітальний патрубок; 8 – підшипник; 9 – корпус насоса (опорна стійка); 10 – гідравлічне торцеве ущільнення вала (сальник); 11 – всмоктуючий патрубок.

Рисунок 2 – Принципова схема відцентрового насоса

На робочому колесі розташовані лопатки (лопаті) складної форми. Рідина підходить до робочого колеса через осі його обертання, після цього прямує в канал і потрапляє у відведення. Відведення призначене для збору рідини, що надходить з робочого колеса, та для перетворення кінетичної енергії потоку води(рідини) в потенційну енергію, в тому числі в енергію тиску. Зазначене вище перетворення енергії має проходити за мінімальних гідравлічних втрат, чого досягають спеціальною формою відведення.

1.4 Вибір насосу високого тиску

Для роботи мембранного елементу установки зворотного осмоу необхідно забезпечити вхідну подачу на рівні $Q_{\text{вх}} = 64,86 \text{ м}^3/\text{год}$ та робочий тиск установки (10,4 бар). Враховуємо також особливості технологічного процесу: на вхід установки вода надходить під тиском 2 бар, а очищена після цього вода зливається в бак звідки вона подається прямо до будинку за допомогою насосної станції. Беручи це до уваги статичний напір системи знаходиться, як різниця між рівнем води у баку, та рівнем води забору води насосом високого тиску ($H_{\text{ст}} = 2 \text{ м}$).

За відповідним значенням вхідної подачі ($Q_{\text{вх}} = 64,86 \text{ м}^3/\text{год}$) та робочим напором ($H = 84 \text{ м}$) підбираємо відцентровий багатоступеневий насос високого тиску від фірми Grundfos CR 64-4-1 A-F-A-V-HQQV. Його паспортні дані якого зведені до табл. 1 для робочої точки, габаритні розміри на рис. 3.

Маємо зауважити, що тиск води, з яким вона подається в насос, може доходити до 5 бар.

Таблиця 1 – Паспортні дані CR 64-4-1

Назва	CR 64-4-1
Номінальна частота обертання валу	2947
Номінальні витрати, м ³ /год	64
Номінальний напір, м	83.9
Максимальний напір	109.3
Ступені	4
Діаметр всмоктуючого патрубка	DN100
Діаметр напірного патрубка	DN100
Номінальна потужність P2, кВт	22

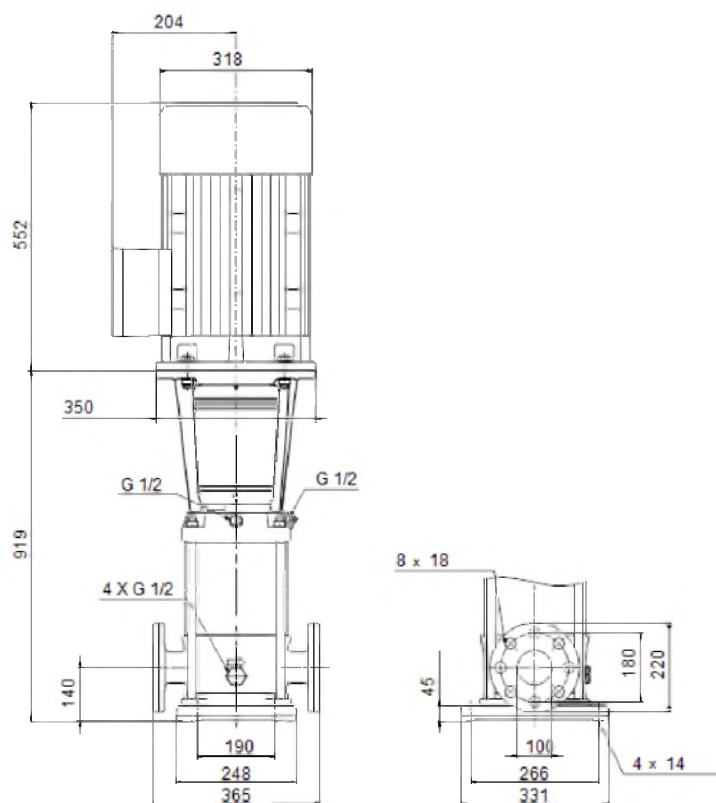


Рисунок 3 – Габаритні розміри насосу CR 64-4-1



Рисунок 4 – Зовнішній вигляд насосу високого тиску

Приводом насоса є асинхронний 3-фазний електричний двигун на лапах, із повітряним охолодженням.

Побудуємо характеристику мережі та напірну характеристику насосу (рис. 1.13) користуючись додатком, що надає виробник на своєму сайті внісши параметри води, необхідний напір, подачу та статичний підпір системи при напрузі у мережі 380 В та частоті 50 Гц.

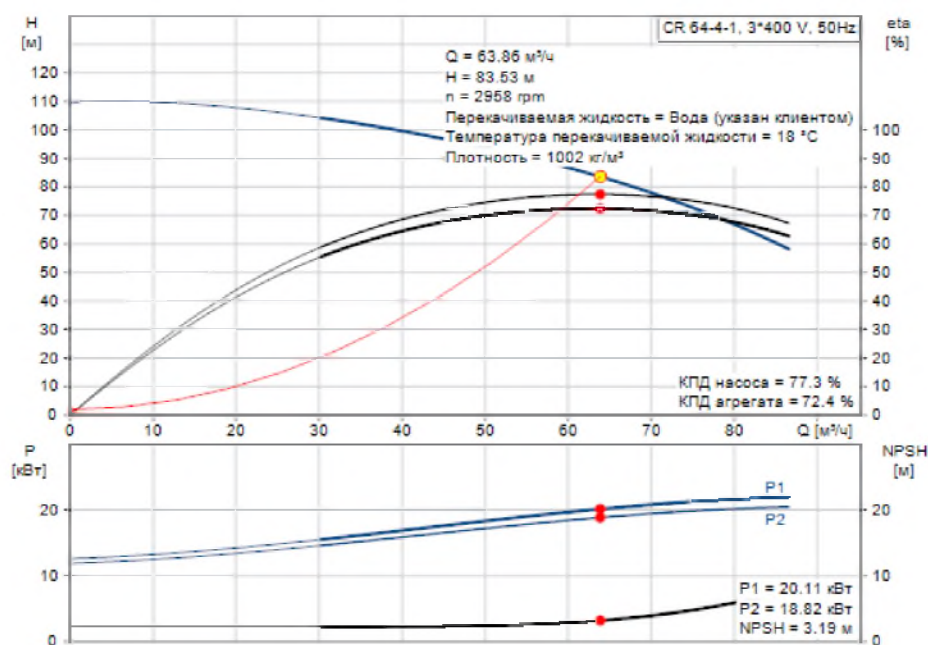


Рисунок 5 – Характеристики насосу CR 64-4-1

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСА

2.1 Обґрунтування та вибір системи електроприводу

2.1.1 Регулювання режимів роботи насосної станції

Для забезпечення необхідного режиму роботи насосу при змінах умов роботи необхідно регулювати режими роботи насосних установок. Ця задача може бути розділена на два підходи:

- регулювання гідравлічних режимів роботи насосів,
- регулювання енергетичної ефективності роботи устаткування насосу.

Для відцентрових насосних установок можуть застосовуватись такі способи регулювання подачі рідини й тиску: дроселювання трубопроводу; перепуск частини потоку рідини з вихідного у вхідний патрубок насоса, відключення або підключення насосів (ступінчате регулювання); зміна частоти обертання робочого колеса насоса.

Спосіб дроселювання трубопроводу (рис. 6) набув дуже широкого розповсюдження при регулюванні тиску й подачі рідини. Регулюючий елемент у даному випадку – це механічний пристрій у вигляді шибер, засувки, дроселя-клапана, діафрагми й т.п., що знаходиться на напірному патрубку насоса та за рахунок свого переміщення міняє поперечний перетин трубопроводу.

При використанні дросельних елементів має місце розподіл напору на елементах системи. Даний розподіл напору показаний на рисунку 6, де ΔH_d – падіння напору на дросельному елементі. Підтримку заданого тиску в мережевому трубопроводі при зміні витрати рідини потрібно проводити змінюючи гідравлічний опір регулюючого елемента. У цьому випадку загальна гідравлічна характеристика матиме більш крутий вигляд. Величина ΔH_d при такому регулюванні неухильно зростає. Отже, чим більша глибина дроселювання проводиться регулюючим елементом, тим більші енергетичні втрати отримує увесь технологічний процес. [2]

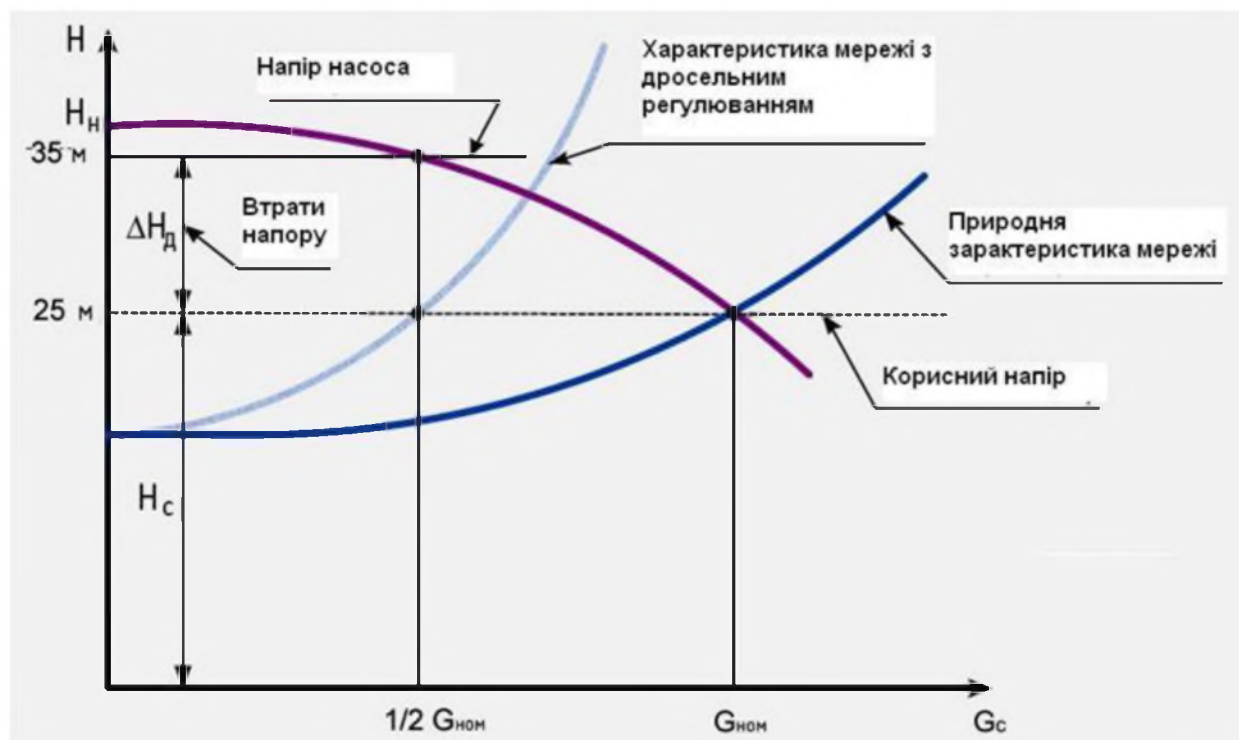


Рисунок 6 – Характеристики насосу і мережі при дросельному регулюванні

Регулювання частоти обертання робочого колеса (рис. 7) насосної установки відкриває шлях до здійснення безперервного регулювання продуктивності насосу з меншими значеннями витрат енергії, ніж у попередніх варіантах. Проте воно вимагає більших витрат на регулююче устаткування, надто для установок з потужністю вище середньої, і веде до погіршення електромагнітної сумісності з мережею живлення.

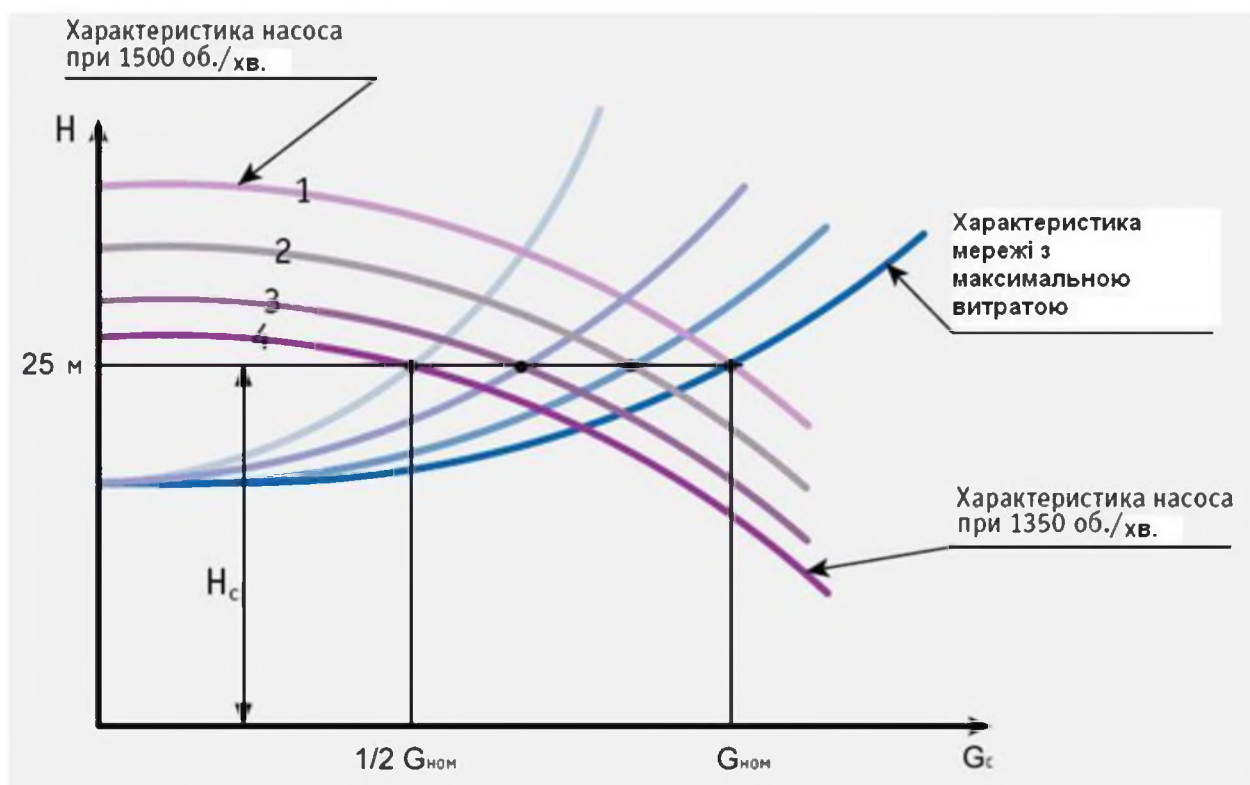


Рисунок 7 – Графіки характеристик насосної установки та мережі при частотному регулюванні

Номінальна напірна характеристикою (при номінальній частоті обертання приводу) є крива 1, а криві 2 – 4 напірними характеристиками при зниженій частоті обертання. Якщо роботу приводу насосного агрегату буде організована таким чином, що він при зміні параметрів технологічного процесу (витрати в мережі та тиску на вході агрегату) змінюватиме частоту обертання, то в результаті можна без значних втрат енергії провести стабілізацію тиску в мережі споживачів. Такий спосіб регулювання виключає втрати напору (відсутні дросельні елементи), що також справедливо щодо втрат гідравлічної енергії. Спосіб регулювання тиску в мережі шляхом через зміну частоти обертання приводу насосного агрегату веде до зниження енергоспоживання ще й з іншої причини. Характер зміни ККД насоса η_n в залежності від витрати води Q при різних частотах обертання приведений на рис. 8.

