

„Зелена Енергія”

«Підвищення енергоефективності для комплексної енергетичної установки по комбінованому виробництву електроенергії тепла та холоду під час пікових навантажень на підприємстві.»

Зміст	
Вступ	4
Розділ I. Теоретична частина	
1.1 Проблеми енергетики в світі та в Україні. Вітровий потенціал України. Перспективи розвитку української вітроенергетики.	5
1.2 Вітроенергетичні установки	8
1.3 Переваги використання вітряної турбіни в тандемі з тепловим насосом.	11
Розділ II. Аналітична частина	
2.1 Модель вітроенергетичної системи.	13
2.2 Модель вітрового парку.	20
2.3 Розрахунок еквівалентної швидкості вітру.	23
2.4 Розрахунок пікових навантажень.	25
Висновки	29
Список використаної літератури	
ДОДАТОК А Розрахунок вітрового енергетичного потенціалу. Підбір вітряної турбіни.	
ДОДАТОК Б Розрахунок акумуляторного цеху.	
ДОДАТОК В Розрахунок системи тригенерації.	
ДОДАТОК Г Розрахунок теплового насосу.	

Анотація

В даній роботі розглядається можливість використання вітроенергетичних установок для компенсації пікових навантажень в системі комбінованого виробництва електроенергії, тепла та холоду. Представлений розрахунок вітроенергетичної установки метою якого є підвищення енергоефективності, оптимізація енергопостачання для комплексної енергетичної установки по комбінованому виробництву електроенергії тепла та холоду під час пікових навантажень на підприємстві. Розрахунок та підбір акумуляторних батарей з метою забезпечення енергією виробництва у випадку коли вітро-парк не зможе самостійно це зробити. Також проаналізовані переваги роботи вітроенергетичної установки в тандемі з газовою турбіною з урахуванням безперебійного живлення теплового насоса для даного підприємства.

Мета та завдання. Метою роботи є розробка вітроенергетичної системи для оптимізації роботи системи з комбінованого виробництва електроенергії тепла та холоду.

Для досягнення поставленої мети були поставлені та вирішені наступні основні задачі:

- застосувати модель вітроенергетичної системи для аналізу і розрахунку вітрового парку з подальшим його підключенням до системи тригенерації;
- провести розрахунки моделі швидкості вітру;
- розрахувати модель вітрової турбіни та підбір вітрового агрегату;
- підібрати систему генерації за швидкістю обертання ротору та розрахувати спрощену модель вітрової турбіни з фіксованою швидкістю;
- розробити модель вітрового парку, провести розрахунок еквівалентної швидкості вітру;
- розрахувати акумуляування енергії, та розрахувати необхідну кількість та необхідного об'єму акумуляторних батарей;
- провести аналіз пікових навантажень системи, проаналізувати доцільність використання вітроенергетичної установки в системі тригенерації .

Об'єкт дослідження. Вітроенергетична установка для системи комбінованого виробництва електроенергії, тепла і холоду.

Предмет дослідження. Структура вітроенергетичної установки і можливі режими виробництва та використання «зеленої» електроенергії отриманої вітровим парком.

Методи дослідження. Теоретичні дослідження по даній тематиці, термодинамічний аналіз компонентів установки, аналітичне дослідження схемних рішень використання вітроенергетичної системи.

Наукова новизна. Вперше застосоване схемне рішення для підприємства такого масштабу, тільки офісне приміщення якого має площу більше 12000м². Відповідно до даного схемного рішення вітровий парк працює в постійному тандемі з газовою турбіною і на пряму подає електроенергію на привід теплового насосу.

Вступ

Згідно Енергетичній стратегії до 2035р. передбачається стале розширення, використання всіх видів відновлюваної енергетики, яка стане одним з інструментів гарантування енергетичної безпеки держави.

В роботі розглядається можливість використання вітроенергетичних установок для компенсації пікових навантажень в системі комбінованого виробництва електроенергії, тепла та холоду. Основним джерелом електроенергії і тепла в даній системі є газова турбіна яка при спалюванні газу для вироблення необхідного об'єму електроенергії виробляє тепла більше ніж необхідно підприємству. Для можливості стабілізації роботи, зменшення втрат і навантажень на газову турбіну використовується вітроенергетичні установки. Використання вітроенергетичних установок дасть можливість економити значні об'єми газу за рахунок зменшення навантаження на газову турбіну і тим самим мінімізувати втрати надлишкового тепла.

Розділ.1 Теоретична частина

1.1 Проблеми енергетики в світі та в Україні. Вітровий потенціал України. Перспективи розвитку української вітроенергетики

ІЕА визначає енергетичну безпеку, як безперерйну доступність джерел енергії за доступною ціною. Енергетична безпека має багато аспектів: довгострокова енергетична безпека в основному стосується своєчасних інвестицій для постачання енергії у відповідність до економічних розробок та екологічних потреб. З іншого боку, короткострокова енергетична безпека зосереджена на здатності енергетичної системи негайно реагувати на раптові зміни в балансі попиту та пропозиції.

Виходячи з високої залежності світової економіки від викопних видів палива та екологічних проблем пов'язаних з їх використанням сучасне суспільство мусить робити все більший акцент на альтернативні методи виробництва електроенергії. І вибір цей з кожною годиною все більше і більше не добровільний, а нав'язаний реаліями нашого світу. Викопне паливо не безкінечне, а потреби в ньому зростають з кожним днем і світ змушений шукати альтернативи. Впродовж року на планету надходить енергії в 15 тис. разів більше від обсягів нинішнього споживання всіма країнами світу. На енергію вітру перетворюється близько 3-4% енергії сонячного випромінювання, а отже, ресурси енергії вітру на Землі приблизно у 50-80 разів більші за сумарні енергетичні потреби людства згідно даних наданих ІЕА від 2016 року.

Німеччина планує до 2025 року отримувати 20% електроенергії за рахунок ВЕР, Україна ж в програмі розвитку передбачила вихід на такі ж показники до 2035р. Данія вже отримує близько 17% всієї електроенергії за рахунок ВЕР. Світ поступово відмовляється від викопного палива на користь ВЕР хоча і повністю його замінити поки що неможливо, але тенденції чіткі і відповідають викликам часу.

Україна здатна ефективно використовувати енергію вітру в окремих зонах при середньорічній швидкості вітру понад 4-5 м/с. Такі швидкості, достатні для

будівництва ВЕС мають: Хмельницька і Волинська області, Азово-Чорноморське узбережжя (Донецька і Херсонська), зони на Кіровоградщині та Дніпропетровщині, вітрові зони в Харківській області, Криму (Керченський і Тарханкутський півострови, околиця Ай-Петринської яйли, повернута до Чорного моря), Карпатах[49,50]. До речі, реальний вітрового потенціал України вдалося встановити завдяки дослідженням інститутів НАНУ. Складений навіть прогноз підвищення цього потенціалу на території країни, який цілком підтверджує доцільність розпочатої програми будівництва ВЕС. У світі Україна займає 14 місце за встановленою потужністю вітро-агрегатів. Тоді як Росія - лише 34-те. Україна іде поетапним шляхом. Спочатку було налагоджено серійне виробництво USW 56-100 (максимальна потужність 107,5 Квт.). У США таких експлуатується кілька тисяч. При серійному виробництві на ПМЗ розроблена і впроваджена нормативна база щодо вітроенергетики, впроваджені нові для країни технології. Набуто практичного досвіду будівництва ВЕС. За час експлуатації USW 56-100 в Україні складена реальна карта її вітропотенціалу. Справді не буває поганих вітроагрегатів, бувають неправильно вибрані ділянки вітрополя [51,52].

Усі без винятку українські ВЕС (Донузлавська, Сакська, Новоазовська, Тарханкутська, Трускавецька) оснащуються ліцензійними вітро-агрегатами, виготовленими Південним машинобудівним заводом, і перебувають на етапі будівництва. На цьому ліцензійному обладнанні досягнута вартість виробництва вітрової електроенергії на світовому рівні - чотири центи за кіловат. Жодна інша електростанція (ГЕС, ТЕС, АЕС) не виробляє електроенергії до повного завершення будівництва, позаяк рентабельність і прибутковість досягаються лише при експлуатації 100 відсотків їхньої проектної потужності. До того ж у вартість виробництва електроенергії на ГЕС, ТЕС, АЕС не входять затрати, пов'язані з затопленням заплав річок, витрати на утилізацію золи, збереження і переробку ядерних відходів.

Середньорічна швидкість вітру в приземному шарі на території України досить низька – 4,3 м/с. Багато вітрогенераторів починають виробляти промисловий струм починаючи з швидкості вітру 5 м/с. Якщо враховувати, що вони можуть використовувати енергію вітру до висоти 50 м (на деякій висоті від поверхні швидкість вітру зростає), то енергетичний потенціал на території України складає гігантську величину - 330 млрд. кВт і перевищує встановлену потужність електростанцій України в 6 тисяч разів. Зрозуміло, ніхто не допускає думки про спроможність його цілковитого використання, та все одно ця величина вражає. Хоча, слід зазначити, що це орієнтовні розрахункові дані, оскільки прямі вимірювання швидкості вітру на висотах вище за щоглу флюгера поодинокі.

Вітрові умови району щодо використання вітру визначаються вітроенергетичним кадастром, який включає різні показники швидкості вітру, обумовлені результатами багатолітніх спостережень: середньорічні і середньомісячні швидкості вітру; повторюваність швидкості вітрових напрямів протягом року, місяця, доби. За оцінками експертів, Україна має ще великий вітровий потенціал (за оптимістичним прогнозом, до 1000 млн кВт). Комплексна програма розвитку вітроенергетики України, яка зараз реалізується, передбачає потужність вітроелектростанцій (ВЕС) – 16 млн кВт, зокрема в західному регіоні – 3 млн кВт. Сьогодні потужність ВЕС в Україні складає менше ніж 50 МВт, тоді як загальна потужність усіх електростанцій – 54 млн кВт – у тисячу разів більша.

Держави світу, які сьогодні активно розвивають вітроенергетику, перейшли на потужності окремих генераторів від 1000 до 3 000 кВт, які мають коефіцієнт корисної дії близько 30% і більше. Натомість в Україні використовують генератори меншої потужності й менш ефективні. Розрахунки показують, що капіталовкладення на 1 кВт потужності за умови закупівлі імпортованих машин – 1500 євро. Якщо налагодити їх виготовлення в Україні, то ця цифра зменшиться до 1100 євро. За таких умов середня собівартість виробленої електроенергії на

вітро-агрегатах буде коливатися від 1,7 до 2,0 цента, що є достатньою привабливою величиною. За терміну окупності 30 років електроенергію ВЕС можна продавати по 3 центи за кВт/годину. Проте, якщо термін окупності зменшити до 10 років, то ціну на електроенергію треба збільшити до 6 і більше центів, та й то у разі, коли кошти на будівництво вдасться залучити за нульовою річною ставкою. За 10% кредитів для окупності за 10 років тариф становитиме 7 центів за кВт/год і більше. До речі, в Німеччині новозбудовані вітроелектростанції продають електроенергію по 8,5 цента. Україна має величезний потенціал, але на даний момент стоїть тільки на початку шляху до екологічно чистої енергетики. Варіанти підключення вітрових турбін в систему енергопостачання див.ДОДАТОК А

1.2. Вітроенергетичні установки.

У конструкції сучасних вітрових електростанцій закладені новітні наукові і експериментальні розробки використання кінетичної енергії вітру, що дозволили добитися високої ефективності, надійності експлуатації і низької вартості електроенергії, що виробляється [16-25].

Залежно від потужності генератора вітроустановки поділяються на класи, їхні параметри та призначення наведено в таблиці 1.2.1

Таблиця 1.2.1 Класифікація вітроустановок

Клас установки	Потужність, кВт	Діаметр колеса, м	Кількість лопатей	Призначення
малої потужності	15-50	3-10	3-2	Зарядження акумуляторів, насоси, побутові потреби
середньої потужності	100-600	25-44	3-2	Енергетика
великої потужності	1000-4000	>45	2	Енергетика

Основними елементами вітроенергетичних установок є вітроприймальний пристрій (лопаті), редуктор передачі крутільного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором передачі крутільного моменту утворює вітродвигун. Завдяки спеціальній конфігурації вітроприймального пристрою в повітряному потоці виникають несиметричні сили, що створюють крутільний момент.

Оскільки вітер може змінювати свою силу та напрямок, вітрові установки обладнуються спеціальними пристроями контролю та безпеки. Ці пристрої складаються з механізмів розвертання вісі обертання за вітром, нахилу лопатей відносно землі за критичної швидкості вітру, системи автоматичного контролю потужності й аварійного відключення для установок великої потужності.

Вітродвигун виробляє енергію, коли вітер тисне на його лопаті. Чим довше лопать, тим більше енергії вітру вона може перехопити. Точно також, чим більша швидкість вітру, тим більше його тиск на лопаті і тим більша кількість перехопленої енергії.

Вихід енергії не перебуває в лінійній залежності від довжини лопаті і від швидкості вітру: він росте пропорційно квадрату довжини лопаті і кубу швидкості вітру.

Звернемо увагу на те, що при швидкості вітру 33 кілометри в годину видовження лопаті в 4 рази (з 15 до 60 м) збільшує вироблення енергії в 16 разів. Відмітимо також, що при довжині лопаті 30 м вітер із швидкістю 50 км/год забезпечує вироблення електроенергії в 26 разів більшу, ніж вітер із швидкістю 17 км/год. Саме тому інженери схиляються на користь великих вітродвигунів і прагнуть перехопити вітер на великій висоті.

Більшість великих вітродвигунів, що споруджуються зараз або що вже діють, розраховано на роботу при швидкостях вітру 17 – 58 кілометрів за годину. Вітер із швидкістю менший 17 кілометрів на годину дає мало корисній енергії, а при швидкостях більше 58 кілометрів на годину можливе пошкодження двигуна.

Вітродвигуни не слід розраховувати на перехоплення штормових вітрів. Навіть якщо такий вітер забезпечує отримання набагато більше енергії, чим слабкі вітри, він чинить настільки сильний тиск на лопаті, що весь вітродвигун може бути зруйнований. Крім того, тривалість часу, коли дмуть штормові вітри, настільки мала, що вклад штормових вітрів в сумарне вироблення енергії нікчемний, і це робить подібний ризик безглуздим. Щоб усунути проблему штормових вітрів, лопаті вітродвигунів згинають так, щоб вони були злегка повернені в один бік для зменшення натиску вітру; завдяки цьому удари сильних поривів не ушкоджують пропелер. Ця стара практика відома як «оперення». Щоб запобігти поломці лопатей, застосовують також нові матеріали, здатні протистояти великим навантаженням.

Інші проблеми в конструкції вітродвигунів обумовлені просто природою системи, необхідної для перехватки енергії вітру [41-44]. Двигуни зазвичай встановлюють на високих вежах, щоб лопаті були відкриті сильнішим вітрам, що дмуть на великій висоті. Ближче до поверхні будинку, дерева, невеликі горби і тому подібне стримують і ослабляють вітер. Тому потрібні високі щогли. Проте важке устаткування – пропелер, коробка передач і генератор – повинно розміщуватися на верхівці щогли, і це вимагає міцної конструкції.

Ще одну проблему використання енергії від вітродвигуна створює природа самого вітру. Швидкість вітру варіює в широких межах – від легкого подиху до потужних поривів; у зв'язку з цим міняється і число обертів генератора в секунду. Для усунення цього змінний струм, що виробляється при обертанні осі, випрямляють, тобто перетворюють в постійний, такий, що йде в одному напрямі. При великих розмірах вітродвигуна цей постійний струм поступає в електронний перетворювач, який проводить стабільний змінний струм, придатний для подачі в енергетичну систему. Невеликі вітродвигуни на зразок тих, що використовують на ізольованих фермах або на морських островах, подає випрямлений струм у великі акумуляторні батареї замість

перетворювача. Вони абсолютно необхідні для запасання електроенергії на періоди, коли вітер дуже слабкий для вироблення якої-небудь енергії.

Важча проблема регулювання всієї системи електростанцій. Також як на приливних станцій, тут бувають періоди, коли генератори виробляють мало енергії або зовсім її не проводять. У такий час необхідно десь збільшити вироблення струму звичайною електростанцією, щоб покрити потребу в ній.

1.3. Переваги використання вітряної турбіни в тандемі з тепловим насосом.

Як правило вітер і тепловий насос можуть працювати за умови використання акумуляторних батарей які необхідні для забезпечення стабільної подачі потрібного об'єму електроенергії на вході в тепловий насос. Компресори теплових насосів чутливі до стрибків напруги тому й необхідна стабільна подача електроенергії. Для зимнього періоду притаманні найвищі швидкості вітру і необхідна найбільша кількість тепла для опалювання. З'єднання вітряка з тепловим насосом може дати необхідні об'єми електроенергії та тепла і цим самим забезпечити повністю автономну систему електро- теплопостачання об'єкту. В нас час значно виріс інтерес до вітряних турбін і теплових насосів, так само як і потреба в нагрітій і охолодженій воді яку можна отримати за допомогою такого насоса. Дослідження останніх років доводять ефективність застосування даного тандему, так нещодавно був представлений новий метод який пропонує безпосередньо використовувати силу вітру, щоб управляти системою теплового насоса, що може ефективно знизити втрати перетворення енергії в процесах перетворення енергії сили вітру в електричну енергію та електричну енергію в кінетичну енергію. Операція переводів системи теплового насоса між охолоджувачем і підігрівом контролює чотирьох-ходовий клапан. Теоретичний ефективність традиційного методу становить в зв'язку з втратами 42,19%. Експериментальні результати показали середнє значення для охолодження води, становить ефективність 54.38% при зовнішній температурі

35 ° C і температурі всередині приміщення 25 ° C ефективність виробництва гарячої води становила 52.25% при різниці зовнішньої температури і температури в приміщенні, в 10 ° C.

Результати експерименту припустили, що за кермом систему теплового насоса безпосередньо з силою вітру може зменшити втрати перетворення енергії в процесах енергії сили вітру перетворення в електричну енергію та електричну енергію перетворення кінетичної енергії. Запропонований метод, може поліпшити ефективність більш ніж на 10% в як при охолодженні так і при підігріві. Таким чином ми можемо отримати ефективну автономну систему що зможе забезпечити як підігрів і охолодження так і отримання електроенергії.

Розрахунок енергетичного потенціалу та підбір вітряної турбіни, див ДОДАТОК А.

Розділ II. Аналітична частина

2.1. Модель вітроенергетичної системи

Основними підсистемами моделі вітроенергетичної системи є вітер, турбіна та вітровий парк[70,71,79] на рис.2.1.1. ми бачимо загальну структуру з основними моделями які входять до її складу.

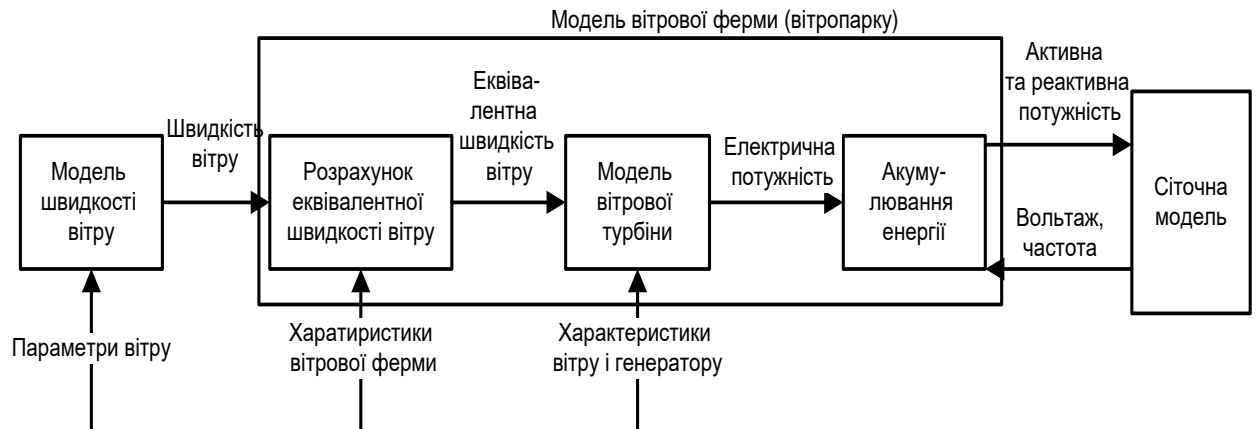


Рис.2.1.1 Загальна структура моделі системи вітру.

Зліва направо модель швидкості вітру надає послідовність розрахунку, параметри вітру вибрані згідно регіону (дані по вітру,(карта вітрів, швидкість, густина.))

Потім розраховується еквівалентна швидкість вітру для поодиноких турбін з урахуванням характеристик швидкості повітря та характеристиками вітрового парку. Еквівалентні швидкості вітру враховуються при розрахунку електричної потужності отриманої за допомогою одиничних турбін, з використанням моделі вітрової турбіни з характеристиками як ротору так і генератору. Електрична потужність на виході з одиничних турбін акумулюється в блоку для акумулювання енергії. Таким чином знаходиться сумарна потужність вітрового парку введена до енергетичної системи.

Модель швидкості вітру. У довгостроковій перспективі, тобто для розгляду процесу протягом декількох днів і тижнів, серед макрометеорологічних впливів домінує швидкість вітру. У короткостроковому діапазоні від декількох секунд до кількох хвилин домінують коливання, що представляють особливий інтерес тому що вони відбуваються у вигляді поривів

вітру. У діапазоні середнього часу швидкість вітру може розглядатися як більш-менш стаціонарна величина. Отже як результат, середні значення і стандартні відхилення, швидкості вітру можуть бути визначені в діапазоні кількох годин. У процесі, коливання цієї середньої швидкості вітру і накладення коливань швидкості вітру в короткостроковій перспективі можуть бути розглянуті і змодельовані як спільно так і незалежно один від одного [64-65].

Дослідження систем перетворення енергії вітру, особливо в розробці рішень управління, включає в себе моделювання швидкості вітру в якості процесу рандомізації. Швидкість вітру приймається за таку що складається з двох елементів таких як повільно змінна середня швидкість вітру по годинних; і швидко мінливий компонент турбулентності. Цей компонент моделюється за нормального розподілу і має нульове середнє значення, [69] стандартне відхилення, яке пропорційне поточному значенню середній швидкості вітру. Блок-схема на рис. 2 використовується як довідкова база для моделювання поведінки швидкості вітру. Передбачається що джерелом для зміни швидкості вітру слугує нормальний розподіл білого шуму, викликаний рандомізацією чисел генератором. Вихідний сигнал, отриманий таким чином, показує нульове середнє значення та нормоване стандартне відхилення, рівне одиниці.

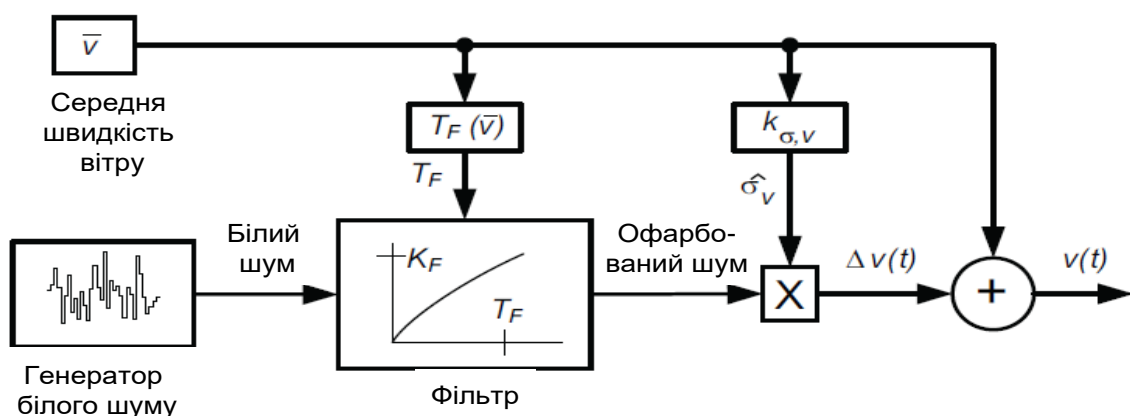


Рис.2.1.2 Модель для моделювання “поведінки” вітру.

Проте, оскільки швидкість вітру $V(t)$ не може різко змінитися (через фізичні причини), то приймається як постійна, а білий шум згладжується за

допомогою правильно розробленого сигналу що формує фільтр з передавальною функцією $H_f(j\omega)$.

Таким чином, він перетворюється на кольоровий шум. Фільтр формування сигналу використаний в даній моделі має коефіцієнт посилення K_F і постійну часу T_F . За допомогою K_F цього формуючого фільтра адаптованого до фільтра постійної часу T_F сигнал стандартного відхилення кольорового шуму приймається рівним одиниці. Флуктуацію швидкості вітру $\Delta(V)t$ отримують шляхом множення нормалізованого кольорового шумового сигналу при відповідній швидкості вітру і залежить вона від стандартного відхилення σ_v . [68] Потім, відповідна середня швидкості v додається до цього значення. Характеристики штучних сигналів швидкості вітру визначається залежить від параметрів вітру.

Середня швидкість вітру та стандартне відхилення, мають лінійну залежність від константи $k_{\sigma,v}$. σ_v -це стандартне відхилення швидкості вітру, k – емпіричний показник шорсткості підстилаючої поверхні, V -середня швидкість вітру.

Таблиця.2.1.1

Клас шорсткості	Характеристика ландшафта	Степенний показник (k)
0	водна поверхня	0.0
0.5	Повністю відкритий ландшафт з м'якою поверхнею типу злітно-посадочних смуг в аеропортах, скошеною травою і т.п.	0.12
1.0	Відкриті сільськогосподарські землі з поодинокими будівлями	0.24 5

$$\sigma_v = k_{\sigma,v} \cdot V \quad (2.1.1)$$

Для нашої локації $k=0.2$ а швидкість вітру $V=9.5\text{м/с}$

$$\sigma_v = 0.2 * 12.31 = 2.46$$

Постійна часу формує фільтр T_F що вибирається як:

$$T_F = \frac{L}{V} \quad (2.1.2)$$

$$T_F = \frac{150}{12.31} = 12.2$$

де L є масштабна довжина турбулентності і залежить від характеристик ділянки. Типові значення L є 100 ... 200 м для прибережних і морських зон і 200 ... 500м в тих випадках, коли топографія є більш важливою.

Модель вітряної турбіни. Електроенергія що виробляється у вітряних турбін з точки зору зміни має іншу модель поведінки ніж вітер. Вітрові турбіни є динамічними генератори що складаються з декількох компонентів, які впливають на перетворення енергії вітру. Вітрові турбіни у більшості випадків можуть бути представлені загальною моделлю з її основними частинами: ротором і системою генерації [63,66,67]. Розрахунок цих елементів моделі представлені нижче.

Ротор. Ротор турбіни знижує швидкість потоку повітря і перетворює кінетичну енергію потоку повітря в механічну енергію, $P_{\text{мех}}$. Механічна потужність вітряної турбіни можна розрахувати за допомогою наступного рівняння:

$$P_{\text{мех}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\gamma, \beta) \quad (2.1.3)$$

$$P_{\text{мех}} = \frac{1}{2} 1.21 \cdot 16 \cdot 12.31^3 \cdot 0.4 = 0.36 \text{ МВт}$$

де ρ це щільність повітря, A -це яку охоплюють лопаті, v є швидкість вітру, $P_{\text{мех}}$ коефіцієнт потужності, β є кутом леза вітряної турбіни, λ це співвідношення пікових швидкостей, які визначається за формулою:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (2.1.4)$$

$$\lambda = \frac{40 \cdot 16}{12.31} = 52$$

де ω є швидкість обертання турбіни і R є радіус ротора. Коефіцієнт потужності C_p залежить від аеродинамічних характеристик вітряної турбіни. Дане рівняння може бути використане для моделювання C_p :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{21}{\lambda_i}} \quad (2.1.5)$$
$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(\frac{116}{52} - 0.4 \cdot 45 - 5 \right) e^{\frac{21}{52}} = 0.4$$

де:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V}$$

Слід зазначити, що C_p це дуже нелінійна функція потужності λ і β , де λ в свою чергу, залежить від швидкості обертання турбіни і швидкості вітру.

Система генерації. Існують різні типи системи генерації. Відповідно до частоти обертання ротора, системи генерації можуть бути класифіковані на два типи: системи з фіксованою швидкістю та системи з регульованою швидкістю [75] В зв'язку з тим що відповідно до особливості географічного розміщення ми використовуємо турбіни середньої потужності і оптимальним для нас є система з фіксованою швидкістю.

Системи з фіксованою швидкістю. У системі з фіксованою швидкістю, генератор як правило, безпосередньо підключений до мережі. Частота сітки встановлює швидкість обертання генератора. Повільна швидкість обертання лопатей турбіни передається на генератор за допомогою коробки передач. Індукційний короткозамкнений ротор генератора завжди вимагає реактивної потужності. Таким чином, використання реактивної потужності завжди забезпечується конденсаторами таким чином, щоб досягти коефіцієнт потужності, близьким до одиниці. Системи з фіксованою швидкістю мають перевагу простоти та низької вартості, нестача енергії вимагає реактивної потужності для індукційних генераторів, що використовуються [62,67]. На рис.2.1.3 показана модель системи з фіксованою швидкістю для вітрових турбін. Ця модель в основному складається з короткозамкненого ротора,

індукційного генератора і компенсуючих конденсаторів. Для генератора, зазвичай використовують стандартні моделі машини такого типу.

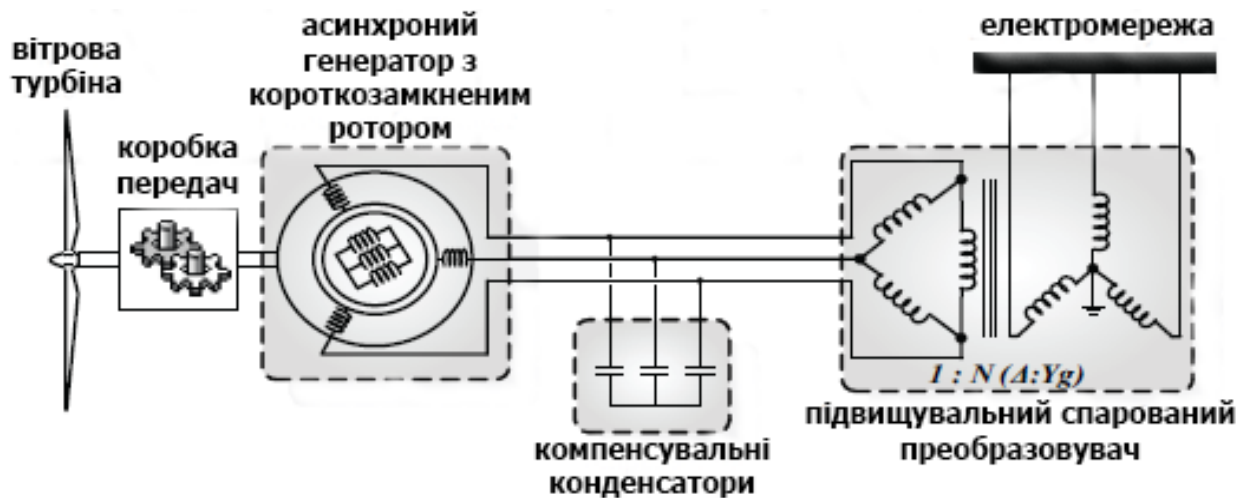


Рис.2.1.3 Система з фіксованою швидкістю обертання ротору.

Топологія вітрової турбіни що використовується в цьому дослідженні має фіксовані швидкості вітряної турбіни. Цей тип турбіни оснащений індукційним генератором (з короткозамкненим ротором), який безпосередньо підключений до мережі. Докладні моделі вітряних турбін є складними, і включають в себе диференціальні рівняння, що вимагають багато обчислювальної роботи [69]. Для деяких досліджень (наприклад для динаміки система живлення), ці моделі не можуть бути застосовані, так як натомість використовуються спрощені моделі. Розвиток спрощених моделей припускає компроміс, щоб знизити обчислювальну навантаження з одного боку, а з іншого боку збереження необхідної достатності, щоб прогнозувати вплив сили вітру на динамічну поведінку системи.

Спрощена еквівалентна модель поведінки потужності вітряної турбіни з фіксованою швидкістю представлена нижче, заснована еквівалентна передавальна функція. Для фіксованих значень середньої швидкості вітру, вся система вважається лінійною і таким чином, може бути апроксимована простою передавальною функцією. Ця передавальна функція повинна бути першого порядку, низькочастотний фільтр потрібен для низьких швидкостей

вітру (тобто, значення нижче номінальної швидкості вітру) та функції вищого порядку для високих швидкостей вітру (більш високі значення, ніж номінальної швидкості вітру). Номінальна швидкість вітру це швидкість вітру яка потрібна турбіні для генерації номінальної потужності, на рис. 2.1.4 показана модель що використовується. На вході в функції доступна швидкість вітру. На виході потужність турбіни для вироблення електроенергії. Враховуючи верхню частину рис.6, швидкість вітру в низькочастотному фільтрі перетворюються в енергію за допомогою кривої потужності турбіни. Постійна часу фільтра нижніх частот залежить від середньої швидкості вітру. Вона для цієї спрощеної моделі передбачається, константою. Крива потужності вітрової турбіни зображена на рис.2.1.5.



Рис.2.1.5 Крива потужності вітрової турбіни.

Крива потужності має верхню межу для вихідної потужності, яка дорівнює або близька до номінальної потужності. Верхній вхід суматора на рис.2.1.4 залишається на рівні номінальної потужності для високої швидкості вітру. Вплив флуктуації швидкості вітру при номінальній потужності роботи враховується функцією другої передачі (нижня частина рис. 2.1.4).

Спрощена модель містить в собі поступовий перехід від низькій швидкості вітру до високої. Для швидкостей вітру нижче 90% ніж номінальна швидкість, передавальна функція для таких швидкостей вітру не розглядається (коефіцієнт 0).

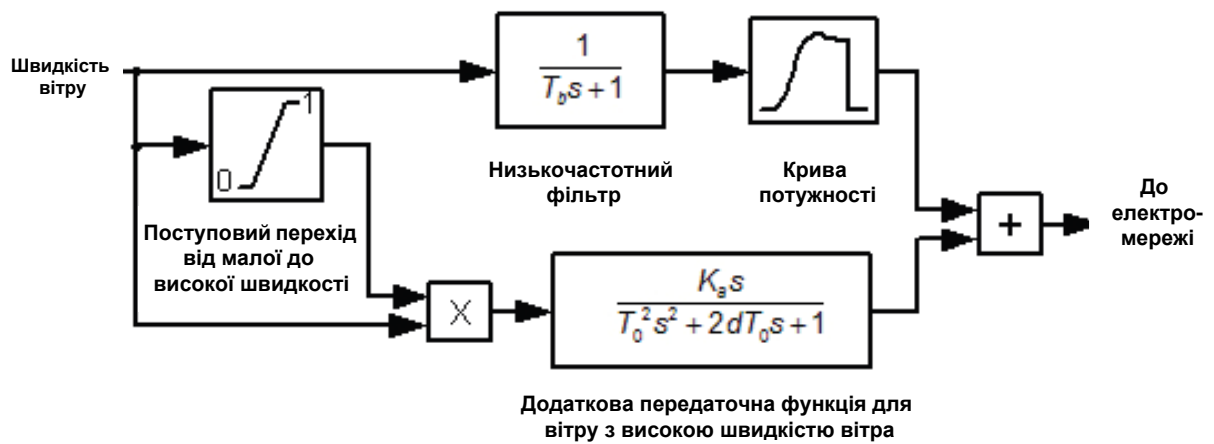


Рис.2.1.4 Спрощена модель вітрової турбіни з фіксованою швидкістю.

Для швидкостей вітру вище 100% номінальної швидкості вітру, передавальна функція для таких швидкостей вітру повністю враховується (коефіцієнт 1). Використовується лінійна інтерполяція для проміжних швидкостей вітру.