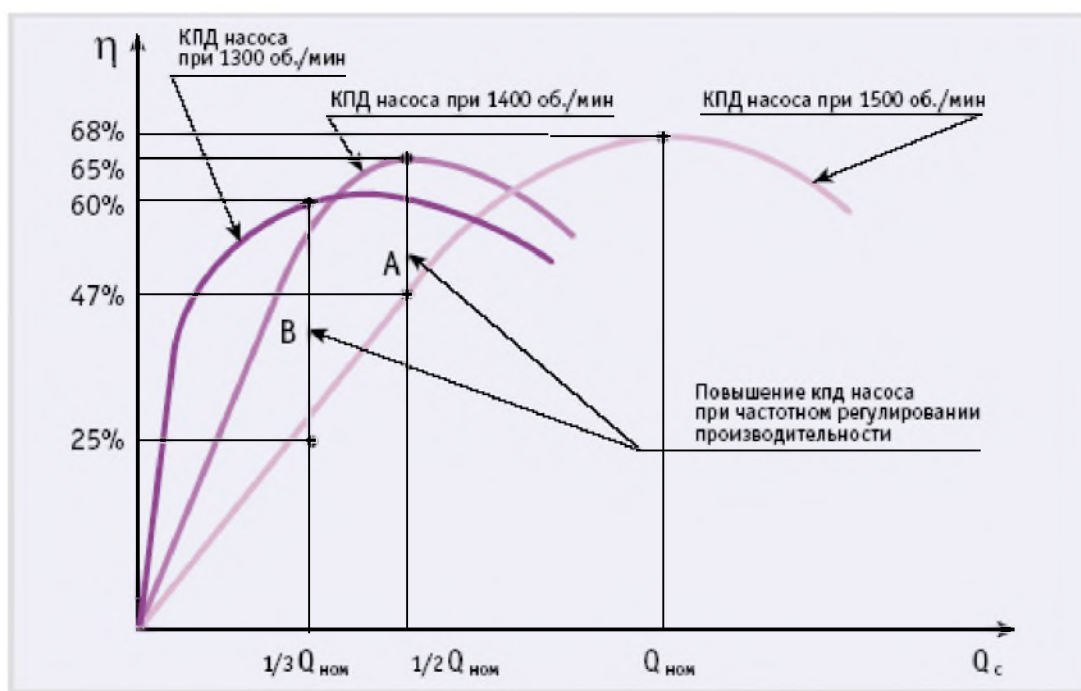


Рисунок 8 – Графіки зміни ККД насосного агрегату з частотним регулюванням зі зміною продуктивності

Згідно з теорією подібності максимум коефіцієнта корисної дії зі зниженням частоти обертання трохи зменшується і зміщується вліво. Аналіз необхідної зміни частоти насосного агрегату при змінах витрати в мережі демонструє, що зі зменшенням витрат потрібне зниження частоти обертання. Якщо дослідити роботу агрегату для витрати менше номінальної (вертикальні лінії A і B), то для даних режимів цілком раціонально працювати на зниженій частоті обертання. В даному випадку ККД насоса вище, аніж при роботі на номінальній частоті обертання. Отже, зниження частоти обертання відповідно до технологічного навантаження дає змогу не лише економити споживану енергію на виключення гідравлічних втрат, а й мати економічний ефект за рахунок підвищення ККД самого насоса – перетворення механічної енергії в гідравлічну. За результатами досліджень була виявлена залежність споживаної потужності від продуктивності насосів як при першому, так і при другому способі регулювання тиску.

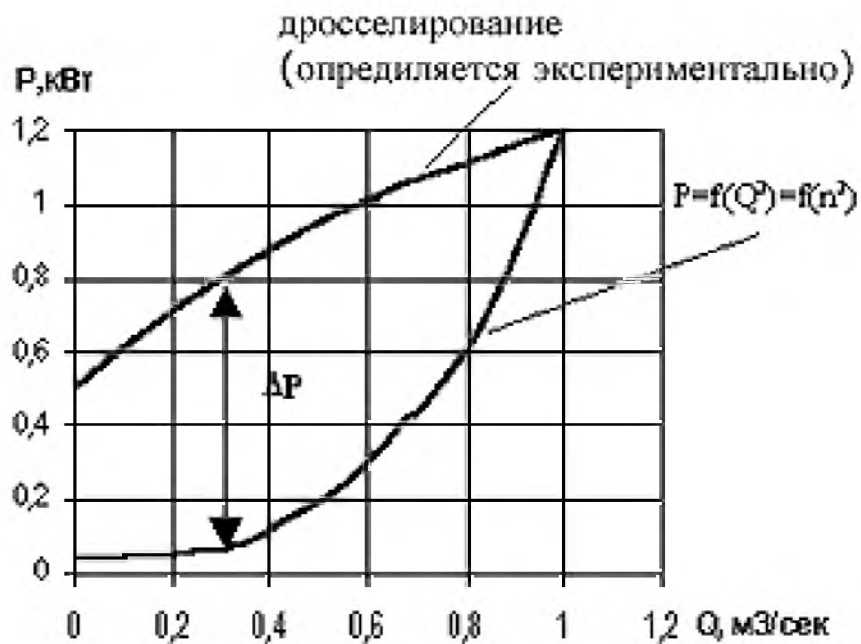


Рисунок 9 – Залежність споживаної потужності від продуктивності

Встановлений ПЧ дозволяє регулювати швидкість трифазного асинхронного двигуна перетворюючи напругу змінного струму в напругу постійного струму, яка згодом перетвориться в напругу зі змінною частотою й амплітудою. Зміна швидкості двигуна відбувається відповідно до одержуваної частоти.

Через це в даній роботі насосна установка оснащатиметься регульованим електроприводом, а саме системою перетворювач частоти – асинхронний двигун (ПЧ-АД) структурна схема якого наведена на рисунку 10.

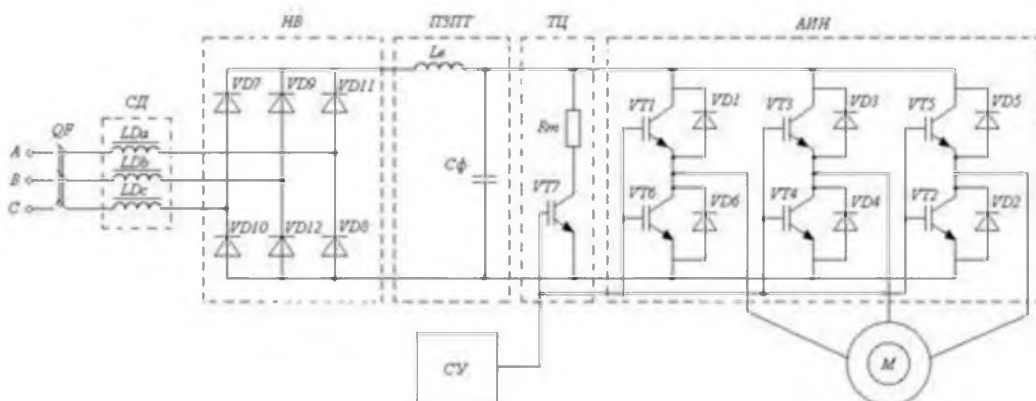


Рисунок 10 – Типова схема системи ПЧ-АД

2.1.2 Вибір електроприводу установки

Знаючи продуктивність напір і ККД насосної установки визначаємо потужність на валу двигуна за виразом:

$$P_2 = k_3 \frac{Q \cdot H \cdot g \cdot \rho}{3600 \cdot \eta_n} = 1,1 \cdot \frac{63,86 \cdot 83,53 \cdot 9,81 \cdot 1002}{3600 \cdot 0,773} = 20716 \text{ Вт}$$

де $k_3 = (1,1 \div 1,3)$ – коефіцієнт запасу, який враховує можливі перевантаження електродвигуна при експлуатації.

Q – максимально можливе значення подачі насоса, в схемі проектованої насосу високого тиску, м³/год

H – напір на відповідній подачі, м;

g – прискорення вільного падіння, 9.81 м/с²;

ρ – густина рідини, що перекачується, 1002 кг/м³;

η_n – коефіцієнт корисної дії насоса;

3600 – коефіцієнт переводу годин у секунди.

Знаючи розрахункову потужність на валу двигуна P_2 та частоту обертання лопатей насосу (2958 об/хв) обираємо асинхронний двигун Grundfos MG180MB 3х400 з короткозамкненим ротором. Паспортні дані двигуна наведені в табл. 2.



Рисунок 11 – Зовнішній вигляд двигуна MG180MB

Таблиця 2 – Паспортні дані MG180MB

Частота мережі	50 Гц	Момент інерції	$0.065 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$
Номінальна напруга	400В (Y)	Рівень шуму	64.4 дБА
Номінальна частота обертання	2950 об/хв	Режим роботи	S1
Номінальний момент обертання	71 Нм	Вага	128 кг
Номінальний струм статора	39,5 А	Номінальна потужність	22 кВт
Максимальний струм статора	43,5 А	Клас енергоефективності	IE3
ККД	92,7%	Максимальний момент	$3.2 M_n$
$\cos \varphi$	0.9	Пусковий момент	$2.8 \cdot M_n$
Струм пуску двигуна	$8.3 \cdot I_n$	Опір обмотки	0.128 Ом

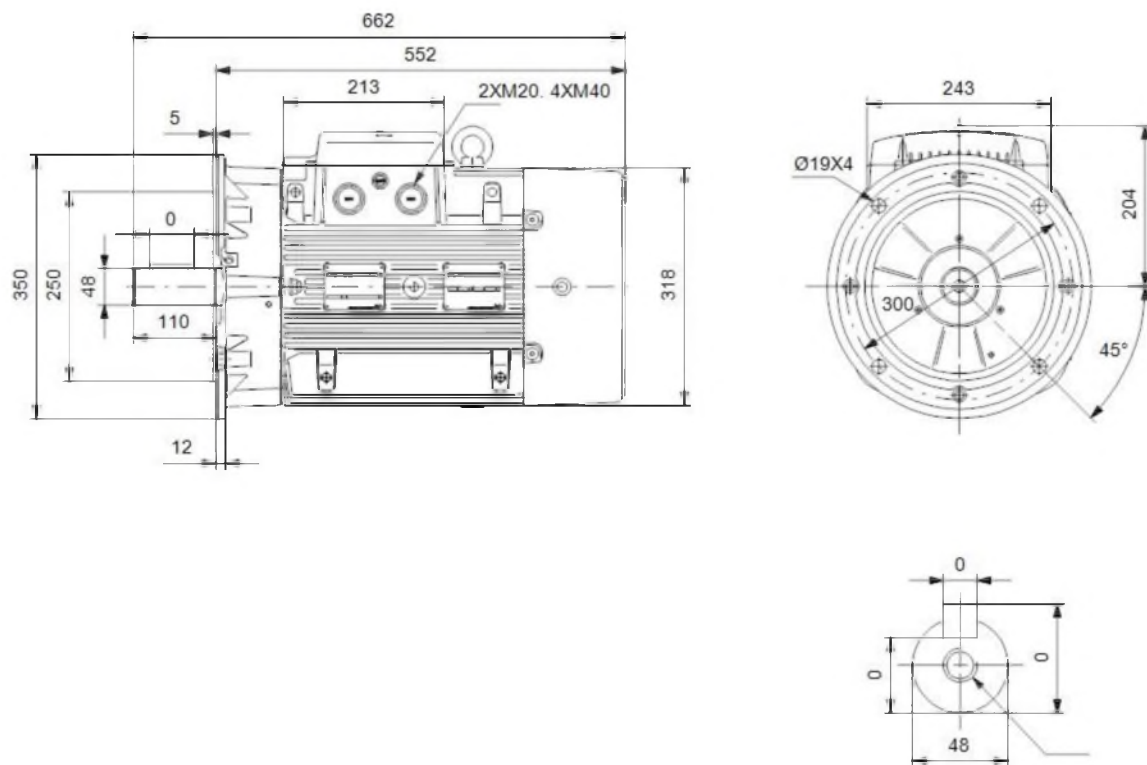


Рисунок 12 – Габаритні розміри двигуна MG180MB

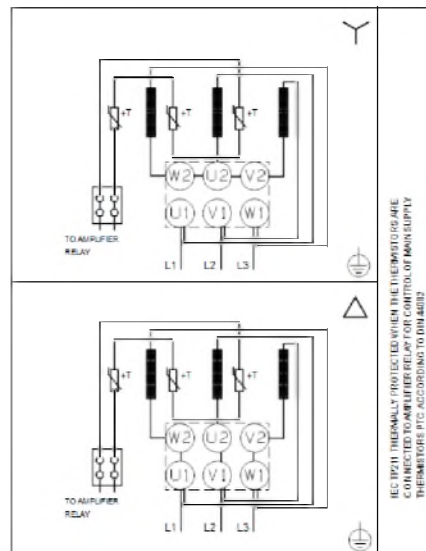


Рисунок 13 – Схема з'єднання двигуна

2.2 Розрахунок і вибір перетворювача частоти

Максимальний струм визначається регламентованою потужністю двигуна.