Параметри еквівалентної передавальної функції, були отримані за допомогою моделювання. Вихід еквівалентної передавальної функції порівнювали з виходом детальної моделі вітрової турбіни, включеної в бібліотеці SimPowerSystems / Simulink. Таким чином, регулювання проводилися поступово і залежно від параметрів еквівалентної функції до отримання відповідності між обома моделями.

2.2 Модель вітрового парку.

Для моделювання поведінки вітрового парку в енергосистемі використовується математична модель. Як правило, кількість вітрових турбін в вітрового парку висока але у нашому випадку це не так ми використовуємо тільки 12 турбін, а їх загальна номінальна потужність становить 3.3 МВт.

Використання саме моделі «вітрового парку», а не поодиноких турбін дозволяє згладити коливання потужності і забезпечити більш стабільну подачу електроенергії, хоча дана модель має і певні недоліки такі як втрата швидкості

вітру відповідно до проходження в глибину парку так званий «ефект тіні»[77-79].

Найпростіший спосіб представляти вітровий парк є модель всього вітрового парку в якості одної еквівалентної вітрової турбіни. Цей підхід передбачає, що флуктуації потужності від кожного вітрогенератора рівні у всьому господарстві. Це припущення, однак, не відображає реальність, тому що коливання потужність вітрового парку відносно менше, ніж коливання, одинокої вітрової турбіни. Інший спосіб моделювання вітрового парку полягає в докладному моделюванні парку з урахуванням таких факторів, як постійність та кореляції вітру, турбулентності. Ці моделі передбачають великий об'єм математичного моделювання та значні апаратні засоби їх обробки [63,72]. Модель, представлена в даній роботі бере до уваги агрегаційний ефект вітрового парку. Таким чином, надається точна модель поведінки вітрового парку, з точки зору електричної системи. Перевагою даної системи є те що потреба в обчислювальних ресурсах зменшується. Для того, щоб прийняти до уваги аеродинамічні ефекти, пов'язані з плануванням вітрових турбін що утворюють вітровий парк, розглянемо рис. 2.11

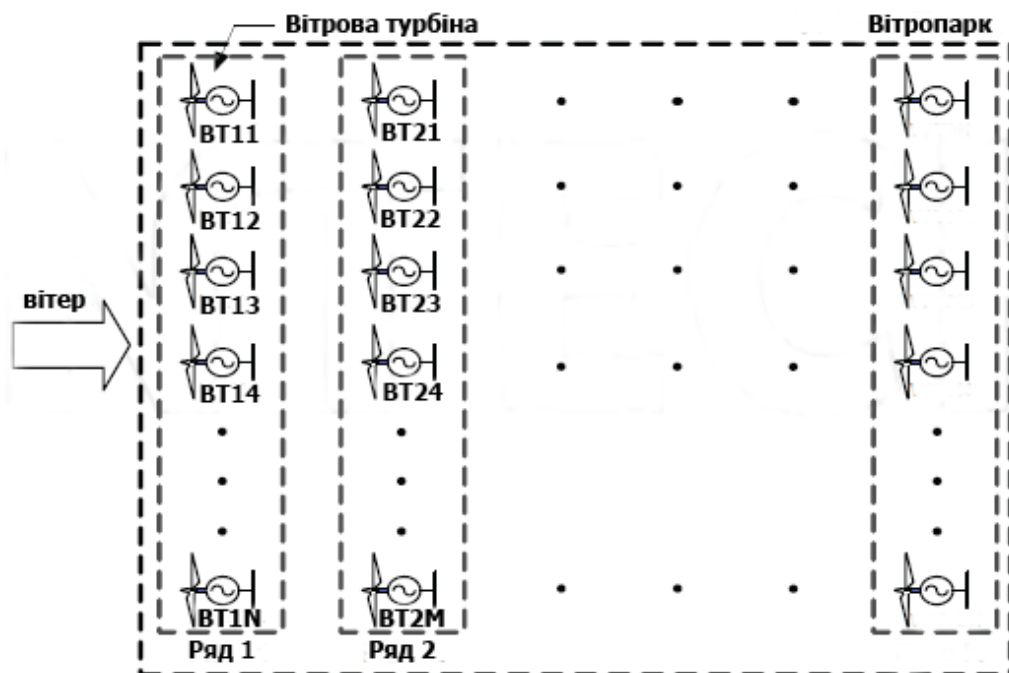


Рис. 2.2.1 Схема типового вітрового парку.

Вітрові турбіни першого ряду прийняли частину кінетичної енергії вітру. Таким чином, швидкість вітру в другому ряді зменшується, і так далі в наступних рядках. Це зниження швидкості показаний на рис. 2.2.2

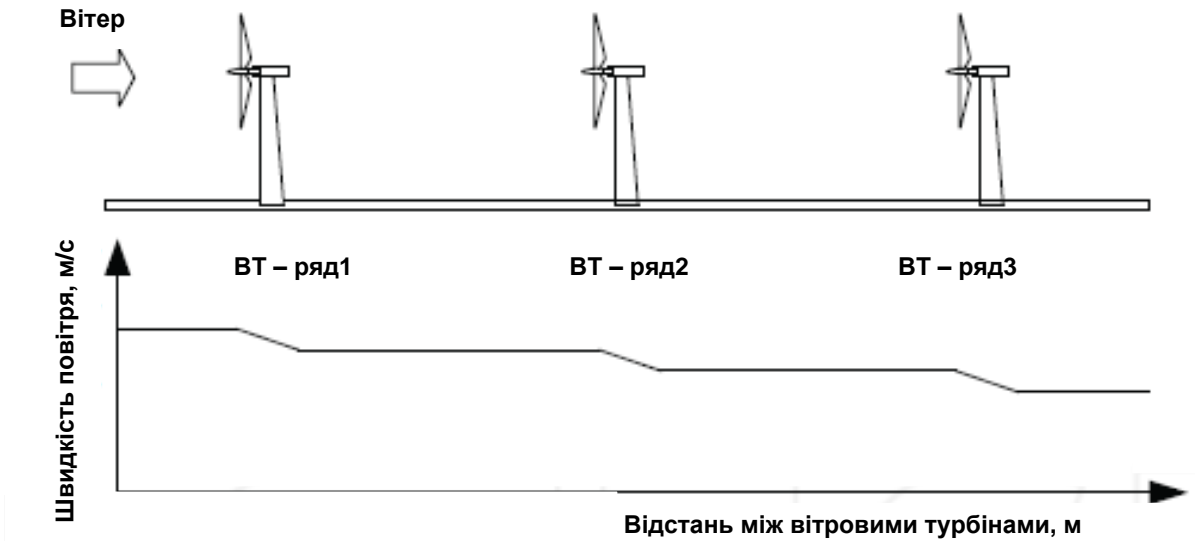


Рис. 2.2.2 Зниження швидкості вітру через аеродинамічного ефекту тіні. Як правило, це зниження швидкості, при проходженні вітряного потоку відбувається відповідно до коефіцієнта зображеного на рис. 2.2.3.

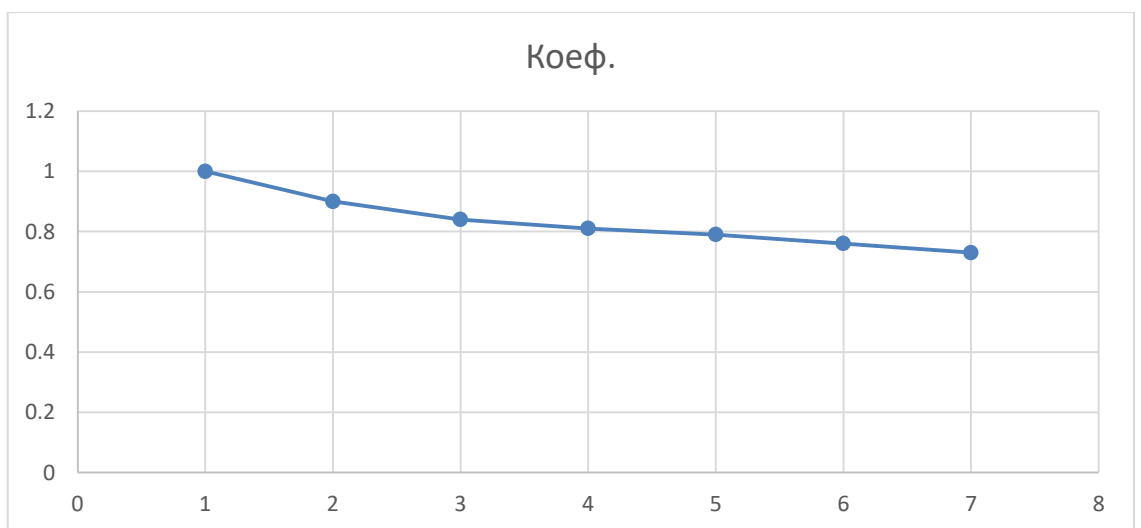


Рис. 2.2.3. Зміна швидкості вітру при проходженні ряду турбін.

Основними елементами вітроенергетичних установок є вітроприймальний пристрій (лопаті), редуктор передачі крутільного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором передачі крутільного моменту утворює вітродвигун. Завдяки спеціальній конфігурації вітроприймального пристрою в повітряному потоці виникають несиметричні сили, що створюють крутільний момент.

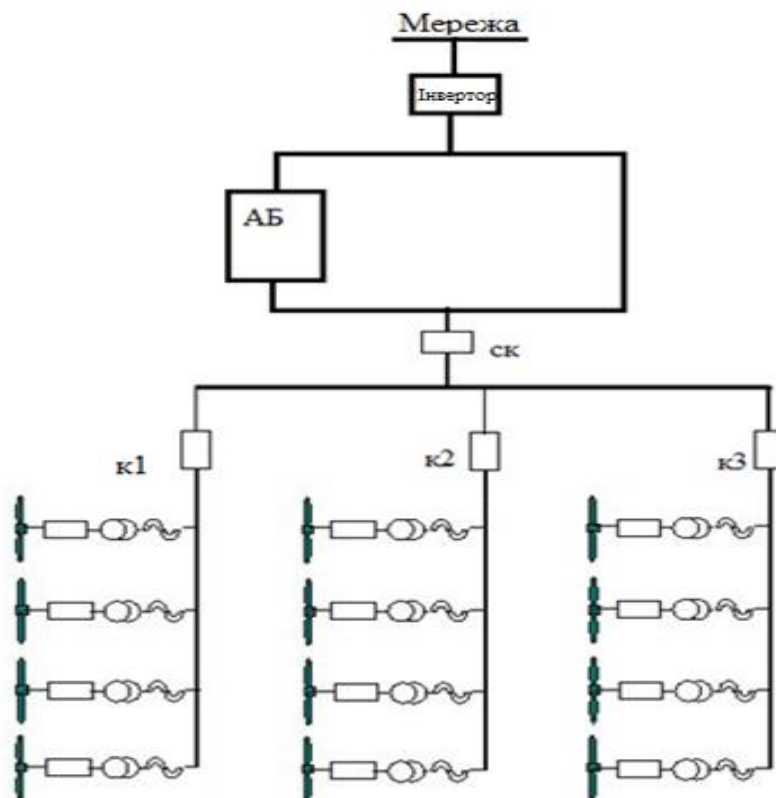


Рис.2.2.4. модель вітрового парку.

Так як наш вітровий парк складається з 12 вітряних установок а замовником накладені певні обмеження по площі яку ми можемо використати під побудову вітрового парку то відповідно ми використовуємо модель 3 на 4 (рис.2.2.4).

2.3 Розрахунок еквівалентної швидкості вітру

Для розрахунків, кожен ряд турбін вважається однією еквівалентною турбіною що піддається впливу швидкості вітру і часу проходження вітру.

Так як в більшості часу а саме у 6 з 12 місяців показники швидкості вітру перевищують необхідну для роботи на номінальній потужності то для них за еквівалентну ми приймаємо 12м/с так як вона для обраних турбін є номінальною, а решту розрахуємо відповідно до отриманих даних.

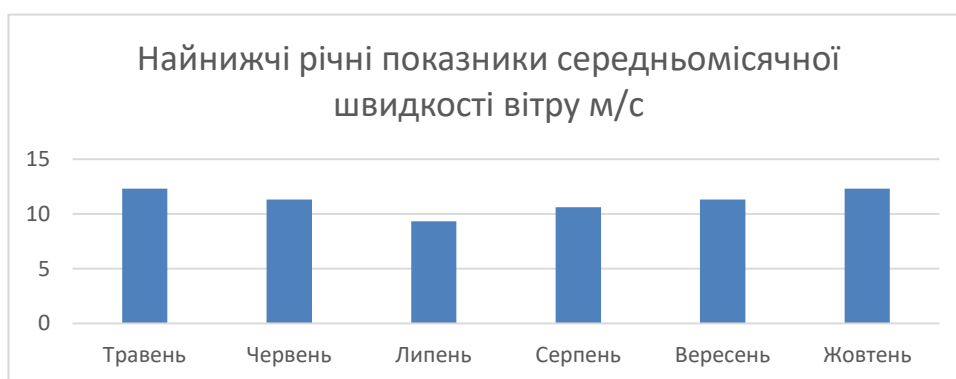


Рис.2.3.1 Найнижчі річні показники середньомісячної швидкості вітру м/с.

Потужність вітрового парку при даній швидкості вітру знайдем через еквівалентну швидкість вітру, так як цей спосіб містить мінімум розрахунків і є доцільним саме для малих вітровий парків.

$$V_e = (V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n)/n \quad (2.3.1)$$

Коефіцієнт пониження вітру ми отримали за допомогою програми моделювання поведінки вітру SimPowerSystems / Simulink

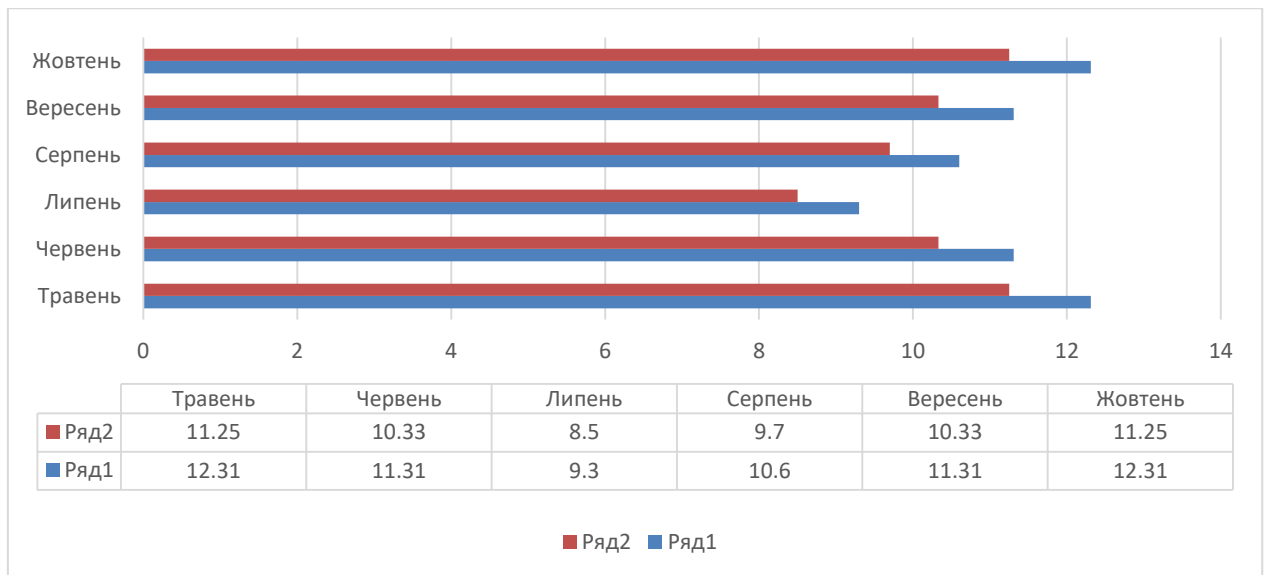


Рис.2.3.2 Середньомісячна і еквівалентна швидкість вітру на робочій висоті. Виходячи з цього ми можемо дізнатися на яку середню потужність однієї турбіни в цей період ми можемо розраховувати:

Таблиця.2.3.1. Показники еквівалентної потужності турбіни і загальної потужності парку відповідно до показників середньомісячної швидкості вітру.

Місяць	P(кВт)	V_e (м/с)	P(МВт)
Січень	275	12	3.3
Лютий	275	12	3.3
Березень	275	12	3.3
Квітень	275	12	3.3
Травень	252,5	11,25	3,03
Червень	194,2	10,33	2.33
Липень	119	8,5	1.43
Серпень	174	9,7	2.1
Вересень	194.2	10.33	2.33
Жовтень	252,5	11,25	3,03
Листопад	275	12	3.3
Грудень	275	12	3.3

Розрахунок акумуляторного цеху для ВЕУ див.ДОДАТОК Б

2.4 Розрахунок пікових навантажень

Визначаємо потенціал зниження роботи газотурбінної установки для зменшення витрати палива й компенсації нестачі електроенергії за допомогою електроенергії що виробляється вітровий парком.

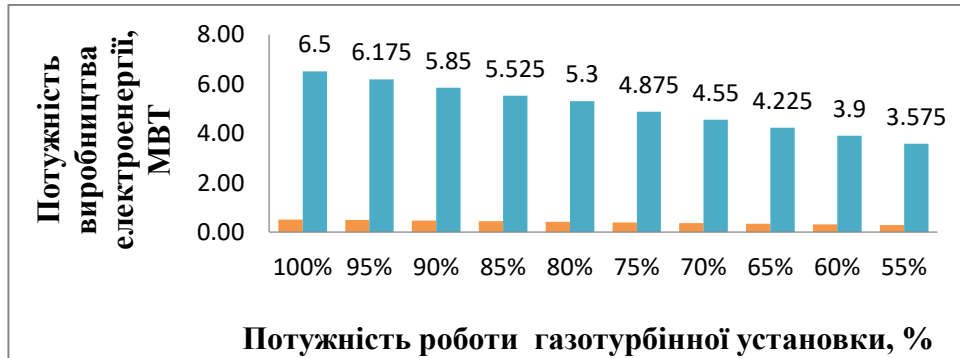


Рис.2.4.1 Залежність електроенергії що виробляє газова турбіна до об'єму газу який вона споживає.

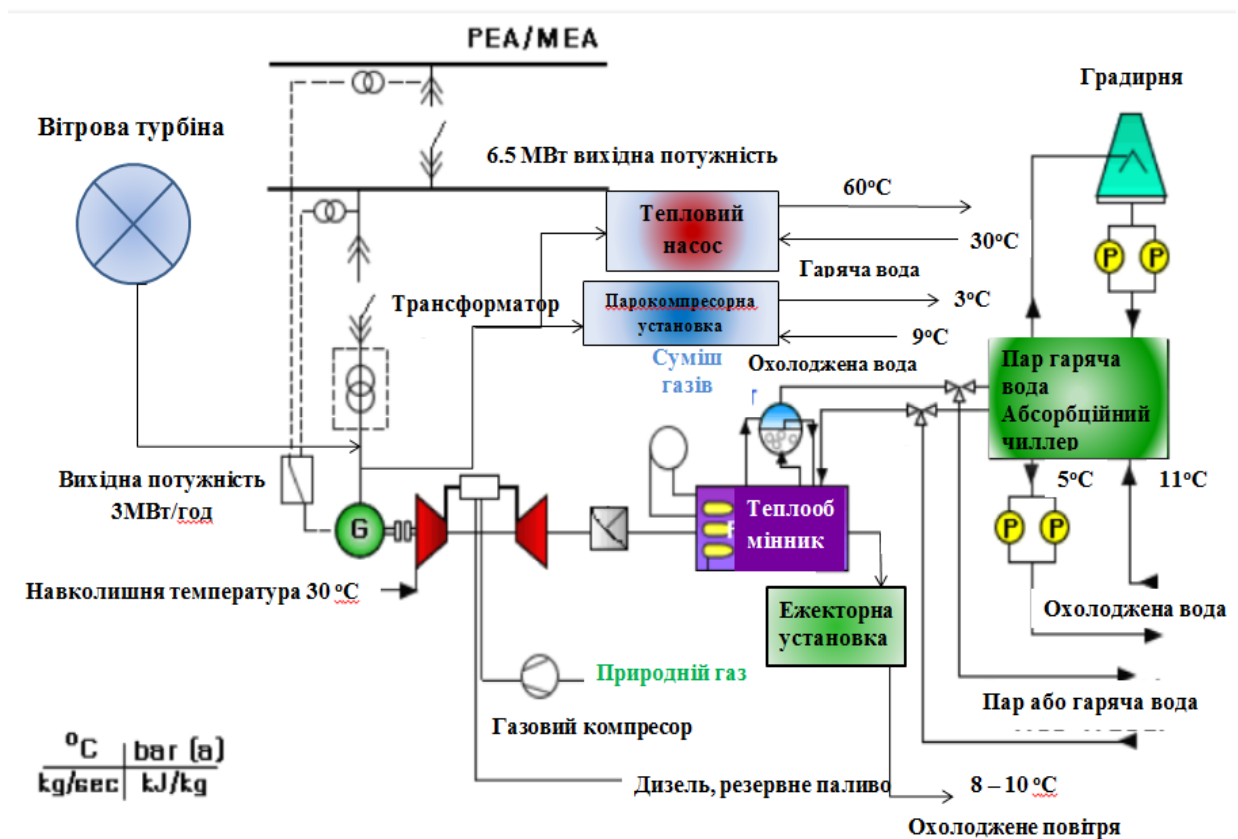


Рис.2.4.2 Система тригенерації відповідно до вимог замовника проекту.
Див. ДОДАТОК В

За допомогою електроенергії отриманої з вітрового парку, планується на постійній основі забезпечувати тепловий насос, утворивши автономний робочий тандем. Для забезпечення роботи тепловому насосу необхідно в залежності від різних робочих умов і холодоагента що використовується, електроенергії в розмірі 275кВт.

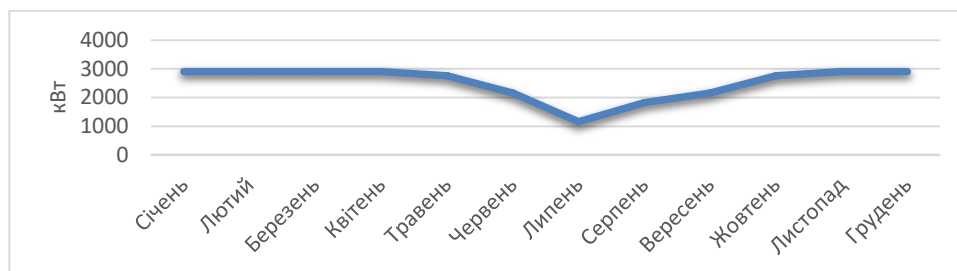


Рис.2.4.3 Виробництво електроенергії вітровим парком в період пікових навантажень з урахуванням подачі на ТН (безперебійне живлення). Розрахунок ТН див. ДОДАТОК Г.

Таблиця.2.4.1 Відношення витрати газу до виробництва тепла і електроенергії.

кВт(Ел)	кВт(тепла)	Кг/с (вит. газу)	Робота системи. %
6500	19125,00	0,51	100
6175	18525,00	0,49	95
5850	17550,00	0,47	90
5525	16575,00	0,44	85
5300	15900,00	0,42	80
4875	14625,00	0,39	75
4550	13650,00	0,36	70
4225	12675,00	0,34	65
3900	11700,00	0,31	60
3575	10725,00	0,29	55

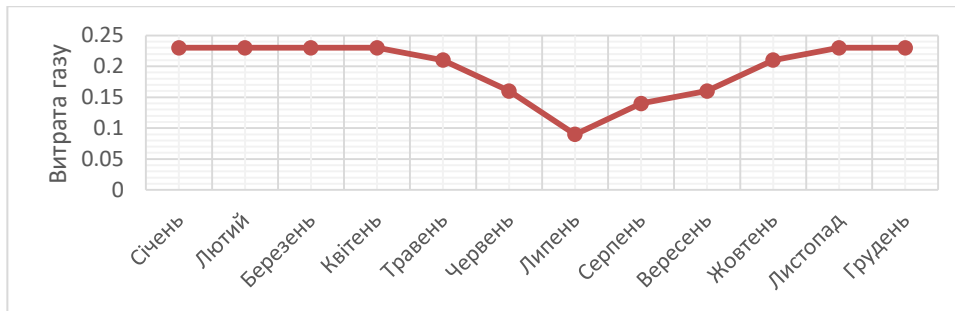


Рис.2.4.2 Помісячний графік економії природного газу.

Виходячи з вищевказаних даних ми можемо розрахувати який об'єм газу ми можемо економити за рахунок вітрового парку.

Таблиця.2.4.1. відображає показники еквівалентної потужності турбіни і загальної номінальної потужності парку відповідно до показників середньомісячної еквівалентної швидкості вітру.

Таблиця.2.4.1 Залежність показників від сезонності.

Місяць	P_e (кВт)	V_e (м/с)	P (МВт)вп	Вітр. Енергія для ГТ
Січень	275	12	3.3	2900
Лютий	275	12	3.3	2900
Березень	275	12	3.3	2900
Квітень	275	12	3.3	2900
Травень	252,5	11,25	3,03	2755
Червень	194,2	10,33	2.33	2155
Липень	119	8,5	1.43	1155
Серпень	174	9,7	2.1	1825
Вересень	194.2	10.33	2.33	2155
Жовтень	252,5	11,25	3,03	2755
Листопад	275	12	3.3	2900
Грудень	275	12	3.3	2900

ВИСНОВКИ

1. Вперше застосовано схемне рішення яке передбачає використання вітрового парку номінальною потужністю 3.3МВт в постійному тандемі з газовою турбіною на 6.5МВт для зменшення навантаження на дану турбіну і відповідно оптимізацію її роботи і зменшення витрати газу. Дане рішення дозволяє економити в залежності від пори року і показників швидкості вітру від 15% до 40% газу необхідного турбіні при 100% навантаженні. Також безпосередньо від парку електроенергіє іде на тепловий насос потужністю в 275кВт, дана комбінація надає можливість автономного виробництва тепла і голоду тепловим насосом.
2. Проведений аналіз швидкості вітру на обраній місцевості і встановлені коливання його швидкості, проведений розрахунок по швидкості вітру на робочій висоті що становить 60м.
3. Проведено загальний аналіз роботи парку по місяцях на протязі всього року. Розрахована потужність парку по місяцях і встановлений мінімально можливий річний показник, так в зимовий період року парк буде працювати з номінальною потужністю, а в літній період показники упадуть і найнижчий середньомісячний показник припадає на липень і становить 1.43МВт/год.
4. Запропоноване впровадження вітроенергетичної установки в систему тригенерації являється енергоефективним рішенням в зв'язку з вимогами сучасності такими як висока ефективність використання енергії палива та екологічність.
5. Вперше розроблене схемне рішення системи тригенерації відповідно до вимог замовника являється схемним рішенням котре раніше не розглядалося: газотурбінну установку 6,5 МВт, котел утилізатор 11,14МВт, абсорбційну холодильну установку 5,3МВт, парокомпресійну холодильну установку 4,65МВт, тепловий насос 800кВт, вітрові генератори 3,3 МВт й ежекторну холодильну установку 150кВт.
6. Проведений загальний аналіз двох схемних рішень системи тригенерації й визначено що схемне рішення відповідне до вимог замовника має ефективність 0,78. Застосований

системний підхід до розробки схемного рішення систем. Визначено основні параметри кожного елементу системи тригенерації. Визначено режими роботи газотурбінної установки у комбінації з вітровим парком, як результат можливість економії від 15% до 40% споживання палива установкою.

7. Система тригенерації у компоновці: газотурбінна установка, абсорбційний чиллер, котел утилізатор має ефективність 0,89. Економічні розрахунки вказують на меншу вартість виробництва електроенергії й тепла з системи тригенерації ніж з міської енергоцентралі. Так вартість електроенергії менша на 50% а тепла на 32.6%. . Запропоноване впровадження елементів відновлюваних джерел енергії у системі тригенерації являється актуальним рішенням в зв'язку з вимогами сучасності такими як висока ефективність використання енергії палива та екологічність.

Список використаної літератури

1. ГКД 3-001-2000. Вітроенергетика. Вітрові електричні установки. Порядок проведення приймальних випробувань дослідних зразків. Замінено на СОУ-Н МПП 27.180-65-2006
2. СОУ-Н МПП 27.180-65-2006. Вітроенергетика. Установки електричні вітряні. Порядок проведення приймальних випробувань дослідних зразків На заміну ГКД 3-001-2000 Чинний з 1.07.2006
3. СОУ-Н МПП 27.180-083:2007 Вітроенергетика. Установки електричні вітряні. Основні положення щодо складання і монтажу. На заміну ГКД 3-002-2000 Чинний з 01.01.2008
4. СОУ-Н МПП 27.180-084:2007 Типовий перелік первинного фонду інструменту, пристосувань, виробничого та господарського інвентарю для нових вітрових електростанцій і тих, що підлягають розширенню та реконструкції

Галузеві керівні документи з вітроенергетики затверджені наказами Міністерства палива та енергетики України

5. ГКД 341. 003. 001. 001- 2000 Під'єднання об'єктів вітроенергетики та електричних мереж. *Цей нормативний документ визначає основні технічні вимоги з під'єднання до електричних мереж енергосистем вітроагрегатів, а також ВЕС встановленої потужності до 70 МВт.*
6. ГКД 341. 003. 001. 002- 2000 Правила проектування вітряних електричних станцій *Даний документ доповнює існуючу нормативну базу з проектування об'єктів енергетики вимогами, які дозволяють врахувати специфіку проектування ВЕС.*
7. ГКД 341. 003. 003. 001- 2000 Вітроенергетика. Вітряні електричні станції. Вимоги до обсягів приймальних випробувань, комплектації документацією і технічними засобами. *Цей нормативний документ визначає вимоги до об'ємів приймальних випробувань ВЕС, складу нормативних технічних і експлуатаційних документів, а також до комплектації вітроелектростанцій індивідуальними засобами захисту та вимірювальними*

пристроями.

8. ГКД 341. 003. 003. 002- 2000 Вітроенергетика. Доповнення до «Інструкції про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і об'єднаній енергетичній системі України ГКД 34. 08. 55199». Розслідування та облік технологічних порушень на ВЕС.
9. ГКД 341. 003. 003. 003- 2000 Вітроенергетика. Площадки для вітряних електростанцій. Вимоги щодо відбору. *У даному документі містяться основні вимоги до вибору потенційних майданчиків для розміщення вітроелектростанцій.*
10. ГКД 341. 003. 003. 006- 2000 Площадки для вітряних електростанцій. Метеорологічні дослідження характеристик вітру. *Цей нормативний документ встановлює вимоги що до проведення метеорологічних досліджень з метою визначення характеристик вітру, які дозволяють встановити об'єми генерації електричної енергії вітровими електричними установками.*
11. ГКД 341. 003. 004. 02- 2006 Згідно Наказу Мін палива та енергетики України № 44 від 16.02.2006 Організаційні структури управління вітряних електричних станцій. Рекомендації
12. ГКД 341. 003. 004. 001- 2000 Техніко-економічне обґрунтування інвестицій у будівництво вітряних електростанцій. *Документ регламентує порядок розробки, узгодження чи затвердження, склад техніко - економічного обґрунтування інвестицій для нового будівництва, реконструкції, а також технічного переоснащення та розширення діючих вітроелектростанцій на території України.*
13. ГКД 341. 003. 004. 02- 2006 Організаційні структури управління вітряних електричних станцій. Рекомендації На заміну ГКД 341.003.004.002-2000 Діє з березня 2006
14. ВБН Д. 2. 3 01-04 Ресурсні елементи кошторисні норми. Монтаж вітрової електричної установки Т600-48.

15. ВБН Д.2.6-МПП-01-2005 Ресурсні елементні кошторисні норми на пусконаладжувальні роботи. Вітроелектричні установки типу USW 56-100.

Національні стандарти, гармонізовані з європейськими

16. ДСТУ ІЕС 61400-1-2001 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 1. Вимоги безпеки (ІЕС 61400-1: 1999, IDT) чинний з 01-07-03 згідно наказу №659 від 28-12-01 №205 від 01-04-02 Поширюється на вітрову систему (далі ВГТС) з площею обмаху, що дорівнює або більше 40 м
17. ДСТУ ІЕС 61400-2-2001 Системи турбогенераторні вітрові. Частина 2. Безпечність малих вітрових турбін (ІЕС 61400- 2: 1996, IDT) Поширюється на малу ВГТС з площею обмаху менше 40 м чинний з 01-01-03 згідно наказу.
18. ДСТУ ІЕС 61400-11- 2002 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 11. Методика вимірювання акустичного шуму (ІЕС 61400-11: 1997, IDT) Дає можливість оцінити рівень акустичного шуму ВГТС замінений з 01-07-12 на ДСТУ ІЕС 61400-11:2010 згідно наказу №607 від 28-12-10 (ІПС 1-2011);
19. ДСТУ ІЕС 61400-11-2010 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 11. Методика вимірювання акустичного шуму (ІЕС 61400-11: 2006, IDT) На заміну ДСТУ ІЕС 61400-11-2002 чинний з 01-07-12 згідно наказу №607 від 28-12-10 (ІПС 1-2011)
20. ДСТУ ІЕС 61400-12- 2001 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 12. | Випробування вітряних турбін для визначення енергетичних характеристик (ІЕС 61400- 12: 1998, IDT) Встановлює методику вимірювання енергетичних експлуатаційних характеристик ВГТС турбогенератора і її застосування для випробування ВГТС всіх типів і розмірів, приєднаних до електричної мережі. Оцінює абсолютні та експлуатаційні характеристики ВГТС чинний з 01-07-03 згідно наказу №205 від 01-04-02
21. ДСТУ ІЕС/TS 61400-13- 2003 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 13. Вимірювання механічних навантажень (ІЕС/TS 61400-13: 2001, IDT) Дає можливість визначити механічні навантаження ВГТС чинний з 01-07-04 згідно наказу №19 від 05-07-03
22. ДСТУ П ІЕС/TS 61400-14- 2010 Турбіни вітряні. Частина 14. Визначення

- істинного рівня звукової потужності та тональності. (IEC /TS 61400-14: 2005, IDT) чинний з 01-07-12 до 01-07-15 згідно наказу №607 від 28-12-10 (ІПС 1-2011) Цей стандарт є пробним
23. ДСТУ IEC 61400-21- 2002 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 21. Вимірювання та оцінювання характеристик якості енергії вітряних турбін, підключених до мережі (IEC 61400-21: 2001, IDT) Дозволяє запровадити єдину методику для оцінки характеристик якості енергії вітрових турбін чинний з 01-10-03 згідно наказу №422 від 12-07-02
 24. ДСТУ IEC 61400-22- 2002 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 22. Сертифікація вітряних турбін (IEC 61400- 22: 1999, IDT) Дає можливість сертифікувати устаткування ВЕС чинний з 01-10-03 згідно наказу №422 від 12-07-02
 25. ДСТУ IEC/TS 61400- 23: 2003 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 23. Повне випробовування конструкції лопатей ротора
 26. (IEC/TS 61400-23: 2001, IDT) Характеризує надійність ВЕУ чинний з 01-07-04 згідно наказу №119 від 05-07-03
 27. ДСТУ IEC 61400-24- 2001 Системи турбогенераторні вітряні. Частина 24. Захист вітряних турбін від блискавок (IEC 61400-24: 2000, IDT) Узагальнює і систематизує методи захисту ВТГС від блискавок чинний з 01-07-03 згідно наказу №145 від 12-03-02
 28. ДСТУ ISO 81400-4: 2008 Вітрові установки. Частина 4. Конструкція та технічні вимоги до редукторів (ISO 81400-4: 2005, IDT) чинний з 01-01-10 згідно наказу №486 від 22-12-08
 29. ДСТУ IEC WT 01: 2007 Системи IEC перевіряння відповідності та сертифікації вітряних турбін. Правила і процедури (IEC WT 01: 2001, IDT) чинний з 01-07-09 згідно наказу №254 від 10-10-07