Максимальний миттєвий струм двигуна можна визначити так:

$$I_{c.max.amp} = \frac{P \cdot OL \cdot \sqrt{2} \cdot R}{\eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{22 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,2}{0,927 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 400} = 71 \text{ A};$$

де P – заявлена потужність двигуна, Вт; OL – коефіцієнт, що характеризує максимальне перевантаження інвертора; R – коефіцієнт пульсацій струму; η – коефіцієнт корисної дії асинхронного двигуна; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності; U_n – лінійна номінальна напруга трифазної мережі.

Для асинхронного двигуна потужністю 22 кВт та мережі змінного струму напругою 400 В.

Тоді з амплітудного значення знайдемо діюче:

$$I_{c.\max} = \frac{I_{c.\max}}{\sqrt{2}} = \frac{71}{\sqrt{2}} = 50,2 \text{ A.}$$

Враховуючи попередньо розраховані дані обираємо частотний перетворювач Lenze 223 L4TXA зі скалярним керуванням, адже воно найбільше підходить для регулювання турбомеханізмів. Його паспортні дані представлені в табл. 3, а схема підключення зображена на рис. 15.[3]

Таблица 3 – Паспортні дані обраного перетворювача частоти Lenze

Тип ESMD	Р	Живлення		Вихідний струм				Автомат
		Напруга, частота	Струм	I_c 4-8кГц	I_c 10 кГц	$I_{\max}$ (60с) 4-8кГц	$I_{\max}$ (60с) 10кГц	
	кВт		А	А	А	А	А	
223	22	3/PE 400V 50Гц	52	46	42	69	64	C80 A

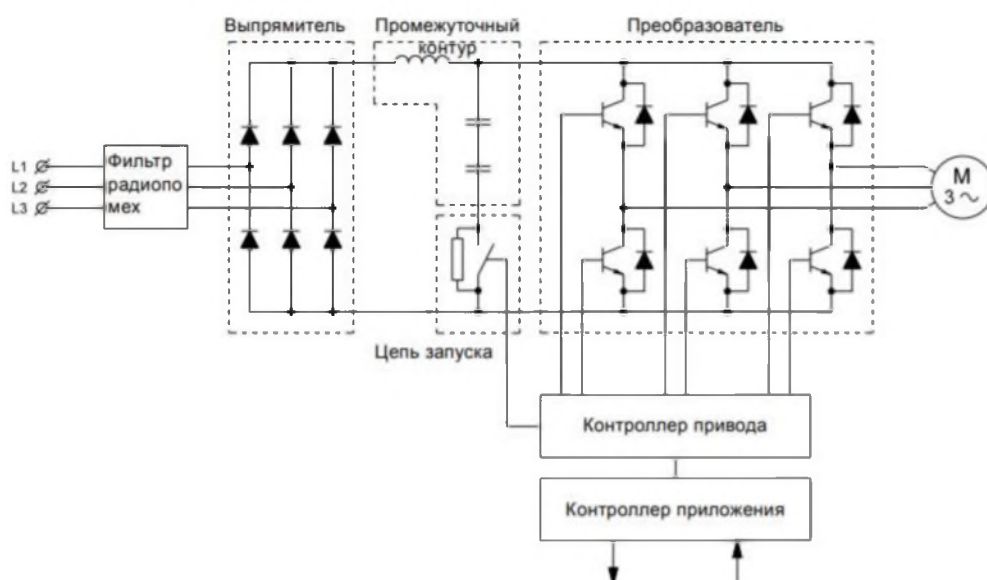


Рисунок 14 – Функціональна схема ПЧ

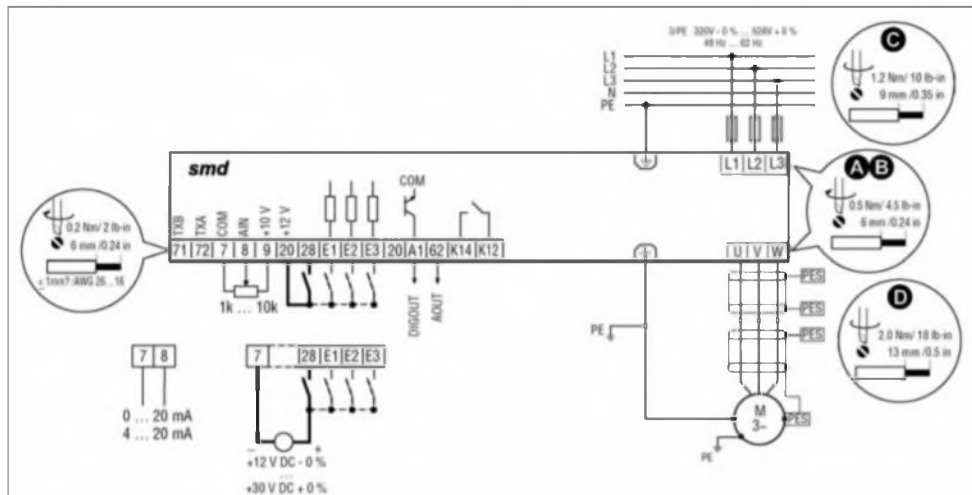


Рисунок 15 – Схема підключення ПЧ

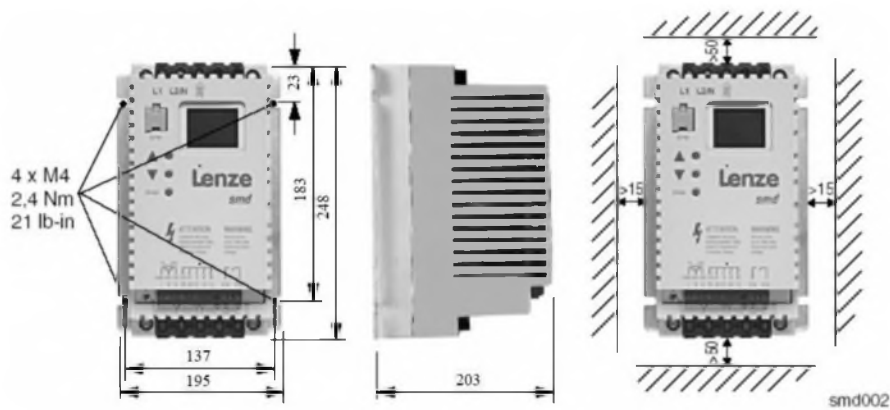


Рисунок 16 – Габаритні розміри ПЧ

2.2.1 Перевірка режимів обраного ПЧ

Розрахуємо споживаний струм двигуна при роботі від частотної перетворювача та напруги живлення 400 В. За даною формулою можна визначити струм через механічні характеристики:

$$I_{\text{спож}} = \frac{k \cdot m \cdot M}{9,55 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot U \cdot \sqrt{3}} = \frac{1 \cdot 2950 \cdot 71}{9,55 \cdot 0,927 \cdot 0,9 \cdot 400 \cdot \sqrt{3}} = 37,56 \text{ A}$$

де k – коефіцієнт спотворення струму, пов'язаний з алгоритмом (0,95...1,05) формування синусоїди струму за допомогою ШІМ; n – частота обертання валу

двигуна, об/хв.; M – момент навантаження на валу двигуна, Н·м; 9,55 – коефіцієнт приведення; η – ККД двигуна; $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності.

Цей струм не перевищує паспортний струм ПЧ.

Критерій можливості розгону двигуна перетворювачем від меншої до більшої швидкості за певний час t . За цим критерієм перевіряється здатність пуска/розгону двигуна перетворювачем до заданої швидкості обертання валу за потрібний час в межах перевантажувальної здатності перетворювача.

За формулою, що наведена нижче визначається струм $I_{\text{спож.р.}}$, який споживається двигуном при лінійному розгоні від перетворювача частоти:

$$I_{\text{спож.р.}} = \frac{k \cdot n}{9,55 \cdot \eta \cdot \cos\varphi \cdot U \cdot \sqrt{3}} \cdot (M_c + M_{\text{дин}}) =$$

$$= \frac{1 \cdot 2958}{9,55 \cdot 0,927 \cdot 0,9 \cdot 400 \cdot \sqrt{3}} \cdot (71,02 + 63,9) = 72,1 \text{ A}$$

де M_c – статичний момент на валу двигуна при номінальній швидкості.

$$M_c = \frac{P_n \cdot 9550}{n} = \frac{22 \cdot 9550}{2958} = 71,02 \text{ H} \cdot \text{м};$$

Прийmemo середній динамічний момент $M_{\text{дин}}$:

$$M_{\text{дин}} = \frac{M_n - M_c}{2} = \frac{198,8 - 71,02}{2} = 63,9 \text{ H} \cdot \text{м};$$

де M_n – пусковий момент двигуна на номінальній частоті обертання,

$$M_n = 2,8 \cdot M_c = 198,8 \text{ H} \cdot \text{м}.$$

Момент інерції приводу є сумою моменту інерції двигуна та насосного агрегату:

$$J = J_{\partial\theta} + J_n = 0,065 + 0,08 = 0,145 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

Середнє кутове прискорення знаходиться за виразом:

$$\varepsilon = \frac{M_{\partial\theta}}{J} = \frac{63,9}{0,07475} = 478,26 \text{ рад} / \text{с}^2.$$

Таким чином, час, що витрачає двигун на розгін:

$$t = \frac{0,105 \cdot n_n}{\varepsilon} = \frac{0,105 \cdot 2958}{478,26} = 0,65 \text{ с}.$$

Струм, який споживає двигун при розгоні $I_{\text{спож.р}}$, має знаходитись в межах пускового струму перетворювача при частоті комутації 10 кГц.

Значення повної потужності, яку споживає двигун у номінальному режимі роботи:

$$S = \frac{k \cdot P}{\eta \cdot \cos \varphi} = \frac{1 \cdot 22 \cdot 10^3}{0,927 \cdot 0,9} = 26369 \text{ ВА}.$$

2.3 Визначення системи керування та моделювання режимів роботи установки

2.3.1 Вибір датчика швидкості

У цій системі датчиком швидкості буде виступати тахогенератор.

Вибір тахогенератора проводимо враховуючи умови:

$$n_{m2} \geq (1,2...1,5)n_{\partial6}$$

$$1,2 \cdot 2958 = 3550 \text{ об / хв}$$

$$1,5 \cdot 2958 = 4438 \text{ об / хв}$$

Даним умовам задовольняє тахогенератор постійного струму ТМГ-30П з такими параметрами:

$$U_{m2} = 30B, m_{m2} = 4000 \text{ об / хв}, P = 20Bm$$

У такому випадку коефіцієнт підсилення тахогенератора:

$$k_{n\partial c} = \frac{U_{m2}}{n_{m2} \cdot 0,105} = \frac{30}{4000 \cdot 0,105} = 0,071.$$

Тахогенератор ТМГ-30П УЗ знайшов застосування у вигляді датчика в системах з автоматичним регулюванням частоти обертання приводів і відноситься до малопотужних машин постійного струму зі збудженням від постійних магнітів. Умови експлуатації тахогенератора такі: закрите приміщення, діапазон температур від -45 до +40 С, із природним охолодженням.



Рисунок 17 – Зовнішній вигляд тахогенератора.

2.3.2 Вибір датчика струму

За максимальним струмом при пуску двигуна вибираємо датчик на ефекті Холла ACS758LCB-100В. Даний пристрій може вимірювати не тільки постійний струм, а й змінний у великому діапазоні частот. Окрім цього датчики на основі ефекту Холла відносяться до безконтактних і нічим не впливають на мережу вимірювання. Границі вимірювання цього датчику – до 100А, чутливість – 20 мВ/А, при напрузі живлення 3-5В.



Рисунок 18 – Зовнішній вигляд датчика струму

2.4 Моделювання режимів роботи насосної установки

2.4.1 Моделювання САК в програмному середовищі Matlab

У досліджуваній системі для потрібної динаміки перехідних процесів і жорсткості механічної характеристики замкненої системи слушно прийняти двоконтурну систему регулювання із контуром частоти обертання і контуром струму. В колах зворотних зв'язків передбачаються датчики з гальванічною розв'язкою за швидкістю (тахогенератор) і струмом (датчик струму).