Державні національні стандарти

30. ДСТУ 3896-99 Вітроенергетика. Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення Цей стандарт установлює терміни та визначення основних понять стосовно вітроенергетики і поширюється на всі види вітроенергетичних установок та вітроенергетичних станцій, їхні параметри, робочі характеристики та складові частини. Терміни, регламентовані цим стандартом, обов'язкові для виконання в усіх видах нормативної документації. Вимоги стандарту чинні для використання в роботі підприємств, установ, організацій, що діють на території України. Цей стандарт систематизує термінологію для науково-технічної документації Діє з 01.07.2000 Замінено на ДСТУ 3896: 2007
31. ДСТУ 3896: 2007 Вітроенергетика: Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення понять На заміну ДСТУ 3896-99 Діє з 01.01.2009
32. ДСТУ 4037-2001Вітроенергетика. Установки електричні вітряні. Загальні технічні вимоги Цей стандарт поширюється на горизонтально- та вертикально-осьові вітрові електричні установки (ВЕУ) потужністю понад 100 кВт із лопатями аеродинамічного профілю, призначені для перетворення кінетичної енергії вітру в електричну енергію й передавання її в електромережу загального призначення.Цей стандарт установлює загальні технічні вимоги до ВЕУ і його використовують під час розроблення нормативної документації на ВЕУ конкретного виду та типу. Вимоги цього стандарту є обов'язковими для підприємств і організацій, що діють в Україні, незалежно від форм власності. Дозволяє узагальнити вимоги до проектної документації Діє з 01.01.2002
33. ДСТУ 4051-2001Вітроенергетика. Станції електричні вітрові. Загальні технічні вимоги Цей стандарт поширюється на вітрові електричні станції (ВЕС), що виробляють електричну енергію для електромережі загального призначення за допомогою ВЕУ. Цей стандарт установлює основні вимоги до проектування ВЕС, до її розміщення, систем, обладнання, безпечної

експлуатації. Узагальнює вимоги до розроблення проектів ВЕС Діє з 01.04.2002

34. ДСТУ 4225: 2003 Вітроенергетика. Установки електричні вітряні. Методи випробування. Цей стандарт поширюється на горизонтально - та вертикально-осьові вітрові електричні установки (ВЕУ) потужністю понад 100 кВт із лопатями аеродинамічного профілю, призначені для перетворення кінетичної енергії вітру в електричну енергію й передавання її в електромережу загального призначення. Цей стандарт установлює методи випробування ВЕУ на відповідність основним вимогам, наведеним у ДСТУ 4037. Діє з 01.10.2004
35. ДСТУ 4407: 2005 Вітроенергетика. Установки вітронасосні. Загальні технічні вимоги Він поширюється на горизонтально - та вертикально-осьові ВНУ діаметром ротора до 10м або площиною обмаху ротора 80 м з лопатями аеродинамічного профілю, призначені перетворювати кінетичну енергію вітру в механічну .Рекомендовано використовувати під час розроблення нормативної документації на ВНУ конкретного виду. Навантаженням є привод насосного устаткування. Діє з 30.05.2005
36. ДСТУ 4859: 2007 Вітроенергетика. Установки електричні вітряні малої потужності. Загальні технічні вимоги Загальні технічні вимоги до вітроелектричних установок малої потужності. Діє з 05.11.2007
37. Казанджян Б.И., Мятов Ю.Г. Ветроэнергетические установки с концентраторами воздушного потока // Возобновляемые источники энергии: Сб. научных трудов Московского энергетического института. - М.: Моск. энерг. инс-т, 1990. - No233. –С. 143-148.
38. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України: Енергія вітру, сонячна енергія, енергія малих рік, енергія біомаси, геотермальна енергія доквілля, енергія скидного енерготехнологічного потенціалу, енергія нетрадиційного палива. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2001. -69 с. Открытые

39. Игра О. Кожухи для ветродвигателей // Ракетная техника и космонавтика. – 1976. – No 10. – С. 166- 168.
40. Phillips D.G., Richards P. J., Flay R.G.J. Diffuser development for a diffuser augmented wind turbine using computational fluid dynamics. – Режим доступа: <http://www.ipenz.org.nz/ipenz/publications/transactions/Transactions99/EMCh/Phillips.PDF>. – Заголовок з екрану.
41. Лебедь В.Г., Калкаманов С.А., Сушко А.Л. Оценка целесообразности использования концентраторов воздушного потока в ветроэнергетических установках // Інтегровані технології та енергозбереження: Щоквартальний науково-практичний журнал. – Харків: НТУ «ХП», 2011. – No 4. – С. 73 - 88.
42. Янсон В.П. Ветроустановки: Учебное пособие по курсам “Ветроэнергетика”, “Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников энергии”, “Введение в специальность”. Под ред. Осипова М.И. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007 – 36 с.
43. Хомяков А.Н. Профилирование осесимметричных диффузоров с безотрывным полем течения // Тезисы докладов научной конференции «Ломоносовские чтения». – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2009. – С.149.
44. Сучасні методи дослідження аеродинаміки та динаміки польоту. Навч. посібник. В.Г. Лебідь, С.А. Калкаманов, І.Б. Ковтонюк, Д.М. Обідін, А.Л. Сушко – Х.: ХУПС, 2009. – 142 с.
45. Кривцов В.С, Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Книга 2. –Х.: НАКУ «ХАИ», 2004. – 518 с.
46. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. – М.: Наука, 1966. – 664 с.
47. Электронный каталог малых ветротурбин: [сайт]. URL: <http://www.allsmallwindturbines.com/>.
48. Ветроэнергетика. Руководство по применению ветроустановок малой и средней мощности: [сайт]. URL: <http://www.intersolar.ru/renewable/wind/>.

49. WindData - карты ветров мира: [сайт]. URL: <http://www.winddata.com/>.
50. AWS TrueWind - карты ветров мира: [сайт]. URL: <http://www.awstruepower.com/wind-maps.cfm>.
51. РД 52.04.275-89 Методические указания. Проведение изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок. Зарегистрирован ЦКБ ГМП за No РД 52.04.275-89 от 16.08.90 г.
52. Erich Hau. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 2nd edition // Springer –Verlag Berlin Heidelberg. 2006, - 783 pag.
53. J.F.Manwell, J.G.McGowan, A.L.Rogers. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application // Publisher. John Wiley & Sons, Ltd. 2002, - 590 pag. ISBN: 0-471-49972-2.
54. Sathyajith Mathew. Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics // Springer. 2006, - 246 pag. ISBN: 3540309055.
55. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вторая редакция, исправленная и дополненная. Утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. No ВК 477.
56. RETScreen International: [сайт]. URL: [http:// www.etscreen.net](http://www.etscreen.net).
57. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии; Пер. с англ. М.: Энерго-атомиздат, 1990.
58. Соломин Е.В. Ветроэнергетические установки ГРЦ-Вертикаль // Альтернативная энергетика и экология. 2010 No 1. С. 10–15.
59. Воронин С.М., Бабина Л.В. Работа ветроустановки при изменении направления ветра // Альтернативная энергетика и экология. 2010 No 1. С. 98–100.
60. Беляков П.Ю., Доильницын В.В., Гончаров В.Н., Сапронов Н.В. Математическое моделирование ветроэнергетической установки с ротором

циклоидного типа // Прикладные задачи электромеханики, энергетики, электроники: Труды межвузовской студенческой научно-технической конференции; Воронежский государственный технический университет. Воронеж, 2001.

61. Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power systems*. John Wiley & Sons, Ltd, ISBN 0-470-85508-8 (HB), England.
62. Chen, Z. & Spooner, E. (2001). Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, № 2, pp 148-154, June 2001.
63. Delmerico, R.W.; Miller, N.; Price, W.W. & Sanchez-Gasca, J.J. (2003). Dynamic Modelling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations, *IEEE Power Engineering Society PES General Meeting*, 13-17, July 2003, Toronto, Canada.
64. Frandsen, S.; Barthelmie, R.; Pryor, S.; Rathmann, O.; Larsen, S. & Højstrup, J. (2004). Analytical Modeling of Wind Speed Deficit in Large Offshore Wind Farms.
65. Hassan, U. & Sykes, D.M. (1985). Wind structure and statistics. *Wind Energy Conversion Systems*, Ch. 2. Prentice Hall, New York.
66. Jenkins, N.; Allan, R.; Crossley, P.; Kirschen, D. & Strbac, G. (2000). *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, ISBN 978-0-85296-774-4, England.
67. Leithead, W.E.; De la Salle, S. & Reardon D. (1991). Role and Objectives of Control for Wind Turbines. *IEE Proceedings*, vol. 138, Pt.C, № 2, pp.135-148.
68. Mohod, S.W. & Aware, M.V. (2008). Power Quality Issues & It's Mitigation Technique in Wind Energy Generation. *IEEE Harmonics and Quality of Power*, September 2008.
69. Nichita, C.; Luca, D.; Dakyo, B. & Ceanga, E. (2002). Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, № 4, 2002.

70. Polsson, M.; Toftevaag, T.; Uhlen, K.; Norheim, I.; Warland, L. & Tande, J. O. G. (2004). Wind Farm Modeling for Network Analysis - Simulation and Validation. *European Wind Energy Conference & Exhibition*, pp. 134-138, Nov. 2004, England.
71. Piller, M. & Aechilles, S. (2003). Aggregated Wind Park Models for Analysing Power System Dynamics. *4th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power an Networks for Offshore Wind-Farms*, Billund, Denmark.
72. Rosas, P. (2003). Dynamic Influences of Wind Power on the Power System. *PhD thesis, Orsted.DTU, Section of Electric Power Engineering*, March 2003.
73. Siegfried Heier. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons Ltd, 1998, ISBN 0-471-97143-X, New York, USA.
74. Slootweg, J.G. & Kling, W.L. (2003). Is the Answer Blowing in the Wind? *IEEE Power & Energy magazine*, pp 26-33, November/December 2003.
75. Smith, J.C.; Milligan, M.R. & DeMeo, E.A. (2007). Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art. *IEEE Transaction on Power System*, vol. 32, No.3, pp.900-907, August 2007.
76. Soens, J.; Driesen, J. & Belmans, R. (2005). Equivalent transfer function for a variable speed wind turbine in power system dynamic simulations. *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1 num. 2, pp. 111-133, Apr.-Jun. 2005.
77. Sorensen, P.; Cutululis, N.A.; Viguera – Rodriguez, A.; Jensen, L.; Hjerrild, J.; Donovan M.H. & Madsen, H. (2007). Power Fluctuations from Large Wind Farms, *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 22, No 3, 958-965, 2007.
78. Suvire, G. O. & Mercado, P. E. (2006). Impacts and alternatives to increase the penetration of wind power generation in power systems. *X SEPOPE (X Symposium of specialists in electric operational and expansion planning)*, Florianopolis, May 2006, Brasil.

79. Welfonder, E.; Neifer, R. & Spanner, M. (1997). Development and experimental identification of dynamic models for wind turbines. *Control Eng. Practice*, vol. 5, N pp. 63–73, 1997.

Розрахунок вітрового енергетичного потенціалу.

Завдяки приморському розташуванню Одеська область є перспективним регіоном для використання вітрової енергії, оскільки середньорічна швидкість вітру по області перевищує 5 м/с. В умовах регіону за допомогою вітроустановок можливим є використання 15-19 % річного об'єму енергії вітру[9-14]. Очікувані обсяги виробництва електроенергії з ВЕС у перспективних регіонах складають 800-1000 кВт/год/м² за рік. З урахуванням державної підтримки вітроенергетичного сектора, можна констатувати, що для Одеського регіону використання енергії вітру може бути одним із найбільш перспективних серед відновлюваних джерел енергії. Особливо ефективним для виробництва електроенергії у промислових масштабах може бути застосування вітроустановки на узбережжі Чорного моря де вітер має більш постійний характер і найвищі показники швидкості по області.

Так в побережній зоні на рівні 10м над рівнем моря середньорічний показник швидкості вітру коливається в діапазоні 7-8м/с. В обраній нами локації на відстані 1800м від лінії моря відсутні будь які природні або штучні нерівності поверхні які б могли впливати на характеристики вітру і в додаток на даній ділянці глибина моря незначна і на відстань 800-900м від суші за винятком кількох незначних ділянок не перевищує 2м що в свою чергу не дозволяє утворюватися великим хвилям і завихренням що хоч і не значно але все ж впливає на показники швидкості вітру і враховуючи всі вищезгадані факти ми отримуємо середньорічну швидкість вітру в діапазоні 8-9м/с (середній показник 8.6м/с) на висоті 10м над рівнем моря.



Рис.2.1 Середньостатистична швидкість вітру по місяцях.

Для нормальної роботи нам необхідна швидкість вітру на рівні 11-13м/с і ми можемо її отримати за рахунок висоти мачти, так званої робочої висоти. Визначаємо швидкість вітру на даній висоті за стандартною формулою:

$$V_1 = V_0 * \left(\frac{H_1}{H_0}\right)^k$$

Де: V_1 – швидкість вітру на заданій висоті, V_0 – швидкість вітру на відомій висоті; H_1 – задана висота; H_0 – висота вимірювання; k – емпіричний показник шорсткості підстилюючої поверхні.

Таблиця.2. 1.

Клас шорсткості	Характеристика ландшафта	Степенний показник (k)
0	водна поверхня	0.0
0.5	Повністю відкритий ландшафт з м'якою поверхнею типу злітно-посадочних смуг в аеропортах, скошеною травою і т.п.	0.12

1.0	Відкриті сільськогосподарські землі з поодинокими будівлями	0.245
1.5	Сільськогосподарські землі з окремими будівлями і 8-ми метровими огорожами на відстані »1250 м	0.275
2.0	Сільськогосподарські землі з окремими будівлями і 8-ми метровими огорожами на відстані »500 м	0.30
2.5	Сільськогосподарські землі з групами будинків і 8-ми метровими огорожами на відстані »250 м.	0.335
3.0	Села, малі міста, сільськогосподарські землі з окремими будівлями і високими огорожами, лісом і різко пересіченій місцевістю.	0.37
3.5	Великі міста з високими будинками.	0.405
4.0	Дуже великі міста з високими будинками і хмарочосами	0.44

Враховуючи особливості місцевості вважаю справедливим прийняти коефіцієнт $k=0.2$.

Розрахуємо зміну швидкості вітру залежно від робочої висоти:

При середньорічній швидкості вітру 8.6 м/с на висоті 10м на висоті 20м ми отримаємо швидкість рівну:

$$V_1^{8,6} = 8.6 * \left(\frac{20}{10}\right)^{0.2} = 9.88 \text{ (м/с)}(1)$$

При швидкості вітру 8.6 м/с на висоті 10м на висоті 80м ми отримаємо швидкість рівну:

$$V_1^{8,6} = 8.6 * \left(\frac{80}{10}\right)^{0.2} = 13.04 \text{ (м/с)}(2)$$

Таблиця.2.2 Відношення робочої висоти до швидкості вітру.

Висота мачти (м)	20	30	40	50	60	70	80
Швидкість вітру М/с	9.88	10.69	11.22	11.86	12,31	12,70	13.04

Найбільш підходящим для нас варіантом з врахуванням сезонних змін швидкості вітру є робоча висота в 60м. Отже розрахуємо помісячно швидкість вітру на підходящій нам висоті в 60м:

Таблиця.2.3 Помісячна швидкість вітру на різних висотах.

Місяць	V на 10м	V на 60м
Січень	9,9	14,17
Лютий	9,7	13,88
Березень	9,3	13,31
Квітень	8,9	12,74
Травень	8,6	12,31
Червень	7,9	11,31
Липень	6,5	9,3
Серпень	7,4	10,6
Вересень	7,9	11,31
Жовтень	8,6	12,31
Листопад	8,9	12,74
Грудень	9,6	13,74



Рис.2.2 На графіку відображена помісячна швидкість вітру на різних висотах.

Підбір вітряної турбіни.

Відповідно до вимог замовника проекту необхідна нам потужність на виході із вітрового парку становить 3.3 МВт. Враховуючи особливості нашого клімату перевага надається турбінам середньої потужності.

Таблиця 2.4. Класифікація вітроустановок

Клас установки	Потужність, кВт	Діаметр колеса, м	Кількість лопатей	Призначення
малої потужності	15-50	3-10	3-2	Зарядження акумуляторів, насоси, побутові потреби
середньої потужності	100-600	25-44	3-2	Енергетика
великої потужності	1000-4000	>45	2	Енергетика

Також враховуючи особливості поведінки вітру у вітрового парку нам необхідна кількість турбін рівна 9, 12 або 15. Відповідно номінальна потужність однієї турбіни повинна бути рівна 0.37МВт, 0.275МВт, 0.22МВт відповідно. Беручи до уваги те що чим більший парк тим більші втрати швидкості вітру при поширенні в глибину парку і те що чим більший парк тим менші коливання загальної потужності то найбільш підходящим варіантом в нашому випадку є парк на 12 турбін з номінальною потужністю в 0.275МВт [5-8].

Провівши аналітичну роботу найбільш підходящим з існуючих варіантів вважаю модель вітряної турбіни GEV MP C. [32-36]

Модель вітряної турбіни.....	GEV MP C
Стартова швидкість вітру	3,5м/с
Максимальна робоча швидкість вітру.....	25м/с
Номінальна робоча швидкість.....	12м/с
Вихідна напруга і частота (3-фазний).....	400 V - 50 Hz or 460 V - 60 Hz
Робоча висота	60м
Діаметр ротора.....	32м
Швидкість обертання (50 і 60 Гц).....	31 до 46 об/хв
Корозія - Оцинкована вежі.....	морський антикорозійний захист (C5)
Генератор герметичність / ізоляція.....	IP55 / Клас F
Стійкість до ураганів.....	система зниження
Сейсмостійкість.....	Гнучка архітектура
Стандартна робота в межах: від -10 ° C до + 50 ° C (+ 14 ° F до + 122 ° F)	

Ключові елементи: Коробка передач -2-ступеневий планетарний механізм; генератор -2-х швидкісний, асинхронний,- номінальна потужність: 275 кВт; технологічне приєднання - компенсація реактивної потужності; аварійні гальма - аеродинамічні і дискові при високій швидкості вала; нишпорення - гідравлічне активне нишпорення, автоматичний кабель розкручування.

Щогла:

Тип..... Вантовий: трубчасті або решітки
Секції..... 5 x 11.88m (5x39 ')
Матеріал.....оцинкована сталь
Установка..... Само-монтажна з допомогою гідравлічної лебідки
Якоря.....Свердловини зі сталевими стрижнями кинув у бетон
Нишпорення.....Гідравлічне активне нишпорення, автоматичний кабель

розкручування.

Леза:

Матеріал... Кручений складний вініловий ефір армований скловолокном.

Командна система контролю:

Автоматизація..... Промислова автоматизація Siemens + Ethernet
ДБЖ (напруга відключення)..... 56 Ah
Дистанційний контроль..... V-SCADATM / через RTC, радіо, інтернет



від енергії що виробляє турбіна.

V(м/с)	P(кВт)
2,5	0
3	0
3,5	0
4	3
4,5	10
5	18
5,5	27
6	36
6,5	47
7	58
7,5	78
8	98
8,5	119
9	141
9,5	164
10	189
10,5	215
11	243
11,5	262
12	275
12+	275

Рис. 2.4 Модель вітряної турбіни: GEV MP C

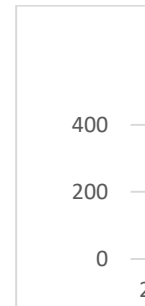


Рис2.5. Графік залежності швидкості вітру

Розрахунок акумуляторного цеху.

Електричні та експлуатаційні характеристики акумулятора залежать від матеріалу електродів і складу електроліту. При буферному режимі роботи (тобто якщо основний час акумулятори знаходяться в зарядженому стані і іноді, при потребі віддають свою енергію) можна застосовувати акумулятори AGM. Необхідно враховувати, що ступінь заряду акумулятора не залежить жорстко від його напруги.

AGM (Absorbent Glass Mat) - технологія виготовлення свинцево-кислотних акумуляторів.

Нам потрібно забезпечити стабільну роботу установок за рахунок вітрової енергії яка має властивість до коливань потужності і саме для вирівнювання цих коливань і подачі стабільних об'ємів енергії нам і потрібен акумуляторний цех. Потужність парку за рік коливатиметься від 1,4МВт і до 3,3МВт тому ми і використаємо великий цех що здатний акумуляувати 3МВт електроенергії.

В моєму проекті використовуються акумуляторні батареї із залізо-фосфатних елементів, вибір яких обумовлений великим строком роботи (20 років), відносно дешевиною і високою піковою віддачою енергії. Залізо-фосфатні батареї працюють при температурі до 60°C і забезпечують ефективність зберігання у районі 95%.

Хоча вибір і не найкращий з точки зору ефективності, але ці батареї окрім довгого терміну служби мають ще й перевагу в тому що можуть віддавати весь акумуляований заряд при цьому не втрачаючи терміну служби і ефективності роботи.

При розрахунку системи автономного електропостачання дуже важливо правильно вибрати ємність акумуляторної батареї (АКБ) . Ємність, яку повинна видавати АКБ, розраховується виходячи з кількості електроенергії в Вт/год, споживаного від АКБ в режимі розрядження.

$$P=R \cdot V$$

Приймаємо що 1 АКБ має 1000 Ач, і вольтаж 48 В. Відповідно повна місткість складе $P=R \cdot V=1000\text{Ач} \cdot 48\text{В} = 48000\text{Вт} / \text{год}$. Біда в тому, що в більшості акумуляторних батарей, якщо розрядити такий їх на 100% вони вийдуть з ладу. Тому потрібно залишати від 5% до 30% ємності.

Відповідно:

$$P=R \cdot V \cdot k = 1000\text{Ач} \cdot 48\text{В} \cdot 0.95 = 45600\text{Вт} / \text{год.}(27)$$

Якщо батарей декілька - то кількість енергії в них складається. Для визначення ємності потрібно кількість споживаної енергії розділити на напругу акумулятора

Рис.2.17 Акумуляторний блок що об'єднує акумулятори в єдину монолітну систему з загальним контролем.

помножене на коефіцієнт ємності. Тоді формула визначення необхідної ємності буде мати



такий вигляд:

$$E=Q / (V \cdot k)$$

де E - необхідна загальна ємність акумуляторів в Ач; Q- Кількість енергії, яку потрібно отримати від акумуляторів в Вт/год; V-напруга кожного з акумуляторів; k- коефіцієнт використання ємності, що враховує, яку частину енергії всіх використовуваних акумуляторів можна реально використовувати споживачам.

Відповідно якщо нам потрібно мати запас енергії рівний 9 МВт на протязі трьох годин і ми хочем використати зразкову АКБ то нам їх знадобиться 200шт.

$E=9000000 / (48 \cdot 0.95)= 197\ 500$ Ач (28) Акумуляторний цех буде створений за блоковим принципом.

$k_a = 1,4$ - коефіцієнт адиабати повітря

$k_g = 1,33$ – коефіцієнт адиабати вихлопних газів

Вихідні дані для розрахунку котла утилізатора:

$h_7 = 335$ кДж/кг – ентальпія води на вході в секцію нагріву

$h_8 = 632$ кДж/кг – ентальпія перегрітої води на виході з секції нагріву

$h_{8'} = 650$ кДж/кг – ентальпія перегрітої води на вході в секцію випаровування

$h_9 = 2751$ кДж/кг – ентальпія водяного пару на виході з секції випаровування

$h_{10} = 2801,1$ кДж/кг – ентальпія водяного пару на виході з котла утилізатора

$T_a = 354,36$ °C температура газів на вході в секцію перегріву парів

$T_b = 155$ °C – температура газів в секції випаровувача

$T_6 = 550$ °C – температура газів на вході в котел утилізатор

$T_{stack} = 119,2$ °C – температура газів на виході з котла утилізатора

5.1 Розрахунок системи тригенерації з АБХМ, газовою турбіною.

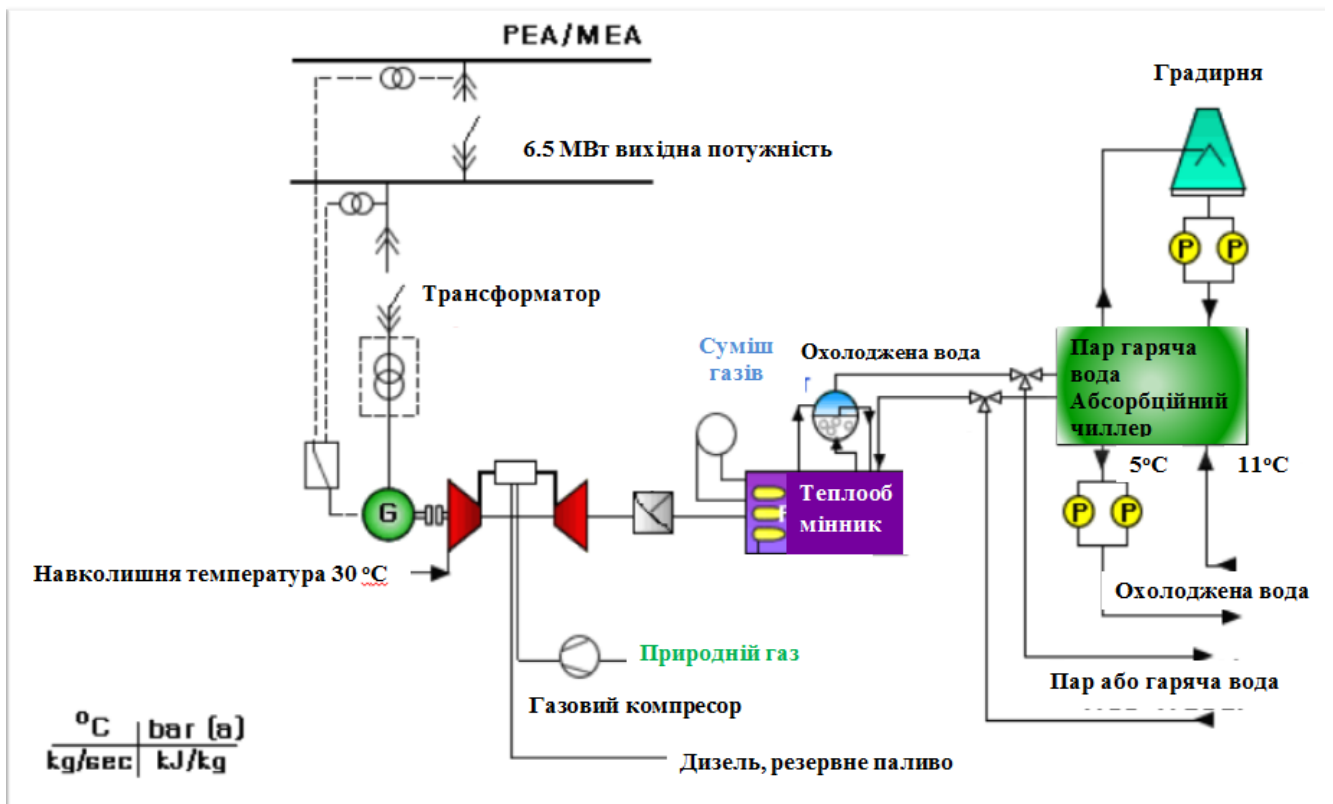


Рис.5.1 Технологічна схема системи тригенерації

Розрахунок ефективності проводиться по кожному елементу системи визначення його характеристик. Основним елементом в даному випадку являється газова турбіна котра є джерелом живлення системи електроенергією й теплом для роботи абсорбційної холодильної установки. Робота турбіни відбувається за закритим циклом Брайтона.

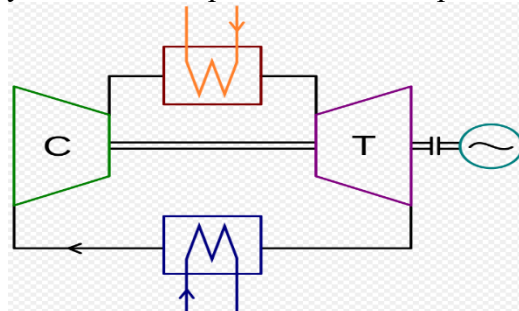


Рис 5.2 Принципова схема газотурбінної установки

						Лист
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

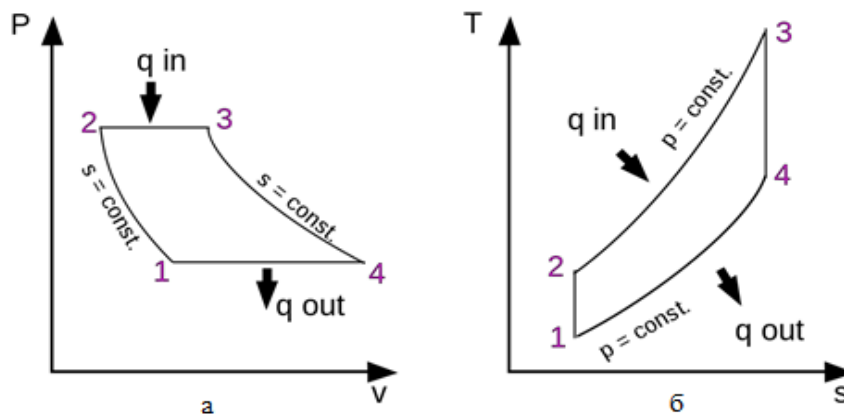


Рис 5.3 Закритий цикл Брайтона (а) на P – V та (б) T – S діаграмі.

Розвиток машинобудування збільшив ефективність виробництва електроенергії за допомогою газових турбін. На рис 5.4 Показано зростання ефективності за останні півстоліття.

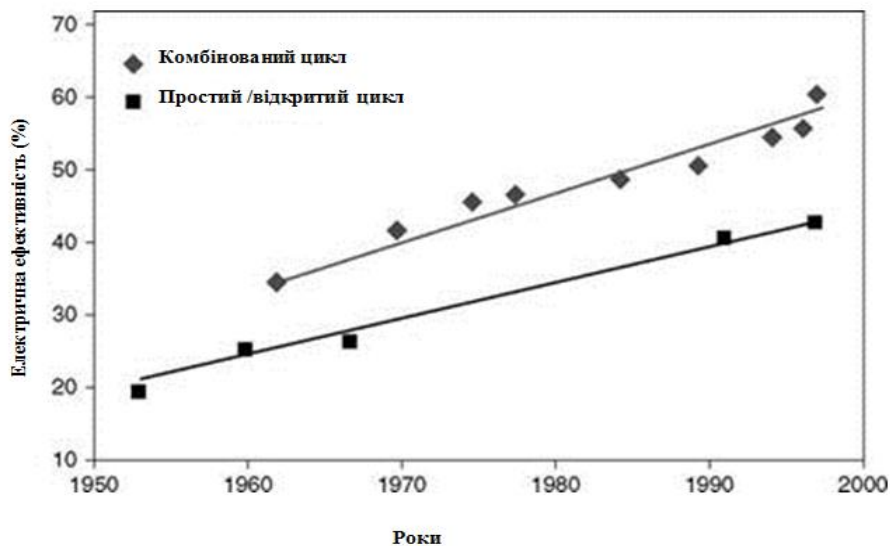


Рис 5.4 Підвищення ефективності виробництва електроенергії газовими турбінами з роками

Так одна з найбільших газових турбін розташована в «Зоря-Машпроект» в Україні де розташовано 3 турбіни загальною потужністю 27 МВт

Термодинамічний аналіз газової турбіни

Спочатку розраховуємо ефективність повітряного компресора котрий подає у камеру згоряння стиснути повітря з тиском 8 бар. Повітря забирається з навколишнього середовища проходячи попередньо фільтри механічної очистки перед подачею до компресора. Подача стисненого повітря дозволяє зменшити витрати пального для турбіни й підвищити КПД циклу .

Ефективність повітряного компресора розраховується за формулою:

$$\eta_c = 1 - \left(0.04 + \frac{r_c - 1}{150}\right) = 1 - \left(0.04 + \frac{8 - 1}{150}\right) = 0,91$$

Температура кінця стиснення повітря в компресорі визначається за формулою :

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{1-k/k} = 305 \left(\frac{8}{1}\right)^{1-1,4/1,4} = 552K$$

$$\frac{T_4}{T_1} = \frac{T_3}{T_2}$$

$$r_{el,c} = W_{net} / Q_{ev} = 6500/5300 = 1,22$$

Ефективність когенерації тепла

$$\eta_{cog,h} = \frac{W_{net} + Q_h}{Q_{in}} = \frac{6500 + 11149}{0,51 \cdot 50000} = 0,69$$

Ефективність когенерації холоду

$$\eta_{cog,c} = \frac{W_{net} + Q_{ev}}{Q_{in}} = \frac{6500 + 5300}{0,51 \cdot 50000} = 0,46$$

Ефективність тригенерації

$$\eta = W_{GT} + Q_{KV} + Q_{ch} / m_f \cdot LVH \cdot N_{АБХМ}$$

$$\eta = 6500 + 11149 + 5300 / 0,51 \cdot 50000 + 100 = 0,89$$

5.2 Розрахунок системи тригенерації з додатковим обладнанням

Згідно вимог замовника проекту котрими були залишити раніше встановлене обладнання таке як парокompресійна холодильна установка й тепловий насос й доповнити їх у системі тригенерації. Згідно цих параметрів ми отримали принципіальну схему тригенераційної установки котра показана на рис.5

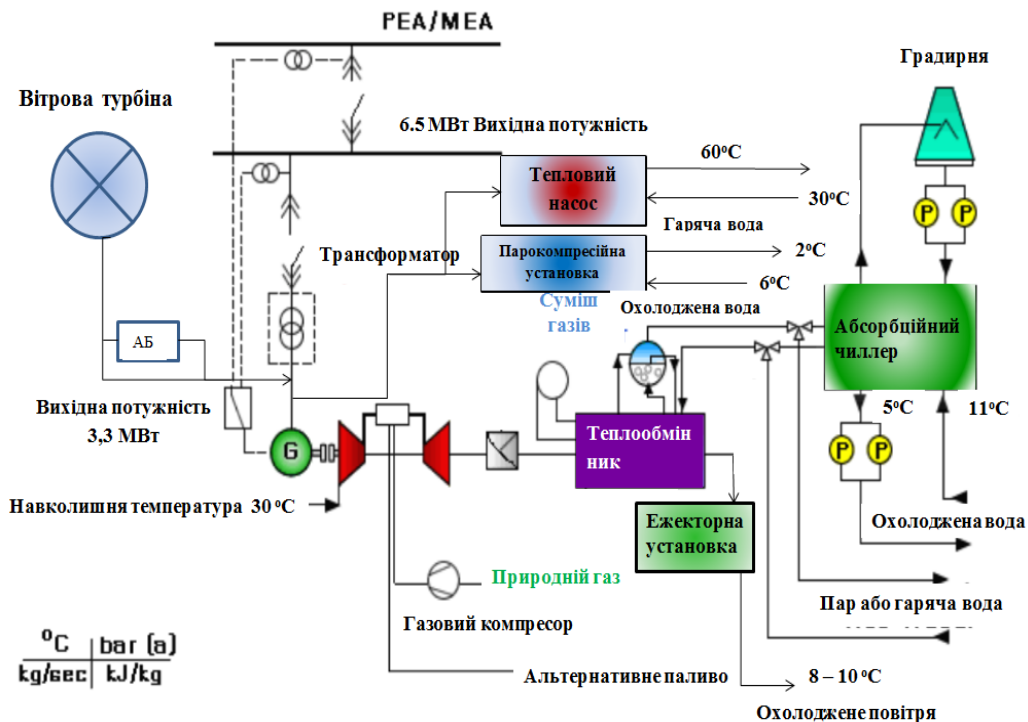


Рис. 5.7 Схеми системи тригенерації згідно замовника проекту

Термодинамічний аналіз газової турбіни

Параметри газотурбінної установки залишаються сталими. Вимога по електричній продуктивності на технологічні потреби залишається 6,5МВт.