Контур регулювання струму оснащується ПІ-регулятором, який дозволяє позбавитись статичної похибки регулювання струму. В контурі швидкості

передбачаємо П- регулятор, виходячи з того, що система не потребує високої точності регулювання та не вимоглива до швидкодії.[4]

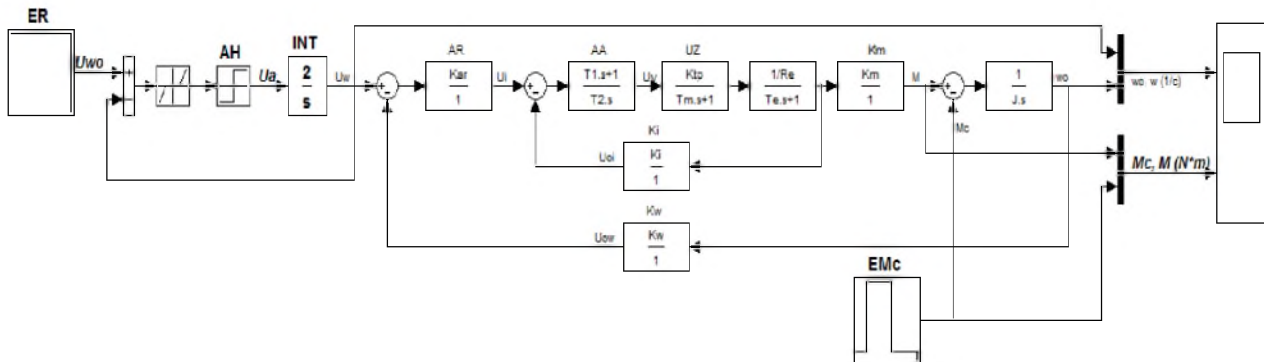


Рисунок. 19 –Структурна схема системи ПЧ-АД із ПІ-регулятором струму та ПІ-регулятором швидкості

На схемі рис. 19 позначені: ER – задаючий пристрій ($U = 0 \div 10V$); AI – задавач інтенсивності 1-го порядку; AH – пристрій для задавання сигналу ривку; INT – інтегратор 1-го порядку, що формує сигнал пропорційний лінійному прискоренню; AR – пропорційний регулятор швидкості; AA – пропорційно-інтегруючий регулятор струму; UZ – тиристорний регулятор напруги (коефіцієнт передачі K_{tr} , стала часу T_{μ});

2.4.2 Розрахунок параметрів структурної схеми САУ

Розрахунок розпочинається з параметрів двигуна на основі його паспортних даних табл. 2 та схеми заміщення (рис. 20).

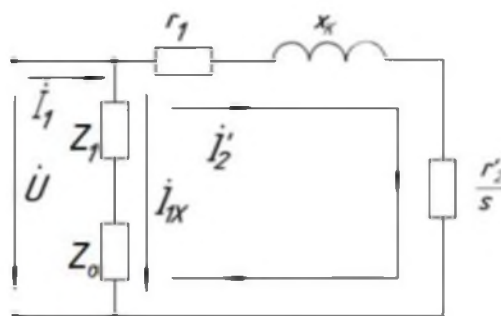


Рисунок 20 – Схема заміщення асинхронного двигуна

Номінальне значення ковзання:

$$s_n = \frac{n_0 - n_n}{n_0} = \frac{3000 - 2950}{3000} = 0,0167,$$

де n_0 – швидкість ідеального холостого ходу, n_n – номінальна швидкість обертання.

Швидкість обертання магнітного поля статора:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{p} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{1} = 314,15 \text{ рад / с};$$

де $p = 1$ – число пар полюсів; $f_1 = 50$ Гц – частота струму в обмотках статора.

$$\alpha = \frac{r_1}{r'_2} = \frac{a_0}{\xi} \cdot \frac{1 - \eta_n}{\eta_n} \cdot \frac{1 - s_n}{s_n} = \frac{0,606}{1,09} \cdot \frac{1 - 0,927}{0,927} \cdot \frac{1 - 0,0167}{0,0167} = 2,58$$

де r_1 – опір обмоток статора, Ом; r'_2 – активний опір обмоток ротора, приведений до статора; a_0 – коефіцієнт, який залежить від ККД і завантаження двигуна, береться на рівні $a_0 = 0,58 \dots 0,67$; ξ – відношення електромагнітного моменту до моменту на валу, приймається $\xi = 1,02 \dots 1,10$;

$$b = \frac{\lambda - 1 + \xi}{\xi} = \frac{3,2 - 1 + 1,09}{1,09} = 3,018;$$

де λ – перевантажувальна здатність двигуна;

Опір ротора, приведений до параметрів статора:

$$r'_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1^2}{2 \cdot P_n} \cdot \frac{s_n \cdot (1 - s_n) \cdot \left[b + a \cdot s_n + \sqrt{b^2 - 1 + 2 \cdot \alpha \cdot s_n \cdot (b - 1)} \right]}{(\lambda - 1 + \xi) \cdot (1 + 2 \cdot \alpha \cdot s_n + \alpha^2 \cdot s_n^2)} = 0,1713 \text{ Ом}.$$

де U_1 – напруга статора АД.

Опір статора:

$$r_1 = \alpha \cdot r_2' = 2,583 \cdot 0,1713 = 0,4425 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір двигуна:

$$x_k = \sqrt{\left[\frac{\sqrt{3} \cdot U_1^2 \cdot (1 - s_n)}{2 \cdot P_n \cdot (\lambda - 1 + \xi)} - r_1 \right]^2 - r_1^2} = 1,432 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір статора і опір ротора, приведений до статора, визначаємо за припущенням, що вони рівні між собою та складають увесь індуктивний опір двигуна:

$$x_1 = x_2' = \frac{x_k}{2} = \frac{1,432}{2} = 0,716 \text{ Ом.}$$

Повний опір двигуна:

$$\begin{aligned} R_e &= 2 \cdot (R_1 + R_2') + \frac{3}{\pi} \cdot (x_1 + x_2') = \\ &= 2 \cdot (0,4425 + 0,1713) + \frac{3}{3,14} \cdot (0,716 + 0,716) = 2,595 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Постійна часу $T_\mu = 10^{-2} \text{ с}$, $T_m = 10^{-3} \text{ с}$.

Індуктивність двигуна:

$$L_e = 2 \cdot (L_1 + L'_2) = \frac{x_\kappa}{\pi \cdot f_1} = \frac{1,432}{3,14 \cdot 50} = 0,00912 \text{ Гн.}$$

Коефіцієнт передачі за моментом:

$$K_M = \frac{M_H}{I_H} = \frac{71}{39,5} = 1,797$$

Коефіцієнт передачі інвертора K_{mn} :

$$K_{mn} = \frac{U_{mn \max}}{U_{\kappa \max}} = \frac{1,35 \cdot 400}{10} = 54.$$

Коефіцієнти передачі 33 по швидкості:

Загальний:

$$k_w = \frac{U_{OIII \max}}{\omega_{\max}} = \frac{10}{\omega_0} = \frac{10}{314,15} = 0,0318$$

Тахогенератора:

$$K_{m\omega} = \frac{U_{m\omega.H}}{\omega_{m\omega.H}} = \frac{30}{418} = 0,0717$$

Загальний коефіцієнт передачі 33 по струму:

$$k_i = \frac{U_{33 \max}}{I_{d \max}} = \frac{10 \cdot K_M}{M_H} = \frac{10 \cdot 1,797}{71} = 0,253$$

Параметри ПІ-регулятора струму:

$$T_1 = T_e = \frac{L_e}{R_e} = \frac{0,00912}{2,595} = 0,00351 \text{ c}$$

$$T_2 = \frac{a_c T_\mu k_{mn} k_i}{R_e} = \frac{1 \cdot 0,01 \cdot 54 \cdot 0,253}{2,595} = 0,0527 \text{ c}$$

де $a_c = 1 \dots 4$ – стандартні настройки регулятора струму.

Параметри пропорційного регулятора швидкості:

Настройка регулятора на номінальну швидкість:

$$a_{ui} = \frac{\left(\frac{10}{k_w} - \omega_n \right) \cdot J}{T_\mu \cdot M_n \cdot a_c} = \frac{\left(\frac{10}{0,0318} - 308,9 \right) \cdot 0,145}{0,01 \cdot 71 \cdot 1} = 1,07 \text{ c.}$$

Пропорційний коефіцієнт регулятора:

$$K_{ar} = \frac{k_i J}{a_{ui} a_c T_\mu k_m k_w} = \frac{0,0318 \cdot 0,145}{1,07 \cdot 1 \cdot 1,797 \cdot 0,032} = 58,95$$

Структурна схема на вході передбачає встановлення задатчика інтенсивності 1-го порядку. Серед його особливостей плавний лінійний перехід на потрібну швидкість та стрибкоподібні зміни динамічного моменту.

Параметри задатчика інтенсивності першого порядку:

$$k_1 = \frac{\varepsilon_{\max}}{\omega_{\max}} = \frac{440,69}{314,15} = 1,4$$

Момент статичного опору визначається такою залежністю:

$$M_c(\omega) = M_{xx} - k_{n.p.} \cdot \omega + \beta \cdot \omega^2$$

де β – в'язкість рідини. При температурі 18°C та відповідного рівня мінералізації – $\beta = 0,00106 \text{ Н} \cdot \text{м} / \text{с}^2$.

$k_{n.p.}$ – коефіцієнт, який характеризує нерівномірність потоку рідини, знаходиться при підстановці відомих значень робочого моменту та швидкості в дану формулу. $k_{n.p.} = 0,0126 \text{ с}^{-1}$; M_{xx} – момент холостого ходу, приймається в межах 5-10% від номінального.

$$M_{xx} = 0,1M_n = 0,1 \cdot 71 = 7,1 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

2.4.3 Результати моделювання

Проведемо моделювання установки, де в цикл роботи входять наступні етапи: розгін до номінальної швидкості ω_n та її підтримка; гальмування до $0,8 \cdot \omega_n$ та робота при цій швидкості; гальмування до $0,2 \cdot \omega_n$ та набір номінальної швидкості; повна зупинка (рис. 21).[5]

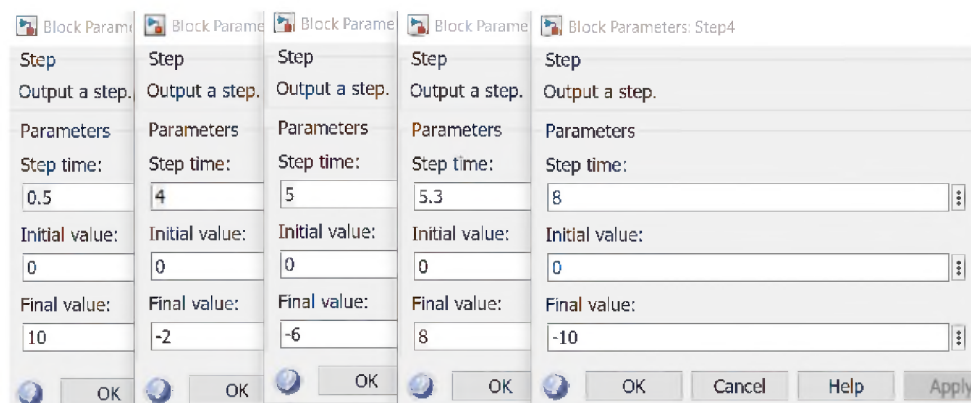


Рисунок 21 – Параметри задаючого пристрою

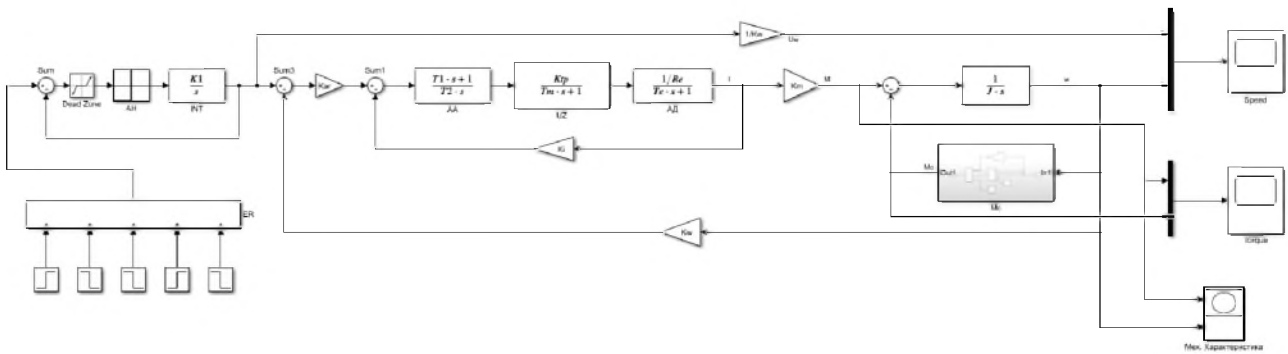


Рисунок 22 – Структурна схема системи ПЧ-АД-НАСOС з ПІ-регулятором струму та ПІ-регулятором швидкості в середовищі Simulink Matlab

Model Explorer

Contents of: Model Workspace* (and below) Filter Contents

Column View: Data Objects Show Details 14 object(s)

Name	Value	DataType	Dimensions	Complexity	Min	Max	Unit	Argument	S
J	0.145	double (auto)	[1 1]	real					Au
K1	1.40276	double (auto)	[1 1]	real					Au
Kar	59.9542	double (auto)	[1 1]	real					Au
Ki	0.25316	double (auto)	[1 1]	real					Au
Km	1.79747	double (auto)	[1 1]	real					Au
Ktp	54	double (auto)	[1 1]	real					Au
Kv	0.00106	double (auto)	[1 1]	real					Au
Kw	0.03183	double (auto)	[1 1]	real					Au
Mxx	7.1	double (auto)	[1 1]	real					Au
Re	2.595	double (auto)	[1 1]	real					Au
T1	0.00351	double (auto)	[1 1]	real					Au
T2	0.05268	double (auto)	[1 1]	real					Au
Te	0.00351	double (auto)	[1 1]	real					Au
Tm	0.001	double (auto)	[1 1]	real					Au

Contents Search Results

Рисунок 23 – m-файл параметрів блоків та елементів моделі ПЧ-АД

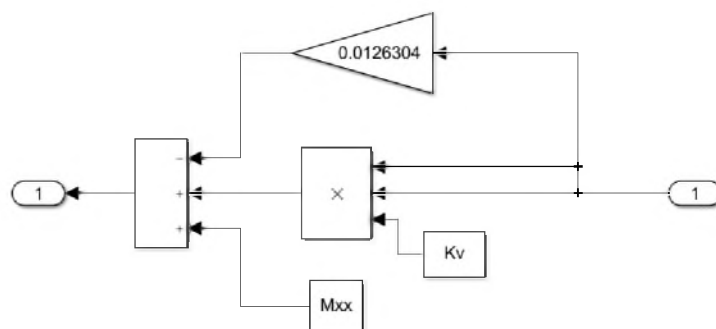


Рисунок 24 – Параметри підсистеми Мс

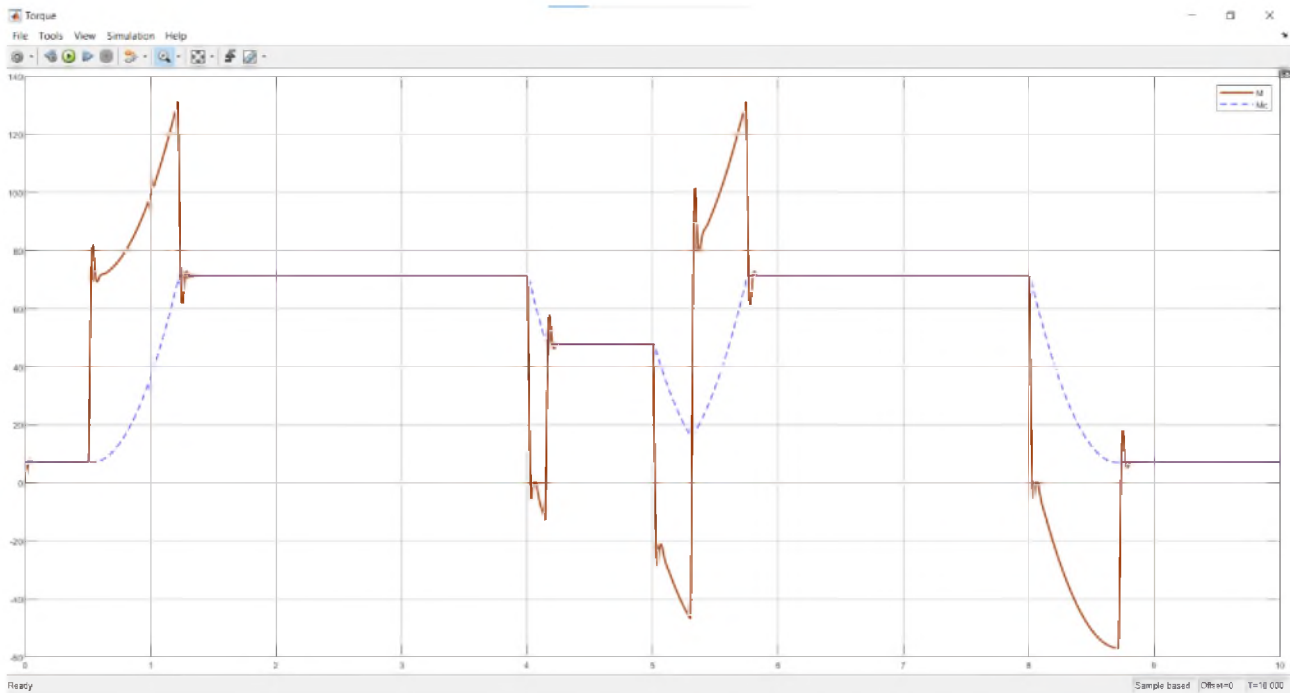


Рисунок 25 – Часові діаграми перехідних процесів моменту на валу насосної установки та статичного моменту (Нм)

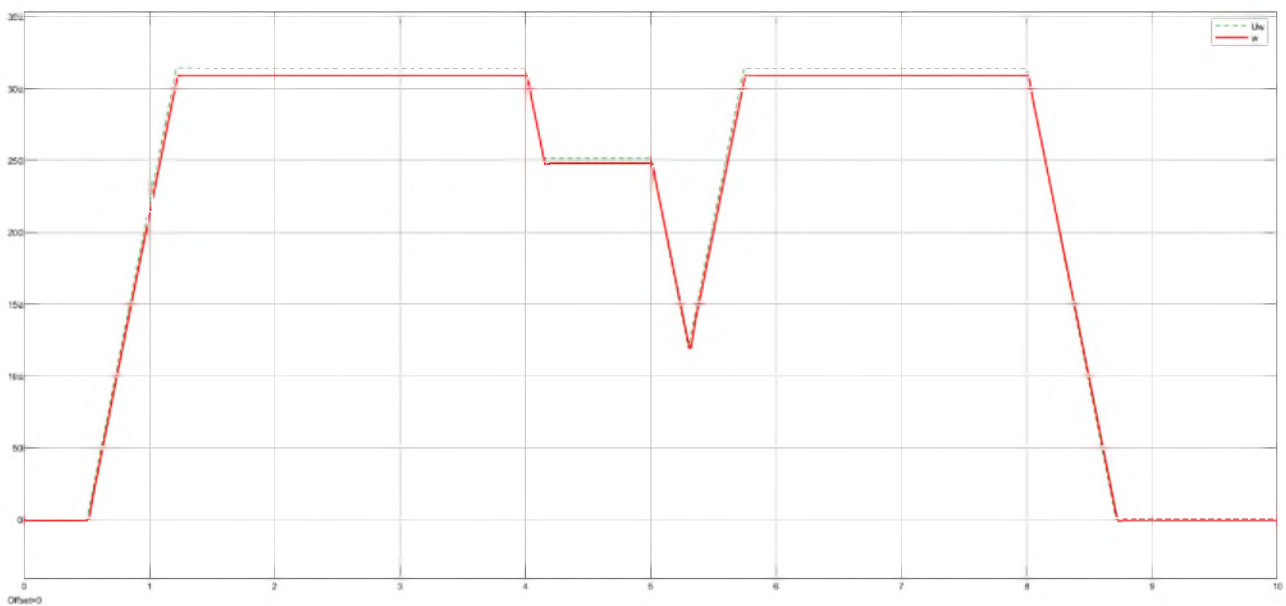


Рисунок 26 – Часові діаграми перехідних процесів швидкості на валу насосної установки та статичного моменту (рад/с)

Провівши аналіз даних графіків можна дійти наступних висновків: пуск і гальмування системи за швидкістю проходить плавно згідно заданої швидкості.

Графік моменту показує пульсації на рівні при постійному статичному моменту, а під час пуску та гальмування наблюдаються значні викиди динамічного моменту, але менші за максимально допустимий момент. Через це установка добре відпрацьовує заданий алгоритм в усталеному режимі та під час перехідних процесів.

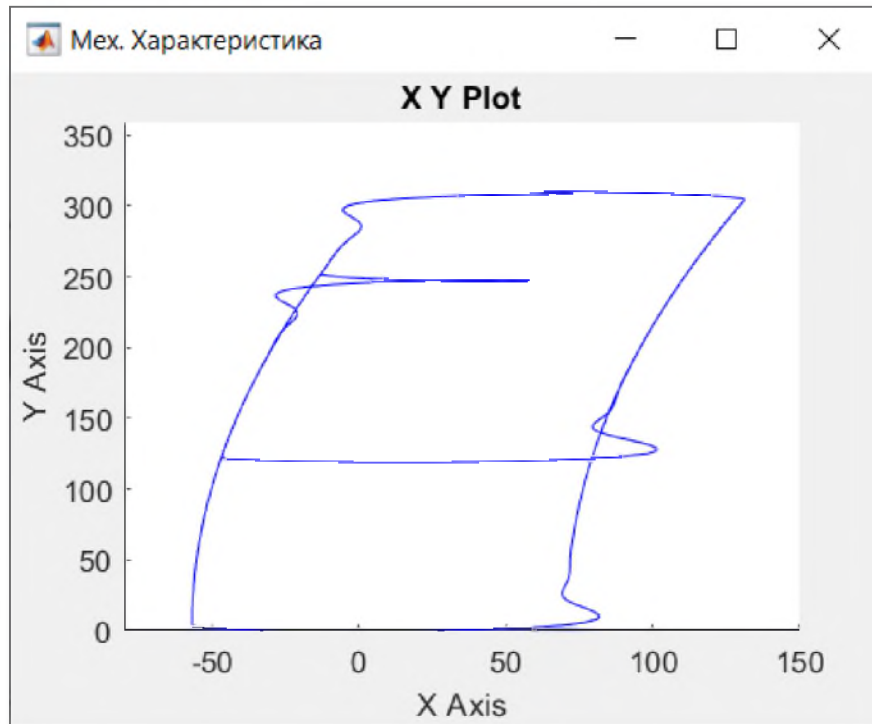


Рисунок 27 – Механічна характеристика системи (Вісь Y: рад/с, вісь X – Нм)

3 РОЗРАХУНОК ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Об'єкт, де розташовується станція, має плоский дах, загальною площею 125,5 м², який направлений на південь. Це істотно полегшує розрахунки та подальший монтаж і обслуговування сонячної електростанції. Розміри даху наведено на рис. 28.

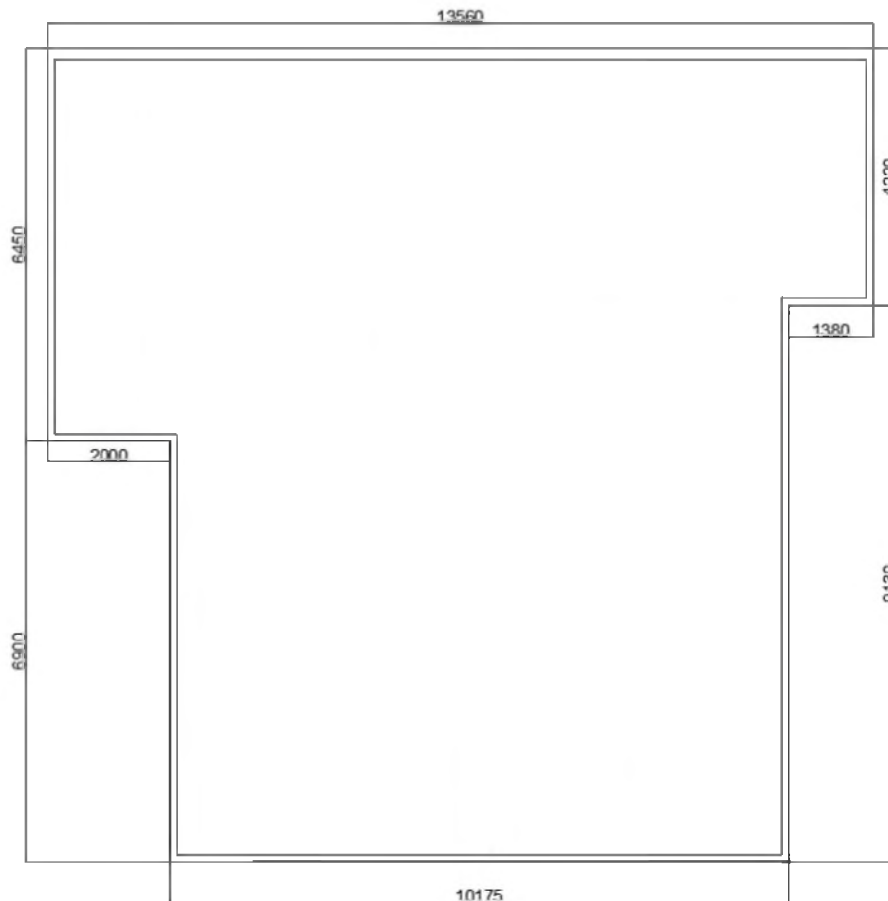


Рисунок 28 – Розміри даху

Місцевість, що розглядається розташована на півночі України в передмісті Києва. Географічні координати міста: 50°35' п.ш. та 30°30' с.д.. Клімат місцевості – помірно-континентальний, має м'яку зиму та тепле літо. На рис. 29 приведено зведений графік температури та опадів на місцевості.

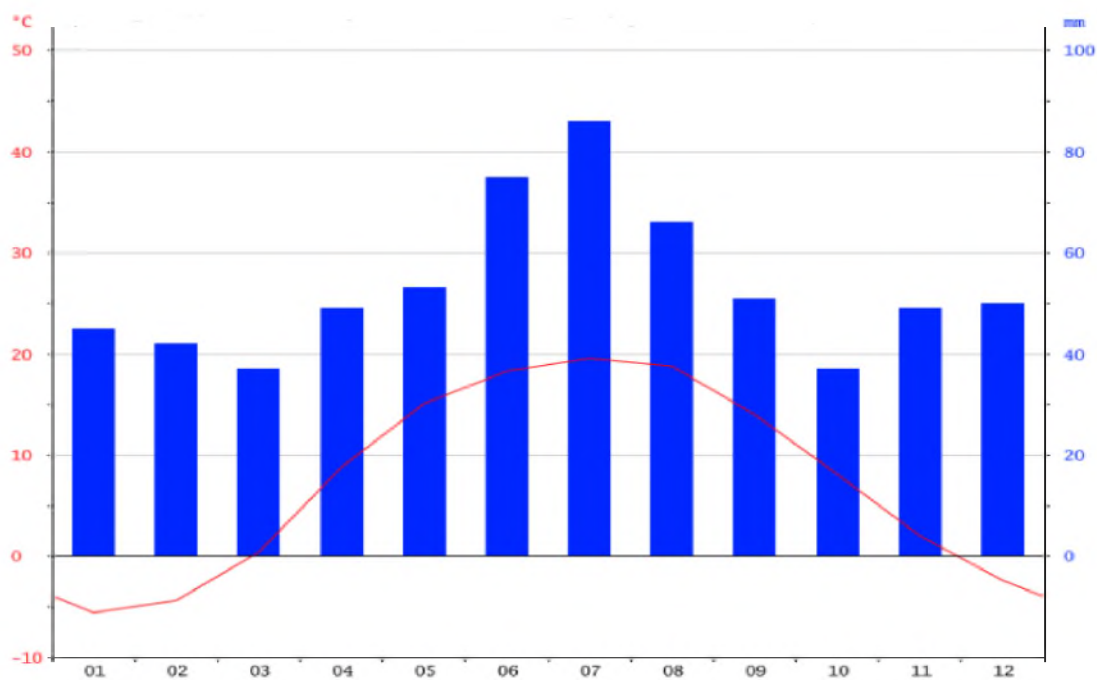


Рисунок 29 – Зведений графік температури та опадів

3.1 Методи вибору кута нахилу фотомодулів відносно горизонту

Один з етапів при проектуванні сонячної електростанції полягає в обчисленні сонячної інсоляції. Він починається з визначення сонячних кутів на точку на поверхні, де буде встановлена СЕС. Після визначення сонячного часу наступний етап полягає в розрахунку кутів нахилу.