Ефективність повітряного компресора розраховується за формулою:

$$\eta_c = 1 - \left(0,04 + \frac{r_c - 1}{150} \right) = 1 - \left(0,04 + \frac{8 - 1}{150} \right) = 0,91$$

Температура кінця стиснення повітря в компресорі визначається за формулою :

										Лист
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1-k/k} = 305 \left(\frac{8}{1} \right)^{1-1,4/1,4} = 552K$$

$$\frac{T_4}{T_1} = \frac{T_3}{T_2}$$

Далі проводиться розрахунок затраченої у циклі роботи повітряного компресора котра розраховується таким шляхом:

$$W_c = m_g (h_2 - h_1) = 28 \cdot (315 - 15) = 292 \text{кВт}$$

В камері згорання відбувається процес горіння суміші повітря й газу, після чого гарячі відпрацьовані гази під тиском подаються у турбіну де кінетична енергія тиску потоку передається у механічну енергію на лопатках турбіни що й призводить до обертання турбіни котра скомпонована на одному валу з електрогенератором. Робота турбіни розраховується за формулою :

$$W_t = m_g (h_3 - h_4) = 28 \cdot (1355 - 710) = 547,6 \text{кВт}$$

Температура газів на виході з турбіни розраховується за формулою :

$$T_4 = T_3 \left(\frac{P_4}{P_3} \right)^{1-k/k} = 1300 \left(\frac{1}{6,72} \right)^{1-1,33/1,33} = 823K$$

Ефективність турбіни розраховується за наступною формулою:

$$\eta_t = 1 - \left(0,03 + \frac{r_c - 1}{180} \right) = 1 - \left(0,03 + \frac{6,72 - 1}{180} \right) = 0,93$$

Вихлопні гази після виконання роботи на виході мають достатньо високу температуру котра в подальшому використовується для приводу абсорбційної холодильної установки.

Витрати у циклі являються споживані енергетичні витрати на роботу системи й отримання електроенергії й тепла , в нашому випадку це природній газ, й ці витрати визначаються за формулою:

$$Q_{in} = m_f \cdot LVH = 0,51 \cdot 50000 = 25500 \text{кВт}$$

Після розрахунку основних параметрів визначасмо роботу циклу за формулою :

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t - \dot{W}_c = 547,6 - 292 = 255,6 \text{кВт}$$

Ефективність циклу визначається :

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2} = \frac{(1355 - 710) - (315 - 15)}{1355 - 315} = 0,33$$

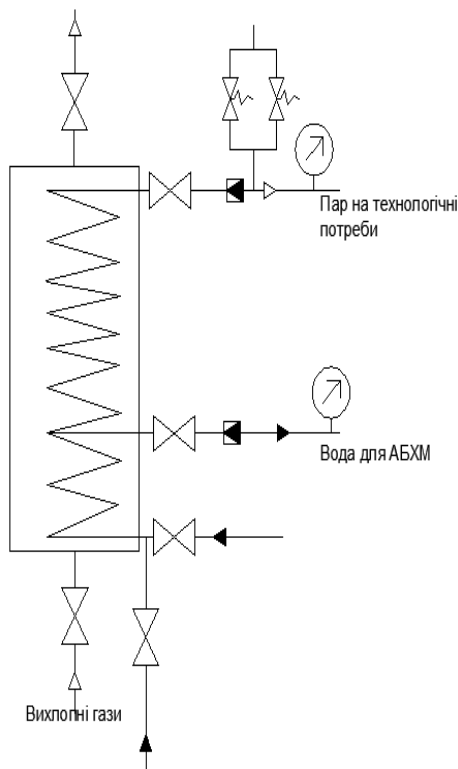


Рис. 5.5 Схема котла утилізатора

Розрахунок котла утилізатора

						Лист
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Котел утилізатор використовується з ти ми ж самими температурними параметрами й технологічними вимогами

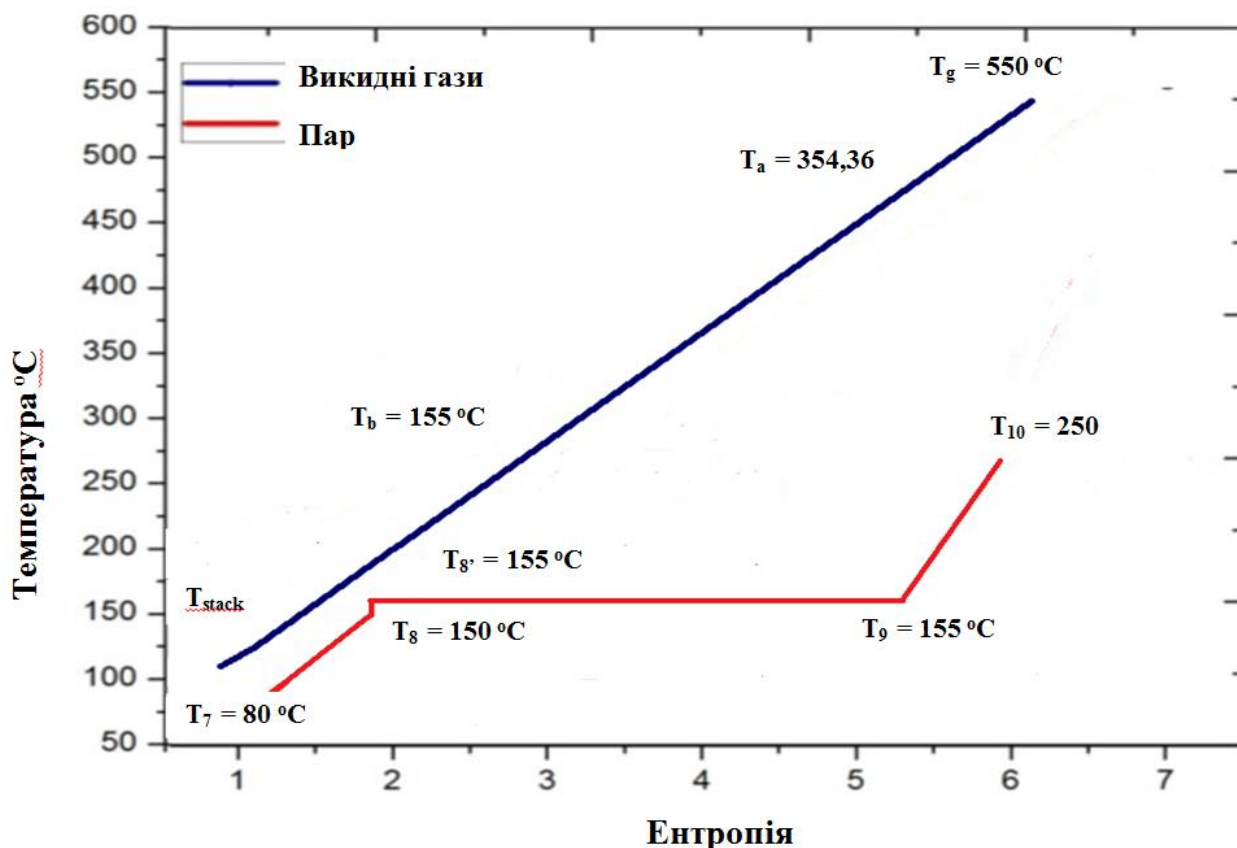


Рис 5.6 T-S діаграма утворення гарячого пару в теплообміннику.

При подачі води в котел утилізатор у першій секції вода нагрівається до температури 150 °C й відводиться на абсорбційну холодильну установку. Після, подається далі де перегріта вода перетворюється на пар з подальшим нагрівом до температури 250 °C.

Баланси котла утилізатора секції нагріву води (економайзера) та випаровувача :

Енергетичний баланс випаровувача:

$$m_w(h_9 - h_8') = m_g C_{p,g}(T_a - T_b) = 3,05 \cdot (2751 - 650) = 28 \cdot 1,148 \cdot (354,36 - 155)$$

Енергетичний баланс енагрівача:

$$m_w(h_8 - h_7) = m_g C_{p,g}(T_b - T_{Stack}) = 3,88 \cdot (632 - 335) = 28 \cdot 1,148 \cdot (155 - 119,2)$$

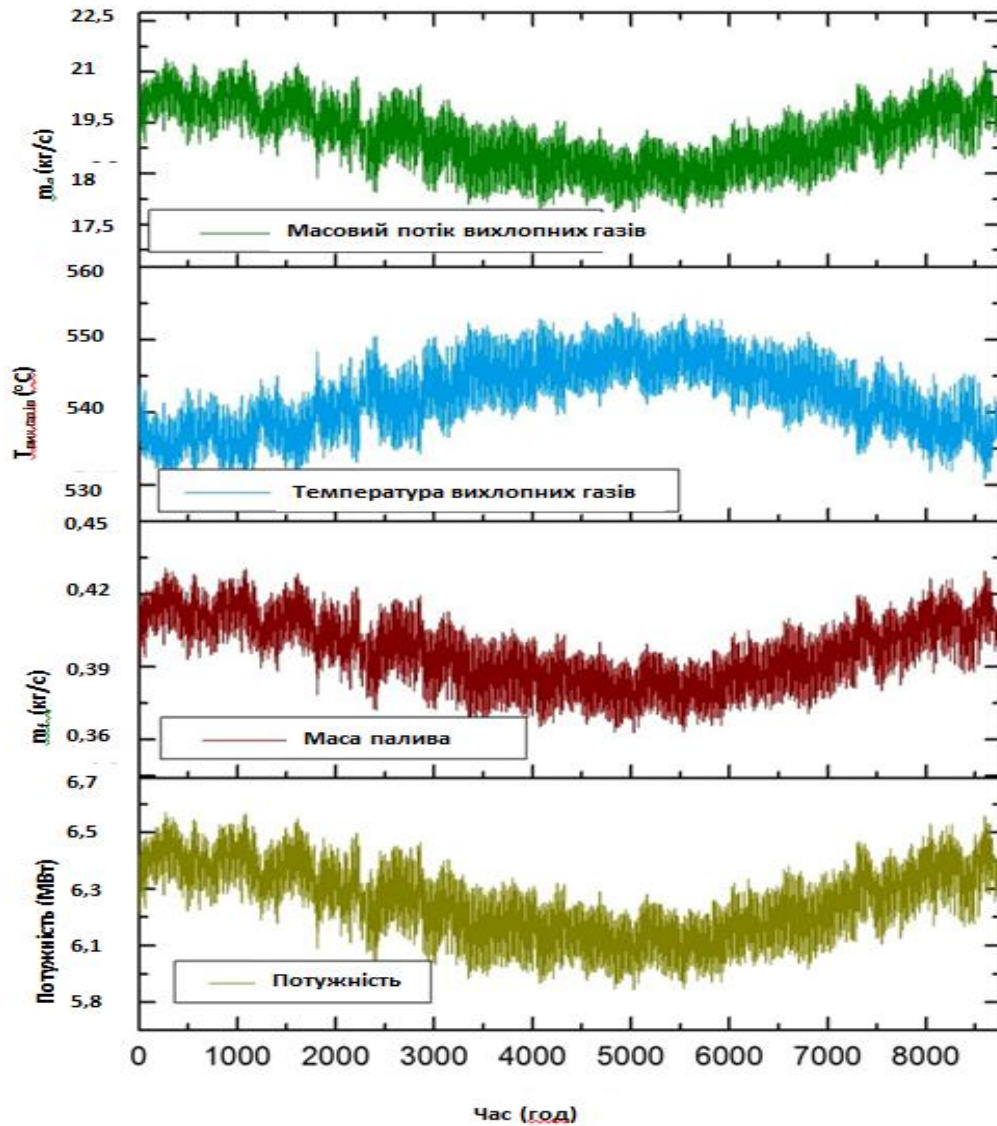


Рис 5.9 Щорічні зміни у виробництві електроенергії, споживання палива та вихлопних газів й їхня температура у газовому циклі

Розрахунок основних параметрів абсорбційної холодильної установки

Абсорбційна холодильна установка холодопродуктивністю 5,3 МВт у даній системі тригенерації призначена для отримання води на температурному рівні 5 °С для технологічних потреб виробництва. Установка у якості гріючого

джерела використовує воду на температурному рівні 150 °С .

Розрахунок чиллера проводиться за наступною формулою :

$$Q_{ch} = m_{ac,ch} C_p \Delta T_{ac,ch} = 5,3 \text{ МВт}$$

де : $m_{ac,ch}$ – масовий потік охолоджуваної води через чиллер.

C_p – теплоємність води.

$\Delta T_{ac,ch}$ – різниця температур входу й виходу охолоджуваної води через чиллер.

Розрахунок генератора абсорбційної холодильної установки проводиться за формулою:

$$Q_{gen} = m_{sw} C_{p,sw} \Delta T_{ac,h} = 11,44 \text{ МВт}$$

де: m_{sw} – масовий потік газів що проходить через генератор.

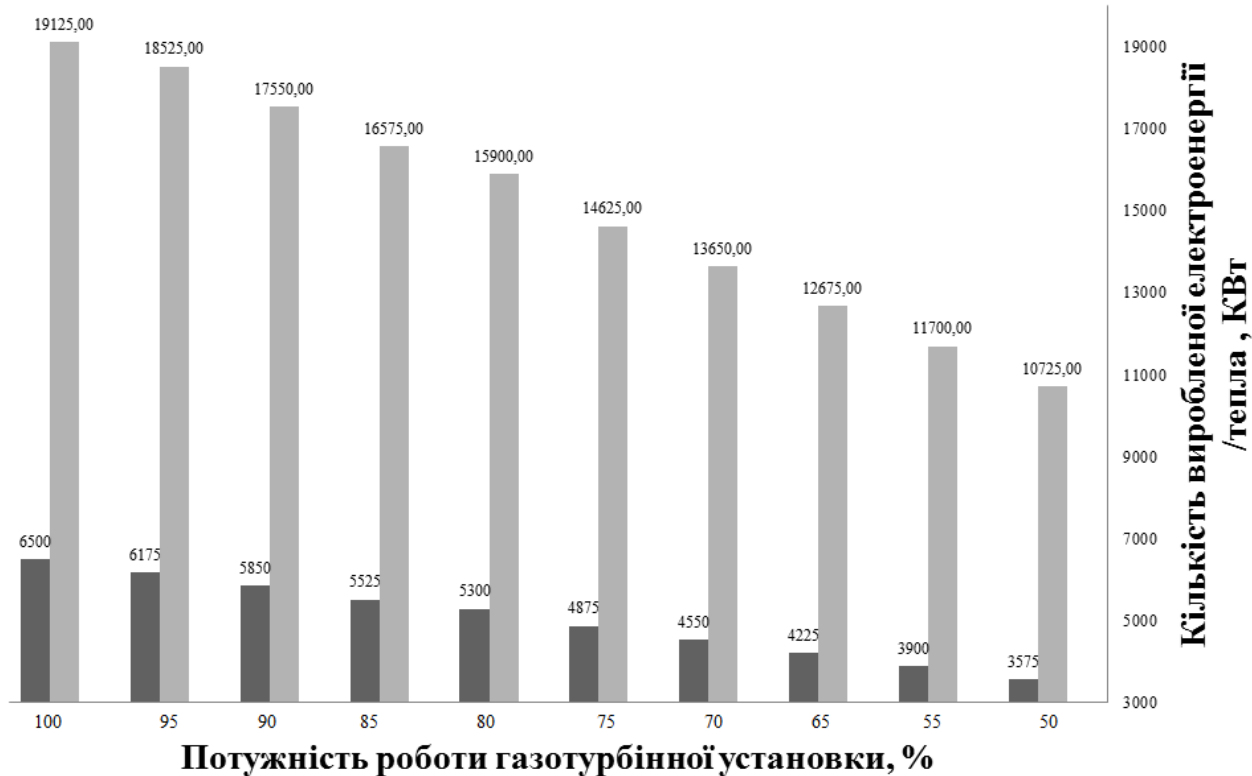
$C_{p,sw}$ – теплоємність газів.

$\Delta T_{ac,h}$ – різниця температур між гарячою водою на вході й на виході з генератора.

$$COP_T = Q_{ch} / Q_{gen} = 5,3 / 11,44 = 0,463$$

Розрахунок параметрів парокompресійної холодильної установки

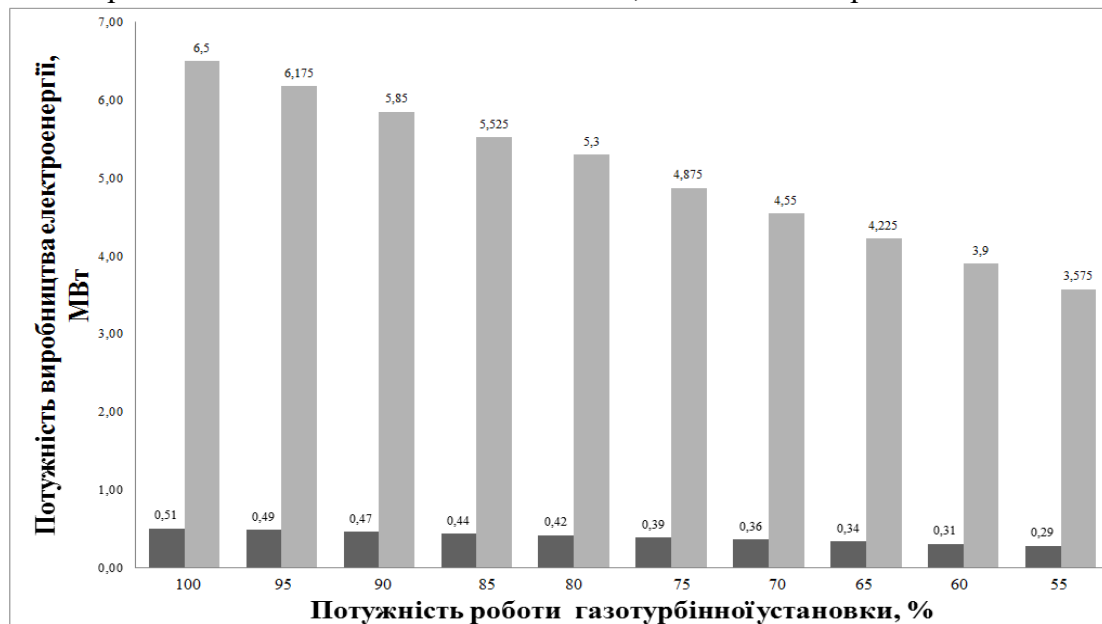
						Лист
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Потужність роботи газотурбінної установки, %

Рис 5.10 Залежність утворення тепла від виробництва електроенергії

Так як енергозбереження первинних енергетичних ресурсів стоїть на такому ж рівні як й екологічна безпечність енергоустановок тому за рахунок комбінування газотурбінної установки й вітропарку під час виробництва електроенергії на технологічні потреби потенціал збереження палива для ГТУ становить 33,3% що видно з рис. 5.11.