Справжній сонячний час (TST – True Solar Time) визначається за рухом Сонця по небосхилу (рис. 30), даний час є відмінним від часу, що показує годинник, він залежить від місцевого стандартного часу (LST – Local Standart Time), тобто від часу, який обчислюється від меридіана центра часової зони (SL – Standart Longitude). Спостерігач повинен знаходитися на локальному меридіані (LL – Local Longitude). Внаслідок наявної різниці (LL – SL) має бути врахована поправка до місцевого стандартного часу, вона в свою чергу дорівнює $(LST - SL)/15$.

Формула для обчислення TST:

$$TST = LST + \frac{(LL - SL)}{15} + \frac{ET}{60} - DS,$$

де ET – корекція часу, через нерівномірність швидкості обертання Землі навколо своєї осі. Становить не більше 15 хвилин за модулем;

DS – поправка на літній час (0 або 1 залежно від пори року).



Рисунок 30 – Траєкторія руху Сонця схід-захід

Рівень ефективності перетворення сонячної радіації істотно залежить від кута під яким сонячне опромінення досягає поглинаючу поверхню (рис. 31). Таким чином можна дійти висновку, що ефективність фотомодулів є максимальною, коли сонячні промені падають на поглинаючу поверхню під прямим кутом.[6]



Рисунок 31 – Орієнтація приймальної поверхні

Рисунок 32 показує залежність оптимального кута нахилу фотоелектричного модуля для передмістя Києва помісячно від пори року. Видно, що взимку кут нахилу істотно збільшується, а влітку навпаки – кут нахилу значно зменшується. Також кут зростає при збільшенні широти. Таким чином, значення кута нахилу ФЕМ потрібно визначати беручи до уваги місце розташування та конструкцію СЕС.

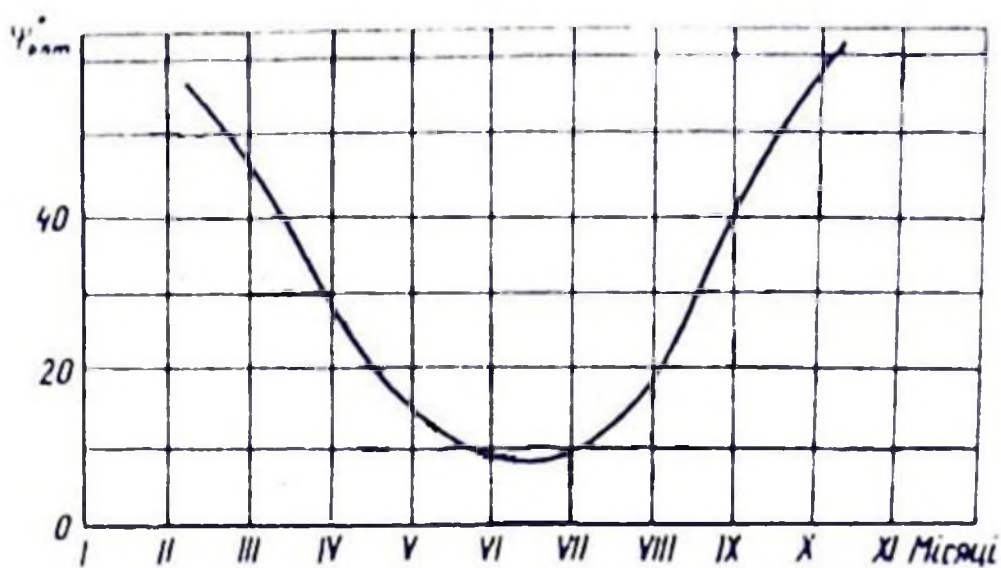


Рисунок 32 – Залежність кута нахилу ФМ помісячно від пори року

Кут нахилу сонячних панелей відносно горизонту обирається за значенням широти місцевості і округлюється в меншу сторону, має бути кратний 5. В нашому випадку, для місцевості з широтою $50^{\circ}35'$ можна обирати кути 50° , 45° , 40° або ж 35° та азимут 0° .

Оптимальний кут нахилу фотоелектричних модулів для нашої станції складає 35° .

3.2 Розрахунок інтенсивності сонячного випромінювання на нахилену поверхню

Кількість сонячної радіації в середньому на добу, що надходить на 1 м^2 на нахилену поверхню, яка встановлена під кутом β до горизонту, розраховується за формулою:

$$I_c^{nn} = P_c I_c^{pn},$$

де P_c – характеризує співвідношення середньомісячних денних падінь сонячної радіації на нахилену та горизонтальну площини;

I_c^{nn} – середньомісячне денне надходження сонячного опромінення на 1 м^2 на нахилену поверхню.

Середньомісячне значення P_c визначається наступним чином з рівняння для P_c :

$$P_c = \left(1 - \frac{I_p}{I_c^{rn}}\right) P_n + \frac{I_p}{I_c^{rn}} P_p + \nu P_{\text{відб}},$$

де I_p – щоденне середньодобове значення розсіяної сонячної радіації, що падає на 1 м^2 горизонтальної площини;

P_n – середньомісячний коефіцієнт прямого сонячного опромінення з горизонтальної площини на нахилу;

P_p – коефіцієнт, що означає частку надходження розсіяного випромінювання на нахилу поверхню;

$P_{відб}$ – те ж саме, тільки для радіації відбитої від навколишніх предметів;

ν – альbedo Землі.

Усі коефіцієнти знаходяться за наступними формулами:

$$P_n = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega' + (\pi / 180) \omega' \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega + (\pi / 180) \omega \sin \varphi \sin \delta}$$

$$P_p = \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

$$P_{відб} = \frac{1 - \cos \beta}{2},$$

де φ – кут широти місцевості;

β – кут нахилу поверхні;

ω – годинний кут заходу Сонця, який дорівнює:

$$\omega = \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta),$$

де ω' – годинний кут заходу Сонця для нахиленої площини з орієнтацією на південь:

$$\omega' = \min \left\{ \omega; \arccos[-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \operatorname{tg} \delta] \right\},$$

де δ – Сонячний нахил:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right),$$

n – день року, починаючи з першого січня.

I – середньомісячне щоденне значення випромінювання;

$$I = 1000(H / M),$$

H – середньомісячна сума надходжень випромінювання;

M – кількість днів у місяці.

За результатами розрахунків була отримана та побудована діаграма інтенсивності сонячного випромінювання для передмістя Києва (рис. 33):

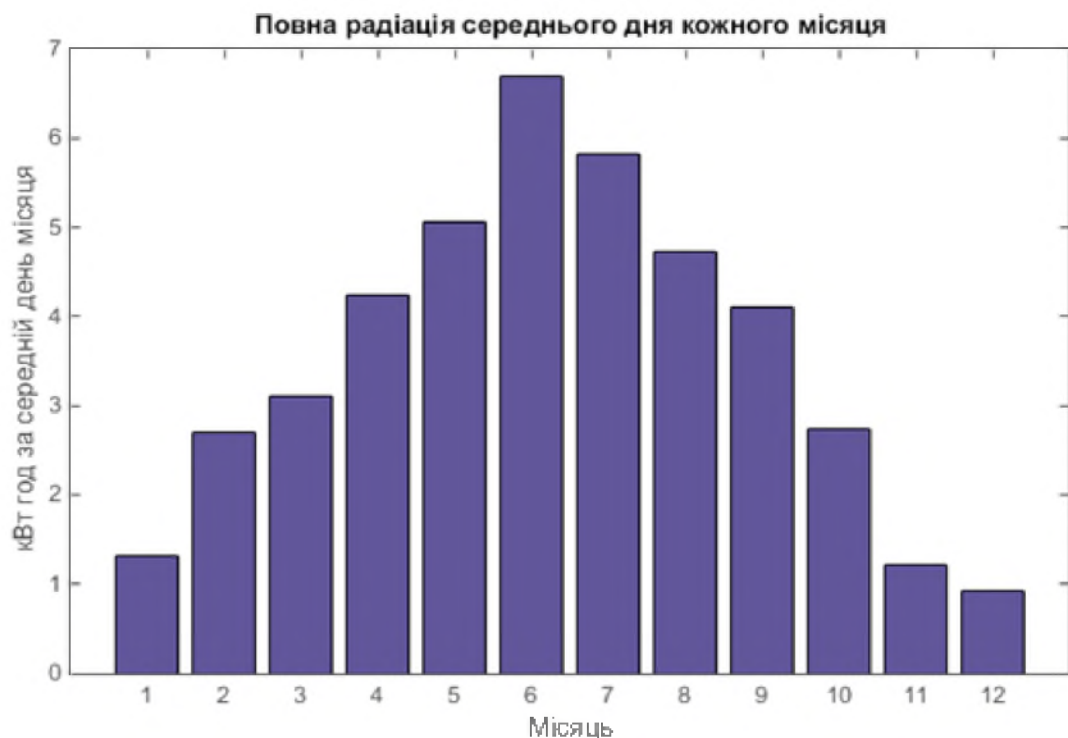


Рисунок 33 – Повна сонячна радіація (середньодобова) для передмістя Києва помісячно

3.3 Основні теоретичні відомості для розрахунку СЕС

Існує декілька методів розрахунку СЕС. Основа розрахунків базується на критерії надійної роботи СЕС і рівнянні балансу електричної енергії. Робота СЕС повинна відповідати критерію надійності електропостачання, за яким знаходимо індекс надійності R (Reliability Index):

$$R = \frac{N_R}{N},$$

де N_R – кількість днів робочого періоду N , коли енергія навантаження покривається завдяки роботі СЕС, відключення ж навантаження допускається на $(1 - R) \cdot N$ днів.

Потім проводиться розрахунок сумарної потужності ФЕМ, які мають встановлюватись на СЕС і ємність акумуляторних батарей.

Для обчислення генерації $E_{PV}(n)$ визначається повна енергія сонячної інсоляції $W_{tot}(n)$:

$$E_{PV}(n) = \eta_{PV} W_{tot}(n) S,$$

де S – це загальна площа ФЕМ, із оптимальним кутом нахилу β ,

η_{PV} – це ККД ФЕМ.

Добова інсоляція отримується через число годин пікового сонця $PSH(n)$ (Peak Solar Hours – PSN), а конкретно через число годин з опроміненням на рівні не менше 1000 Вт/м^2 , протягом яких набереться така ж сама кількість енергії сонячного випромінювання, як і за повний день:

$$PSH(n) = \frac{W_{tot}(n)}{1000}.$$

Для енергії фотогенерації $E_{PV}(n)$ маємо:

$$E_{PV}(n) = 1000 \eta_{PV} PSH(n) S = PSH(n) P_{inst},$$

$$P_{inst} = P_{mPV} N_{PV},$$

де P_{inst} – установлена потужність СЕС;

P_{mPV} – пікова потужність одного ФЕМ:

$$P_{mPV} = 1000\eta_{PV}S_0$$

S_0 – площа поверхні модуля.

Величина P_{inst} знаходиться з умов балансу заряду акумуляторів і коефіцієнта надійності R .

Число фотоелектричних модулів визначається встановленою потужністю СЕС P_{inst} та номінальною потужністю одного модуля P_{0PV} , яка характеризує електричну потужність, що генерується в стандартних тестових умовах, тобто: при інтенсивності сонячної інсоляції $G_{STC} = 1000 \text{ Вт} / \text{м}^2$ та температурі модулів $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$.

Потужність, що знімається з одиниці площі ФЕМ:

$$P_0 = P_{0PV},$$

Треба зауважити, що номінальна потужність модуля P_{0PV} визначається як пікова потужність P_{mPV} за постійним струмом. ФЕМ працюють при більших значеннях середніх температур і за нижчих значеннях радіації. Через те, що потужність фотоелектричного модуля пропорційна інтенсивності радіації, та падінню потужності модуля на кожні 10°C підвищення температури складають 5%, реальні показники генерованої потужності значно менші за пікову потужність при STC. Виробники ФЕМ у переважній більшості гарантують відхилення від пікової потужності у межах 5% у менший бік.[7]

$$P_{m.init} = 0,95P_{mPV},$$

де $P_{m,init}$ – гарантована пікова потужність.

Протягом періоду експлуатації ФЕМ їхня потужність поступово знижуватиметься, відповідно усі виробники дають гарантію, що номінальна потужність ФЕМ дорівнюватиме:

$$P_{0PV10} = 0,9P_{m,init} - \text{через 10 років,}$$

$$P_{0PV25} = 0,8P_{m,init} - \text{через 25 років.}$$

Серед інших критеріїв вибору ФЕМ можуть бути число обвідних діодів, або мінімальна вартість 1 Вт пікової потужності та ін.

$$N_{PV} = \frac{P_{inst,PV}}{P_{m,init}}$$

Отриманий результат округлюється в більшу сторону. Для визначення числа ФЕМ N_{PV} треба враховувати можливі відхилення від заявленої виробником пікової потужності на 5% в менший бік. Іншими словами, треба використовувати гарантовану пікову потужність $P_{m,init}$, а не P_{mPV} . При проведенні розрахунків враховується відхилення нормалі до поверхні модуля відносно орієнтації на Сонце.

3.4 Вибір обладнання

3.4.1 Вибір ФЕМ і інвертора

Головна проблема об'єкта в обмеженості площі розташування, оскільки сонячна станція має бути встановлена на даху будинка. Виходячи з цього потрібно обирати фотоелектричні модулі у яких ефективність виробітку на 1 м² більша. Дослідивши теперішній стан українського ринку фотоелектричного

обладнання, підібрано декілька варіантів найбільш ефективних та економічно вигідних ФЕМ. Характеристики модулів у зручному для порівняння вигляді представлені у табл. 4.

Таблиця 4 – Порівняльна характеристика ФЕМ різних виробників

	Longi LR4-72HPH-455M	Jinko JKM445M-78H-V	Risen RSM156-6445M
Номінальна потужність, Вт	455	445	445
Напруга в розімкнутому контурі, В	49,50	43.72	52.70
Струм КЗ, А	11,66	10.18	10.77
Максимальна напруга живлення, В	41,70	52.04	43.90
Максимальний струм живлення, А	10,92	10.84	10.15
ККД модуля, %	20,9	19,85	20.1

Розглянувши декілька варіантів, для встановлення було обрано панель Longi LR4-72HPH-455M (рис.34), оскільки у цього варіанта найбільший ККД, вкупі із найнижчою ціною за модуль.

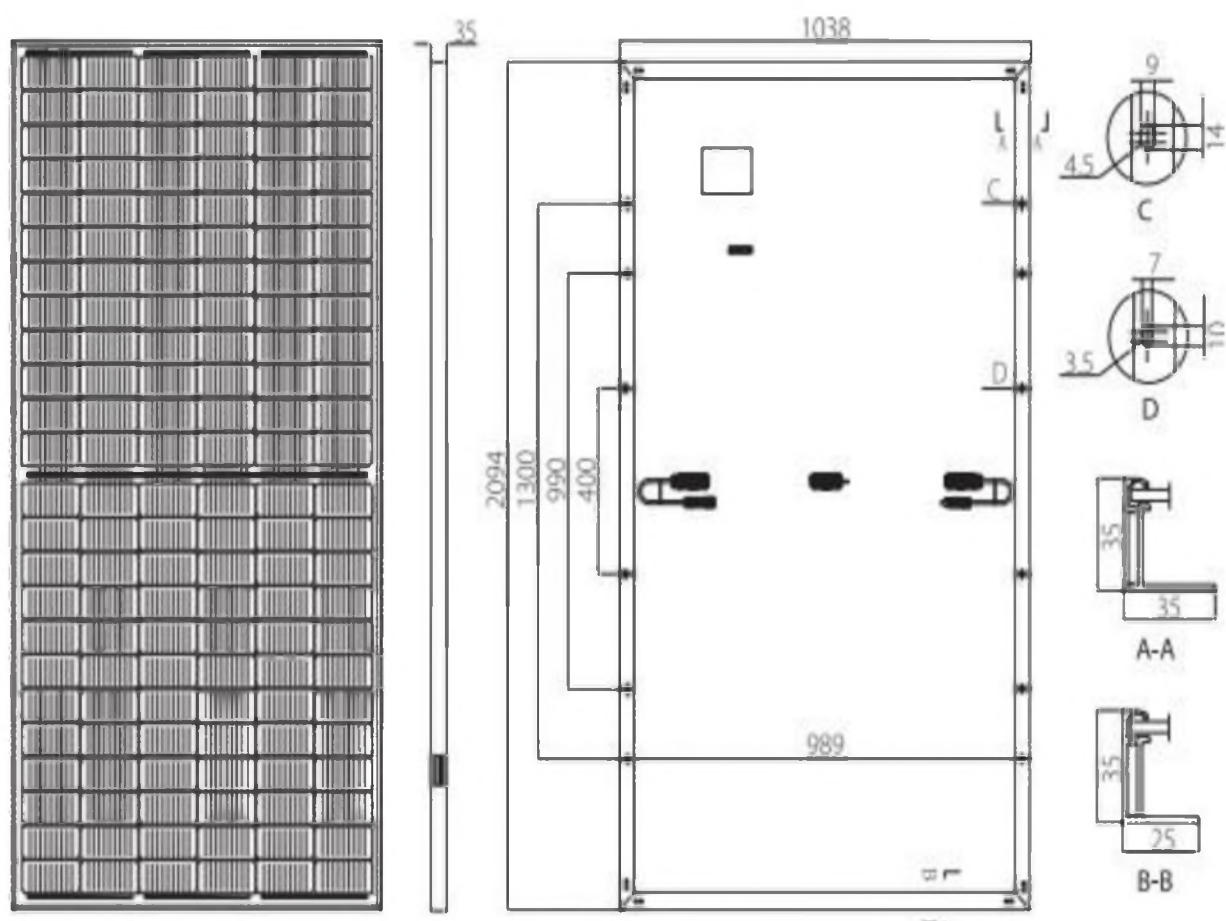


Рисунок 34 – ФЕМ Longi LR4-72HPH-455M

Вирахуємо проміжки між рядами ФЕМ, аби далі можна було обчислити кількість модулів, що помістяться на даху. На рис. 35 схематично показане розміщення ФЕМ для знаходження проміжків.

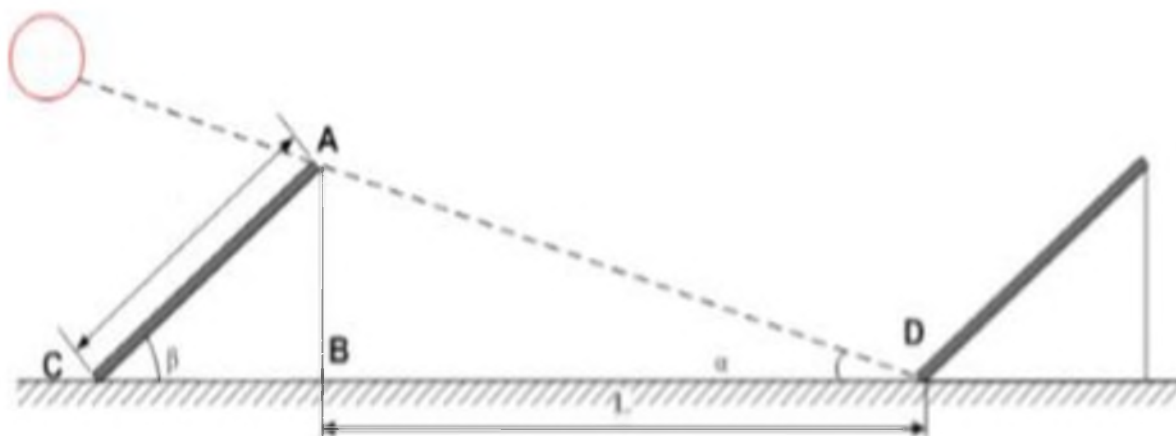


Рисунок 35 – Схема розміщення рядів ФЕМ

$\alpha = 16,4^\circ$ – висота Сонця над горизонтом (взято середнє значення грудня);

$\beta = 35^\circ$ – кут встановлення ФЕМ;

$AC = 2,094 \text{ м}$ – довжина ФЕМ;

Тоді з $\triangle ABC (\angle B = 90^\circ)$ та $\triangle ABD (\angle B = 90^\circ)$:

$$\frac{AB}{AC} = \sin 35^\circ \rightarrow AB = AC \cdot \sin 35^\circ$$

$$\frac{BC}{AC} = \cos 35^\circ \rightarrow BC = AC \cdot \cos 35^\circ$$

$$\frac{BD}{AB} = \operatorname{ctg} 16,4^\circ \rightarrow BD = AB \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ = AC \cdot \sin 35^\circ \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ$$

$$BC = 2,094 \cdot \cos 35^\circ = 1,72 \text{ м}$$

$$L = BD = 2,094 \cdot \sin 35^\circ \cdot \operatorname{ctg} 16,4^\circ = 1,8 \text{ м}$$

Проміжок між рядами ФЕМ складе 1,80 м. Загальна площа даху буде 125.5 м^2 . Знайшовши площу, яка необхідна для проміжків між рядами ФЕМ, щоб виключити затінення, корисна площа під встановлення дорівнює $S_1 = 88 \text{ м}^2$. Звідки кількість ФЕМ для встановлення:

$$N = \frac{S_1}{S_{\text{ФЕМ}}} = \frac{88}{1,038 \cdot 2,094} = 40 \text{ шт}$$

Схема розміщення ФЕМ на даху продемонстрована на рис. 36.

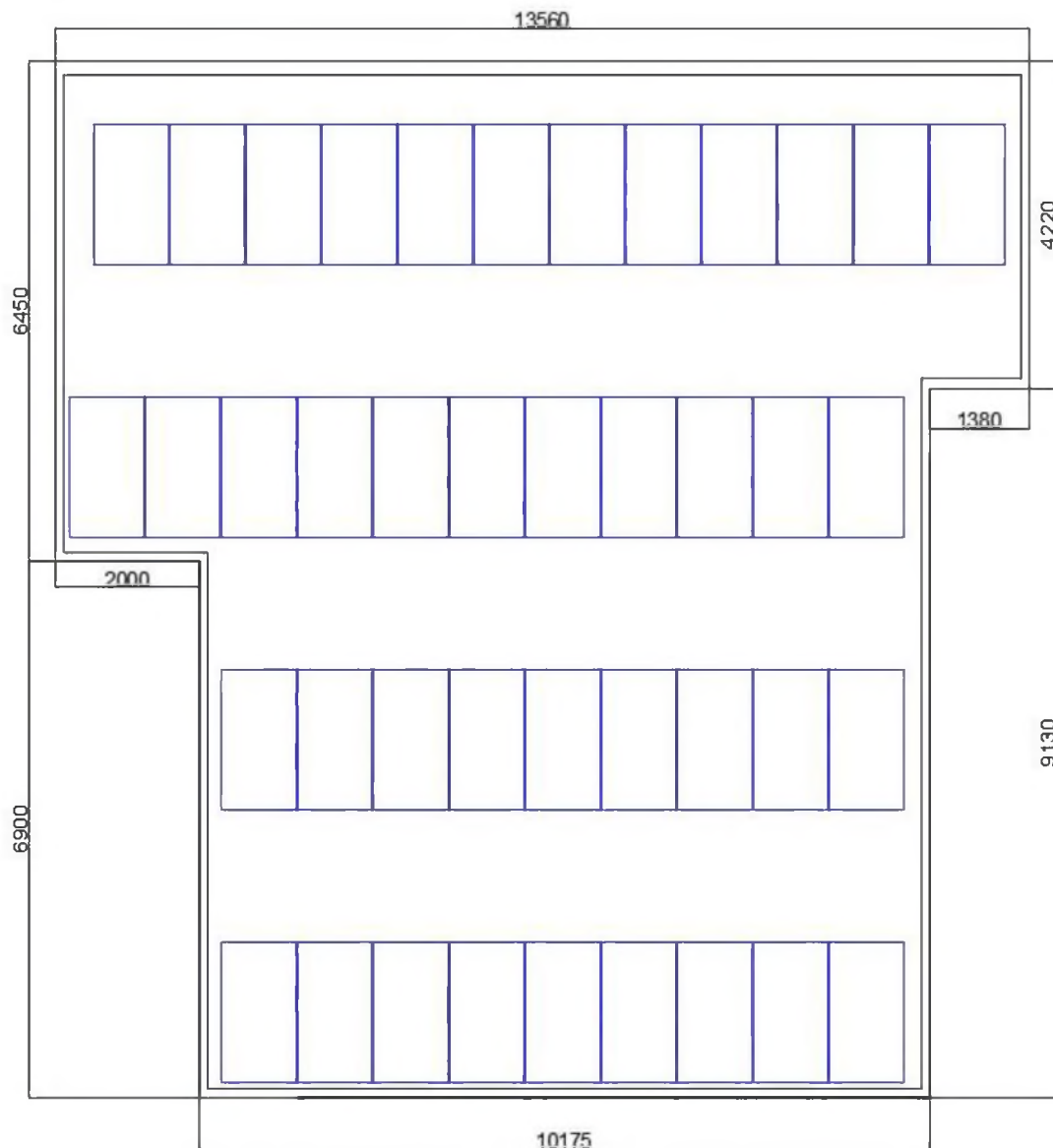


Рисунок 36 – Розміщення ФЕМ

Знаючи корисну площу даху для встановлення ФЕМ, площу поверхні самого модуля та його потужність, знайдемо номінальну потужність станції:

$$P_{cm} = \frac{S_1}{S_{ФЕМ}} \cdot P_{ФЕМ} = \frac{88}{1,038 \cdot 2,094} \cdot 0,455 = 18,2 \text{ кВт}$$

Після того, як була визначена номінальна потужність станції, проведемо вибір гібридного інвертора. На українському ринку представлений гібридний

інвертор з вихідною потужністю у 15 кВт, який має максимальну вхідну потужність 22.5 кВт. Ахіота ISGRID 15000 (рис. 37). Його характеристики зведені в табл. 5.



Рисунок 37 – Ахіота ISGRID 15000

Кількість послідовно з'єднаних ФЕМ у одну гілку розраховується за формулою:

$$N_{\text{ФЕМ}} = \frac{U_{\text{mppt}}}{U_{\text{ФЕМ}}} \cdot \frac{1}{N_{\text{ex}}} = \frac{900}{41,7} \cdot \frac{1}{2} \approx 10 \text{ шт}$$

де $U_{\text{ФЕМ}}$ – вихідна напруга ФЕМ (напруга при максимальній потужності);

U_{mppt} – оптимальна напруга на МРРТ-трекері;

N_{ex} – кількість входів на МРРТ-трекері.

Таблиця 5 – Технічні характеристики Ахіома ISGRID 15000

Основні характеристики	
Тип інвертора	Гібридний інвертор
Кількість фаз	3
Номінальна потужність навантаження	15000 Вт
Максимальна вхідна потужність	22500 Вт
Кількість MPPT-трекерів	2
Кількість входів на MPPT	2
Форма вихідної напруги	Чиста синусоїда
Вихідна напруга на АКБ	48 В
Максимальний струм заряду	200 А
Максимальний струм на 1 вхід	22 А
Максимальна напруга ХХ	900 В
Діапазон вхідної напруги АС	184 – 265 В
Оптимальна напруга на MPPT	320 – 900 В
ККД	91 %
Розміри (д/ш/в)	650/224/820
Вага	62 кг
Робоча температура	– 10°C ... + 55°C
Робоча відносна вологість	0 – 100%
Ступінь захисту	IP65

Генерація станції та споживання об'єкта зображені на рис. 38.