Потужність роботи газотурбінної установки, %

Рис 5.11 Залежність виробництва електроенергії від витрати палива

						Лист
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тепловий розрахунок для установки на R-744 для літнього періоду:

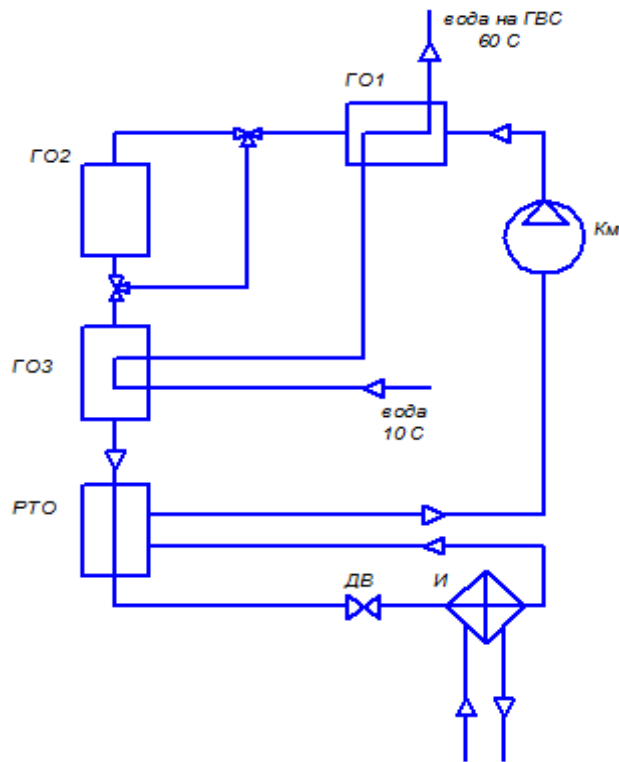


Рис. Г.1 Принципова схема установки

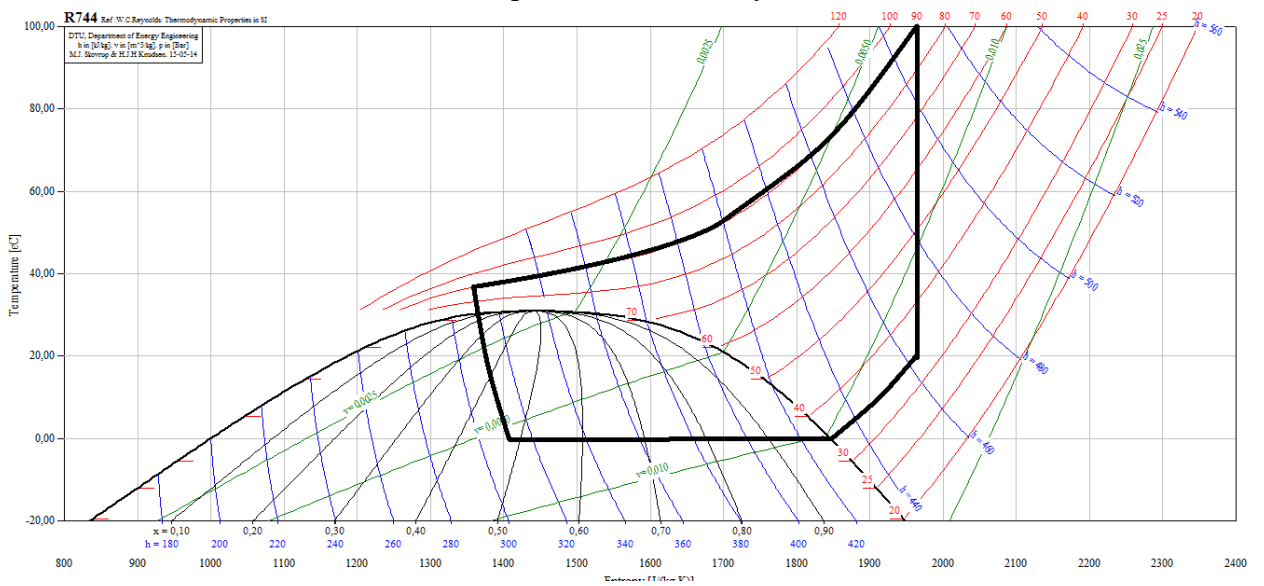


Рис. Г.2 Цикл установки.

Таблица Г.1 Параметры цикла

	Р, бар	t, °C	h, кДж/кг	v, м3/кг
1	37	30	700	0,013
2	90	100	737	-
3	90	68	691	-
4	90	40	587	-
5	90	36	541	-
6	37	0	541	-
7	37	0	654	-

Розрахунок

1. Питома масова холодопродуктивність

$$q_0 = h_9 - h_8 = 654 - 541 = 113 \text{ кДж/кг}$$

2. Питома об'ємна холодопродуктивність

$$q_v = q_0 / v_1 = 113 / 0,013 = 8692 \text{ кДж/м}^3$$

3. Питома адиабатна робота стиску

$$l_a = h_2 - h_1 = 737 - 700 = 37 \text{ кДж/кг}$$

4. Питома тепло, відведене циклі:

$$q_k = (h_4 - h_5) + (h_2 - h_3) = (691 - 587) + (737 - 691) = 150 \text{ кДж/кг}$$

5. Масова витрата агента

$$M_a = Q_k / q_k = 400 / 150 = 2,67 \text{ кг/с.}$$

6. Дійсна об'ємна продуктивність компресора

$$V_d = M_a * v_1 = 2,67 * 0,013 = 0,0347 \text{ м}^3/\text{с}$$

7. Коефіцієнт подачі компресора

$$\lambda = \lambda_c * \lambda'_w = 0,96 * 0,856 = 0,822$$

де:

$$\lambda_c = 1 - c * \left[\left(\frac{P_k}{P_0} \right)^{\frac{1}{m}} - 1 \right] = 1 - 0,03 \left[\left(\frac{90}{37} \right)^{1,05} - 1 \right] = 0,96$$

$$\lambda'_w = \frac{T_0 + \theta}{\alpha T_k + \beta \theta} = \frac{273 + 30}{1,12 * 313 + 0,5 * 30} = 0,856$$

тут:

λ_c – коефіцієнт подачі, уявляючи вплив «мертвого простору»;

c – відносна величина «мертвого простору»;

m – показник політропи зворотнього розширення з «мертвого простору»;

λ'_w – коефіцієнт, уявляючи об'ємні втрати, викликані дроселюванням пари в клапанах, підігрівом пари від стінок циліндра в процесі всмоктування, перетіканням з порожнини стискування в порожнину всмоктування в результаті внутрішніх нещільностей;

9. Теоретичний об'єм, описаний поршнями компресора

$$V_h = \frac{V_d}{\lambda} = \frac{0,0347}{0,822} = 0,0422 \text{ м}^3/\text{с}$$

10. Адиабатна потужність компресора

$$N_a = M_a * l_a = 2,67 * 37 = 98,8 \text{ кВт}$$

11. Індикаторна потужність компресора

$$N_i = \frac{N_a}{\eta_i} = \frac{98,8}{0,856} = 115,4 \text{ кВт}$$

$$\eta_i = \lambda'_w + b_{t0} = 0,856 - 0,0025 * 0 = 0,856$$

тут

η_i – індикаторний ККД;

b – коефіцієнт робочої речовини;

t_0 – температура кипіння.

12. Потужність тертя

$$N_{тр} = V_h * p_{імп} = 0,0422 * 50 = 2,1 \text{ кВт}$$

де

$p_{імп} = 50 \text{ кПа}$ – середній індикаторний тиск тертя.

13. Ефективна потужність компресора:

$$N_e = N_{тр} + N_i = 2,1 + 115,4 = 117,5 \text{ кВт}$$

14. Дійсний коефіцієнт перетворення:

$$COP_{дйств} = \frac{Q_k}{N_e} = \frac{400}{117,5} = 3,41$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура холодагенту на виході з конденсатору $t_1'' = 68^\circ\text{C}$

Початкова температура нагріваємої води $t_2' = 30^\circ\text{C}$

Кінцева температура нагріваємої води $t_2'' = 60^\circ\text{C}$

Максимальна витрата гріючої води, проходячої по міжтрубному простору теплообмінника:

$$G_a = 5,33 \text{ кг/с}$$

$$G_w = 1,9 \text{ кг/с}$$

Середня температура холодагенту:

$$t_{1cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2}$$
$$t_{1cp} = \frac{100 + 68}{2} = 84^\circ\text{C}$$

Середня температура води:

$$t_{2cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2}$$
$$t_{2cp} = \frac{60 + 30}{2} = 45^\circ\text{C}$$

Товщина стінки теплообмінника:

$$\delta = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P}, \text{ м}$$
$$\delta = \frac{90 \cdot 0,01}{2 \cdot 0,85 \cdot 120 - 90} = 0,0079 \text{ м} = 7,9 \text{ мм} = 8 \text{ мм}$$

де

P – внутрішній тиск в трубі, бар

φ – коефіцієнт міцності зварного шву

$[\sigma]$ – допустима напруга, МПа

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр внутрішньої труби, м

Швидкість води в апараті:

$$w = \frac{4 \cdot G_w}{\pi \cdot \rho \cdot d_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}$$
$$w = \frac{4 \cdot 1,9}{3,14 \cdot 1000 \cdot 0,022^2} = 5 \text{ м/с}$$

де

ρ – щільність води, кг/м^3

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр зовнішньої труби, м

Режим руху води:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}$$
$$Re = \frac{5 \cdot 0,022}{10^{-6}} = 110000$$

де

ν – кінематична в'язкість води, $\text{м}^2/\text{с}$

Число Нуссельта для турбулентного режиму руху:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot (Pr/Pr_{\text{ст}})^{0,25}$$
$$Nu = 0,021 \cdot 110000^{0,8} \cdot 3,93^{0,43} \cdot 1,02 = 416,4$$

Коефіцієнт тепловіддачі на стороні води:

$$\alpha_w = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{\text{вн}}}$$
$$\alpha_w = \frac{416,4 \cdot 0,0642}{0,022} = 1215,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{C}}$$

Швидкість руху робочої речовини в апараті:

$$w_a = \frac{4 \cdot G_a}{\pi \cdot \rho_a \cdot D_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Температура холодагенту на виході з конденсатору $t_1'' = 40^\circ\text{C}$

Початкова температура нагріваємої води $t_2' = 10^\circ\text{C}$

Кінцева температура нагріваємої води $t_2'' = 30^\circ\text{C}$

Максимальна витрата гріючої води, проходячої по міжтрубному простору теплообмінника:

$$G_a = 5,33 \text{ кг/с}$$

$$G_w = 1,9 \text{ кг/с}$$

Середня температура холодагенту:

$$t_{1cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2}$$

$$t_{1cp} = \frac{44 + 40}{2} = 42^\circ\text{C}$$

Середня температура води:

$$t_{2cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2}$$

$$t_{2cp} = \frac{30 + 10}{2} = 20^\circ\text{C}$$

Товщина стінки теплообмінника:

$$\delta = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P}, \text{ м}$$

$$\delta = \frac{90 \cdot 0,01}{2 \cdot 0,85 \cdot 120 - 90} = 0,0079 \text{ м} = 7,9 \text{ мм} = 8 \text{ мм}$$

де

P – внутрішній тиск в трубі, бар

φ – коефіцієнт міцності зварного шву

$[\sigma]$ – допустима напружка, МПа

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр внутрішньої труби, м

Швидкість води в апараті:

$$w = \frac{4 \cdot G_w}{\pi \cdot \rho \cdot d_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}$$

$$w = \frac{4 \cdot 1,9}{3,14 \cdot 1000 \cdot 0,022^2} = 5 \text{ м/с}$$

де

ρ – щільність води, кг/м^3

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр зовнішньої труби, м

Режим руху води:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}$$

$$Re = \frac{5 \cdot 0,022}{10^{-6}} = 110000$$

де

ν – кінематична в'язкість води, $\text{м}^2/\text{с}$

Число Нуссельта для турбулентного режиму руху:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot (Pr/Pr_{\text{ст}})^{0,25}$$

$$Nu = 0,021 \cdot 110000^{0,8} \cdot 3,93^{0,43} \cdot 1,02 = 416,4$$

Коефіцієнт тепловіддачі на стороні води:

$$\alpha_w = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{\text{вн}}}$$

$$\alpha_w = \frac{416,4 \cdot 0,0642}{0,022} = 1215,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{C}}$$

Швидкість руху робочої речовини в апараті:

$$w_a = \frac{4 \cdot G_a}{\pi \cdot \rho_a \cdot D_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Розрахунок пластинчатого випарника:

Вихідні дані:

Теплове навантаження $Q_k = 602,3$ кВт

Температура кипіння холодагенту $t_1' = 0^\circ C$

Початкова температура води $t_2' = 10^\circ C$

Кінцева температура води $t_2'' = 5^\circ C$

Максимальна витрата гріючої води, проходячої по міжтрубному простору теплообмінника:

$$G_a = 5,33 \text{ кг/с}$$

$$G_w = 28,7 \text{ кг/с}$$

Середня температура води:

$$t_{2cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2}$$

$$t_{2cp} = \frac{10 + 5}{2} = 7,5 \text{ }^\circ C$$

Співвідношення числа ходів для гріючого X_1 та нагріваючого X_2 джерела:

$$\frac{X_1}{X_2} = \left(\frac{G_{zp}}{G_{нагр}} \right)^{0,636} \cdot \left(\frac{\Delta P_{zp}}{\Delta P_{нагр}} \right)^{0,364} \cdot \frac{1000 - t_{cp}^{нагр}}{1000 - t_{cp}^{zp}}$$

$$\frac{X_1}{X_2} = \left(\frac{28,7}{5,33} \right)^{0,636} \cdot \left(\frac{40}{100} \right)^{0,364} \cdot \frac{1000 - 7,5}{1000 - 0} = 2,074$$

Для пластинчатого теплообмінника в більшості випадків приймається $\Delta P_{zp} = 40$ кПа и $\Delta P_{нагр} = 100$ кПа .

Отримані співвідношення ходів не перевищують 2, значить для підвищення швидкості води та, відповідно, для ефективного теплообміну більш кращою буде симетрична компоновка

Знаходимо потрібну кількість каналів по холодагенту $m_{нагр}$:

$$m_{нагр} = \frac{G_1}{\omega_{опт} \cdot f_k \cdot \rho_1}$$

$$m_{нагр} = \frac{5,33}{0,2 \cdot 0,00177 \cdot 142,2} = 105,88 = 106$$

де f_k - площа поперечного перерізу одного міжпластинчатого каналу. Для обраного теплообмінника $f_k = 0,00177 \text{ м}^2$;

Компоновка водопідігрівача симетрична, тобто: $m_{zp} = m_{нагр}$, тоді загальний живий переріз каналів в пакеті по руху холодагенту та нагріваючої води:

$$f_{zp} = f_{нагр} = m_{нагр} \cdot f_k$$

$$f_{zp} = f_{нагр} = 106 \cdot 0,00177 = 0,18762 \text{ м}^2$$

Знаходимо дійсні швидкості холодагенту та води, м/с

$$\omega_{zp} = \frac{G_1}{f_{zp} \rho_a} = \frac{5,33}{0,18762 \cdot 142,2} = 0,2 \text{ м/с}$$

$$\omega_{нагр} = \frac{G_2}{f_{нагр} \rho_v} = \frac{28,6}{0,18762 \cdot 1000} = 0,152 \text{ м/с}$$

де

ρ_a ; ρ_v - щільності середовищ за середніх температур, кг/м³

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w_w * d_a}{\nu}$$
$$Re = \frac{0.2 * 1.3}{10^{-6}} = 260000$$

Число Нуссельта:

$$Nu = C * Re^{0.72} * Pr^{0.43} * 1.05$$
$$Nu = 0.07 * 260000^{0.72} * 0.7575^{0.43} * 1.05 = 516.7$$

Коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_1, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ от гріючого середовища до стінки пластини :

$$\alpha_a = Nu * \lambda_a / d_a$$
$$\alpha_a = \frac{516.7 * 0.0149}{0.0075} = 1026.5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

Коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_2, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ від стінки пластини до нагріваємої води:

$$\alpha_2 = 1.16 A [23000 + 283 t_{2cp} - 0.63 t_{2cp}^2] \cdot \omega_{нагр}^{0.73}$$
$$\alpha_2 = 1.16 \cdot 0.492 [23000 + 283 \cdot 7.5 - 0.63 \cdot 7.5^2] \cdot 0.152^{0.73} = 3620 \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Коефіцієнт теплопередачі $k \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ знаходиться по формулі:

$$k = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}}$$
$$k = \frac{0.9}{\frac{1}{1026.5} + \frac{1}{3620} + \frac{0.002}{16}} = 654.2 \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

де β - коефіцієнт, враховуючий зменшення коефіцієнта теплопередачі через термічний опір накипу та забруднення на пластині, в залежності від якості води приймається рівним 0,7-0,85. Товщина пластини та коефіцієнт теплопроводності пластини для пластинчатих теплообмінників по ГОСТ 15518 рівний відповідно:

$$\delta_{cm} = 2 \text{ мм} = 0,002 \text{ м} \text{ та } \lambda_{cm} = 16 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Середньологарифмічна різниця

температур:

$$\theta_{\text{лог}} = \frac{t_{1cp} - t_{2cp}}{\ln \frac{t_{1cp}}{t_{2cp}}}$$
$$\theta_{\text{лог}} = \frac{10-5}{\ln \frac{10-0}{5-0}} = 7,21 \text{ C}$$

Знайдемо необхідну поверхню нагріву F_{mp} :

$$F_{mp} = \frac{Q}{k \theta}$$
$$F_{mp} = \frac{602300}{654.2 \cdot 7.21} = 127,7 \text{ м}^2$$

За отриманим значенням $F = 127,7 \text{ м}^2$ підбираємо 2 теплообмінника AlfaDisc80 з теплообмінною поверхню 62 м^2 .

Тепловий розрахунок для установки на R-744 для зимового періоду:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