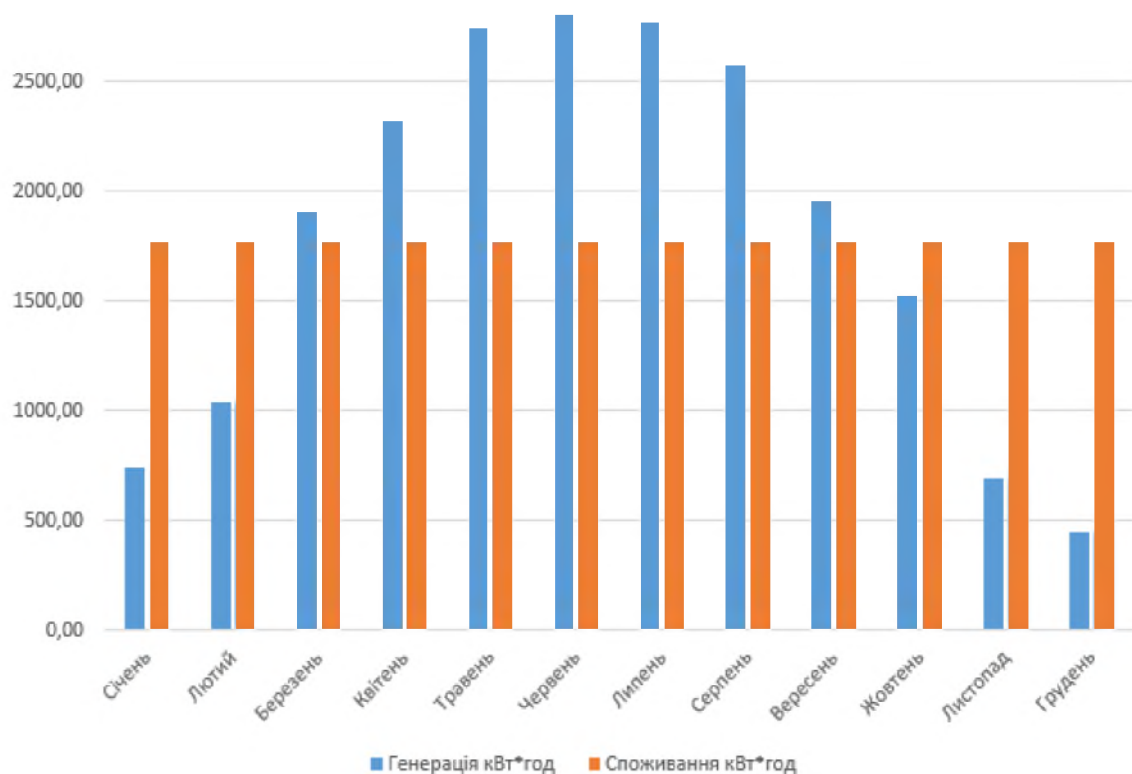


Рисунок 38 – Генерація СЕС і споживання об'єкта помісячно

3.4.2 Вибір АКБ

Сумарна затребувана споживана електроенергія 24 кВт·год за відсутності сонячного опромінення. До того ж при виборі батарей треба врахувати, що акумулятори безпечно допускають лише частковий розряд, наприклад для свинцево-кислотних розряд АКБ не має перевищувати 50%, а для літєвих – не більше 80%.

АКБ на літій (Li) мають більший термін експлуатації (3000 циклів проти 800 циклів у свинцево-кислотних), низький струм саморозряду, а також мають більші ККД (близько 95%). Отже для живлення електрообладнання обирається АКБ літєвого типу. Акумуляторна ємність батареї має бути не менше 30 кВт·год, аби розряд акумулятора не перевищував 80%.

Гібридний інвертор підібраний на систему 48 В. Таким чином збірка АКБ повинна мати 48 В. Мінімальне значення ємності АКБ повинно складати $30000 / 48 = 625 \text{ А} \cdot \text{год}$.

Детальніше звернемо увагу літій-залізо-фосфатні (LiFePO_4 , LFP) акумулятори. Такий тип активно зустрічається як буферний накопичувач енергії в системах автономного електропостачання, де використовуються вітрогенератори і сонячні батареї, а також має декілька переваг.[8]

1. LiFePO_4 мають триваліший термін служби, серед інших літій-іонних елементів;
2. На відміну від багатьох інших літій-іонних, LiFePO_4 -акумулятори мають дуже стабільну напругу розряду. Напруга виводах залишається близькою до рівня 3,2 В під час розряду, поки заряд акумулятора не буде повністю вичерпано. А це може значно спростити або навіть прибрати необхідність регулювання напруги в електричних колах;
3. Наявність фосфатів дозволяє уникнути витрат кобальту та екологічних проблем, наприклад, через попадання кобальту в навколишнє середовище за неправильної утилізації;
4. LiFePO_4 має більше значення пікового струму (а відповідно, враховуючи стабільність напруги, — пікову потужність), порівняно з LiCoO_2 ;
5. LiFePO_4 елементи мають меншу швидкість розряду, ніж літій-іонні або свинцево-кислотні. Оскільки швидкість розряду визначена у відсотках від ємності акумулятора, то більша швидкість розряду досягається в акумуляторах більшої ємності (більше ампер-годин). Проте можуть бути використані LiFePO_4 елементи з високим струмом розряду;
6. LiFePO_4 акумулятори повільніше втрачають ємність, у порівнянні з літій-іонними;
7. Одна з важливих переваг порівняно з іншими видами літій-іонних акумуляторів, полягає в термічній і хімічній стабільності, що суттєво підвищує безпеку батареї;
8. Морозостійкі. Діапазон температур складає $-40 \dots +60^\circ\text{C}$

Обрана модель POWERBRICK + 12V 250AH (рис. 39)



Рисунок 39 –POWERBRICK + 12V 250AH

Входячи з того, що інвертор розрахований на систему із 48 В, то потрібно послідовно з'єднати 4 АКБ в одну паралельну гілку, а для отримати мінімальну ємність, яка складає 625 А·год потрібно 3 таких, з'єднаних між собою послідовно. Загалом необхідно 12 АКБ для живлення системи, а повна потужність системи АКБ складе $12 (шт) \cdot 12 (В) \cdot 250 (А \cdot год) = 36000 (кВт \cdot год)$, що навіть перевищує за мінімально потрібну, а надлишок може використовуватись у випадку неврахованих ситуацій.

Під час зимового періоду та в похмурі дні генерації СЕС буде замало для задоволення споживчих потреб об'єкту, розширення станції неможливо, через це об'єкт під'єднаний до загальної мережі живлення та використовуватиме її як резервну.

3.4.3 Вибір кабелю

Для з'єднання ФЕМ з інвертором обраний кабель КВЕ SOLAR PV-1 з перетином 4 мм². У цього кабелю наявні добрі показники захисту від ультрафіолетових променів, завдячуючи подвійній ізоляції, низьких температур

і атмосферних опадів. Варто також відмітити гнучку структуру кабелю, що полегшує монтаж та підключення в зимній період. В табл. 6 приведені основні параметри кабелю.[9]

Таблиця 6 – Основні параметри кабелю KBE SOLAR PV–1

Максимальна напруга	600 / 1000 В
Перетин жили	4 мм ²
Опір провідника	3,39 мОм / м
Захист	Подвійна ізоляція Polyolefin
Температурний режим	–40...+90°C
Колір	Чорний, червоний, синій

Інвертор підключається до системи АКБ кабелем АВБбШнгд 1х35-1. Основні характеристики кабелю представлено у табл. 7.

Таблиця 7 – Основні параметри кабелю АВБбШнгд 1х35-1

Номінальна напруга	1000 В
Перетин жили	35 мм ²
Тривале струмове навантаження	192 А
Температурний діапазон роботи	–50...+50°C
Захист	Ізоляція ПВХ, броньований

ВИСНОВКИ

У даній дипломній роботі був розроблений електропривод насосної установки, також проведений розрахунок фотоелектричної станції.

Для дослідження був розрахований електропривод насосно установки та вибране відповідне обладнання. Моделювання проводилось у Simulink Matlab. Для цього була зібрана структурна схема системи ПЧ-АД-НАСОС з П-регулятором швидкості та ПІ-регулятором струму. Аналіз отриманих графіків показує задовільну роботу системи в перехідних та усталених режимах.

Якщо головна проблема полягає у відсутності енергозабезпечення об'єкта або у його ненадійності, що пов'язано з непередбачуваними відключеннями електроенергії, то, даючи оцінку усім плюсам та мінусам використання сонячних електростанцій, можна дійти висновку, що автономна фотоелектрична станція є оптимальним рішенням енергозабезпечення.

Для розміщення автономної сонячної електростанції була розрахована ділянка, обраний кут нахилу фотоелектричних модулів, а також розраховано та обрано основне обладнання.

Як генератори електричної енергії були обрані фотоелектричні модулі Longi LR4-72HPH-455M кожний потужністю 455 Вт, інвертор Axioma ISGRID 15000 та акумуляторні батареї POWERBRICK + 12V 250AH. Був приведено графік щомісячної генерації станції протягом року та була розрахована її сумарна річна генерація. У випадку нестачі генерації станції для заряджання акумуляторів або для покриття споживання, передбачено можливість приєднання до мережі, та її використання як резервної.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Попович М.Г., Ковальчук О.В., Теорія автоматичного керування.// Київ “Либідь” – 2007.
2. Пересада С. М., Ковбаса С. Н., Онанко А. Ю. Обобщенный алгоритм частотного управления асинхронными двигателями. Часть 1: синтез на основе второго метода Ляпунова // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – Кременчук: КрНУ, 2011. – Вип. 2/2011 (14). –С. 13 – 16.
3. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах /П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В, Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204с.
4. Відновлювальна енергетика: навчальний посібник /В. М. Синєглазов, О. А. Зеленков, Ш. І. Аскеров, Б. І. Дмитренко – Київ:НАУ, 2015. – 278 с
5. Карта сонячної інсоляції України. Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS / Офіційний вебсайт Центру Спільних Досліджень Європейської Комісії. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. (дата звернення 06.05.2021).
6. Вольдек А. И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. Заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978 г. – 832 с.
7. Ключев В. И. Теория электропривода: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985. 560 с.
8. Центробежные насосы двустороннего входа. Каталог. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1982.
9. Лезнов Б.С. Частотно-регулируемый электропривод насосных установок / Б.С. Лезнов. М: ООО «Издательство Машиностроение». 2013, 174 с.

ДОДАТОК А

ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1 Рівень шуму та вібрації на робочому місці

Шум являє собою сукупність звуків різноманітної частоти і інтенсивності. Джерелами шуму можуть бути коливання поверхонь тіл або самих тіл (механічний шум), нестационарні процеси в рідині або газі (аерогідродинамічний шум), змінні магнітні сили, що призводять до коливання робочих органів електричних машин і апаратів (електромагнітний шум).

При експлуатації насосних станцій виникає постійний шум та вібрація пов'язана з роботою електродвигуна та насосного агреату. Основними джерелами шуму на підприємстві є насоси CR 64-4-1, водопроводи та трансформаторна пістанція. Характеристикою постійного шуму на робочих місцях є рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц, обумовлені по формулі:

$$L = 20 \lg \frac{P}{P_0}$$

де P - середньоквадратична величина звукового тиску, Па; P_0 - вихідне значення звукового тиску в повітрі, рівне $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Рівень звуку на робочому місці складає 89 дБА.. Згідно з ДСН 3.36.037-99 для роботи з підвищеними вимогами до процесів спостереження та дистанційного керування виробничого циклу допустимий рівень звукового тиску складає 91 дБА при середньгеометричній частоті 63 Гц.

Зниженню шуму, який створюється на робочих місцях і проникає, досягається згідно з ГОСТ 12.1.003-83. «ССБП. Шум. Загальні вимоги безпеки» різними методами: зменшення шуму в насосній установці (застосування малошумних підшипників), зменшення шуму на шляху його розповсюдження.

акустична обробка рубки управління, раціональне планування підприємства, раціональна організація робіт, тощо.

Для забезпечення вібробезпечних умов праці зменшують вібрації на валу двигуна та застосовують динамічне гасіння коливань віброізоляцією. Ці заходи нормуються згідно з ГОСТ 12.1.012-90. «ССБП. Вібраційна безпека. Загальні вимоги».

А.2 Електробезпека

На підприємстві знаходиться електрообладнання, що наведено в табл. 2.1. Рівень лінійної напруги – 0.4 кВ, а фазної – 0.23 кВ. Основні споживачі електричної енергії – двигуни змінного струму частотою 50 Гц. Головним нормативним документом в сфері електробезпеки, що використовується в даній роботі, є НПАОП 40.1-1.21-98 “Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів”.

А.3 Пожежна безпека

На насосній станції опріснення водиперебувають горючі ізоляційні матеріали, які можуть легко запалитися й стати причиною пожежі, а саме силові кабелі з паперовою ізоляцією, просоченим масло-каніфолевим складом, масляні вимикачі, пластикове покриття обладнання.

Причини виникнення пожеж можуть бути міжвиткові замикання в масло-наповнених апаратах; довгодіюче проходження струму КЗ та перевантаження через провідники; великий перехідний опір контактів на комутуючій апаратурі; грозові розряди; необережне поводження з вогнем .

Робоча зона згідно з ДБН В.2.5-56:2014 забезпечена пристроями пожежогасіння та системою пожежної сигналізації, а також є шляхи для під'їзду пожежної машини.

Щитове приміщення, в якому розташоване обладнання обліку та розподілення електроенергії за нормами ДНАОП 0.00-1.21-98 забезпечується захисними засобами за рахунок експлуатаційних витрат, а також первинними засобами пожежогасіння. Обсяг захисних засобів може збільшуватися в залежності від системи організації експлуатації і місцевих умов.

Конструкція, виконання і клас ізоляції застосованого електроустаткування обрані з урахуванням умов навколишнього середовища і пожежної небезпечності приміщень відповідно до вимог ПУЕ.

Вимоги до пожежної безпеки на підприємстві неухильно повинен дотримуватися кожен співробітник, а організаційна складова при цьому покладається на посадових осіб за відповідним рішенням керівництва і прописується в посадових інструкціях і положеннях по структурним підрозділам.