МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему: «Підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії»

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1410
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Верман М.В.
(ініціали та прізвище)

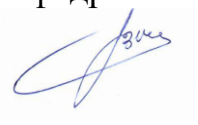
Керівник к.т.н., доц. Єрофєєва А.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент Коваленко В.Л.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні _____
Кафедра_електричної інженерії та кіберфізичних систем_____
Рівень вищої освіти____перший (бакалаврський)_рівень_____
Спеціальність __141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка_
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри



д.т.н., доц. В.Л. Коваленко
«_____»_____2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ
Верман Микиті Віталійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії»»
керівник роботи __Єрофєєва Аліна Анатоліївна, к.т.н., доцент_____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_26_»_грудня__2023__року №_2215 - с_____
2 Строк подання студентом роботи _____03 червня 2024 р._____
3 Вихідні дані до роботи: принципова потужність Запорізької теплової станції 3600 МВт; принципова теплова схема ТЕС, витрата електроенергії на власні потреби ТЕС, розподіл витрати електроенергії на в.п. ТЕС, перелік електроприводів в.п. ТЕС.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1 Основні технічні рішення по зниженню енерговитрат на власні потреби . 2. Підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії. 3. Техніко-економічне обґрунтування від впровадження енергозберігаючих заходів.
5 Перелік графічного матеріалу 1) Структура виробництва електричної енергії в ОЕС України 2) Планування ТЕС 3) Принципова теплова схема ТЕС. 4) Витрати на власні потреби в залежності від виробітку електроенергії 5) Технічні характеристики погоджуючого трансформатора ТСЗН-400. 6) Технічні характеристики запропонованого до впровадження перетворювача частоти

Річний графік зміни виробітку насоса 7) Залежність спожитої потужності від витрати при двох видах регулювання. 8) Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів 9)Висновки.

1 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Єрофєєва А.А., к.т.н. доцент		
Розділ 2	Єрофєєва А.А., к.т.н. доцент		
Розділ 3	Єрофєєва А.А., к.т.н. доцент		

2 Дата видачі завдання_____12.02.2024 р._____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПО ЗНИЖЕННЮ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЕС	11.03.2024	
2	ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	15.04.2024	
3	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ	03.06.2024	

Студент _____ _____ М.В.Верман_____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ _____А.А.Єрофєєва_____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ ____І.І. Бандуренко_____

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 65 сторінок, 20 рисунків, 4 таблиці, 14 джерел посилання.

Об’єкт дослідження – споживачі електричної енергії електричної станції.

Предмет дослідження – енерговитрати на власні потреби електричної станції.

Мета роботи – підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії.

У кваліфікаційній роботі розглянуті можливості підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії. Проведений аналіз споживання енергоносіїв на власні потреби станції. Розглянуті можливі способи зниження енергоспоживання в системі електропостачання власних потреб електричної станції.

У роботі наведений загальний аналіз навантажень по кожному з цехів. До впровадження прийнята установка регулуємого електропривода на конденсатному насосі.

В економічному розділі наведено техніко-економічне обґрунтування від впровадження енергозберігаючих заходів.

СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ТЕХНОЛОГІЧНА СХЕМА, ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРОПРИВОД, ДРОСЕЛЬ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНДЕНСАТНИЙ НАСОС, ПЕРЕТВОРЮВАЧ ЧАСТОТИ.

ЗМІСТ

ВСТУП……..6

1 ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПО ЗНИЖЕННЮ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЕС……..8

1.1 Аналіз стану й розвитку теплової енергетики України……..8

1.2 Характеристика й опис технологічного процесу при виробництві електричної енергії на ТЕС……..10

1.3 Аналіз складу й структури власних потреб теплової електростанції…….18

1.4 Аналіз існуючої системи електропостачання власних потреб станції…….21

2 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ……..33

2.1 Технологічна схема, режими роботи устаткування……..33

2.2 Методи оптимізації режимів роботи систем водопостачання й водовідведення……...39

2.3 Регулювання подачі насоса зміною частоти обертання робочого колеса насоса……..44

2.4 Розрахунки ефективності застосування частотно-регульованого електропривода……55

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ..……61

ВИСНОВКИ……..66

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ…..……..67

ВСТУП

Електрична станція – енергетична установка, що служить для перетворення природної енергії в електричну. Тип електричної станції визначається насамперед видом природної енергії. Найбільше поширення одержали теплові електричні станції (ТЕС), на яких використовується теплова енергія, що виділяється при спалюванні органічного палива (вугілля, нафта, газ і ін.). На теплових електростанціях виробляється близько 76% електроенергії, виробленої на нашій планеті. Це обумовлене наявністю органічного палива майже у всіх районах нашої планети; можливістю транспорту органічного палива з місця видобутку на електростанцію, розташовувану біля споживачів енергії; технічним прогресом на теплових електростанціях, що забезпечує спорудження ТЕС великої потужності; можливістю використання відробленого тепла робочого тіла й відпуску споживачам, крім електричної, також і теплової енергії (з парою або гарячою водою) і т.п. Теплові електричні станції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають конденсаційними електричними станціями (КЕС). Електростанції, призначені для комбінованого виробітку електричної енергії й відпуску пари, а також гарячої води тепловому споживачеві мають парові турбіни із проміжними відборами пари або із протитиском. На таких установках теплота пари, що відробила, частково або навіть повністю використовується для теплопостачання, внаслідок чого втрати теплоти з охолоджуваною водою скорочуються. Однак частка енергії пари, перетворена в електричну, при тих самих початкових параметрах на установках з теплофікаційними турбінами нижче, ніж на установках з конденсаційними турбінами.

До основного устаткування ТЕС прийнято відносити котел, турбіну й генератор. Склад допоміжних установок і устаткування власних потреб

залежить від виду електростанції, використовуємого палива, потужності й виконання основного устаткування й інших конкретних умов.

Основним споживачем енергоресурсів у Україні є промисловість і тому зміна ситуації з ощадливим споживанням енергії в ній першорядне завдання. Але й від енергетики залежить багато чого.

Таким чином, насущними проблемами енергетики України у цілому є відновлення експлуатованого станційного силового устаткування, заміна застарілих електричних апаратів, приладів контролю й обліку електроенергії й теплоенергії. Основний акцент зроблений на впровадження енергозберігаючих технологій, впровадження яких має великий потенціал і перспективи, тому що енергозбереження – саме вигідне джерело енергії. Це у свою чергу веде до зниження собівартості продукції й підвищенню її конкурентоспроможності.

У кваліфікаційній роботі розглядається питання підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії, зменшеня енерговитрат на власні потреби електричної станції.

1 ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ЗІ ЗНИЖЕНЯ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЕС

1.1 Аналіз стану й розвитку теплової енергетики України

Теплові електростанції (ТЕС) є одним з основних генеруючих джерел тепло- і електроенергії України. Згідно діаграми (рис.1) на ТЕС та ТЕЦ припадає приблизно 35 % від загальної генерації електричної енергії, на АЕС – 51,9 %, ГЕС та ГАЕС 4,70 %.

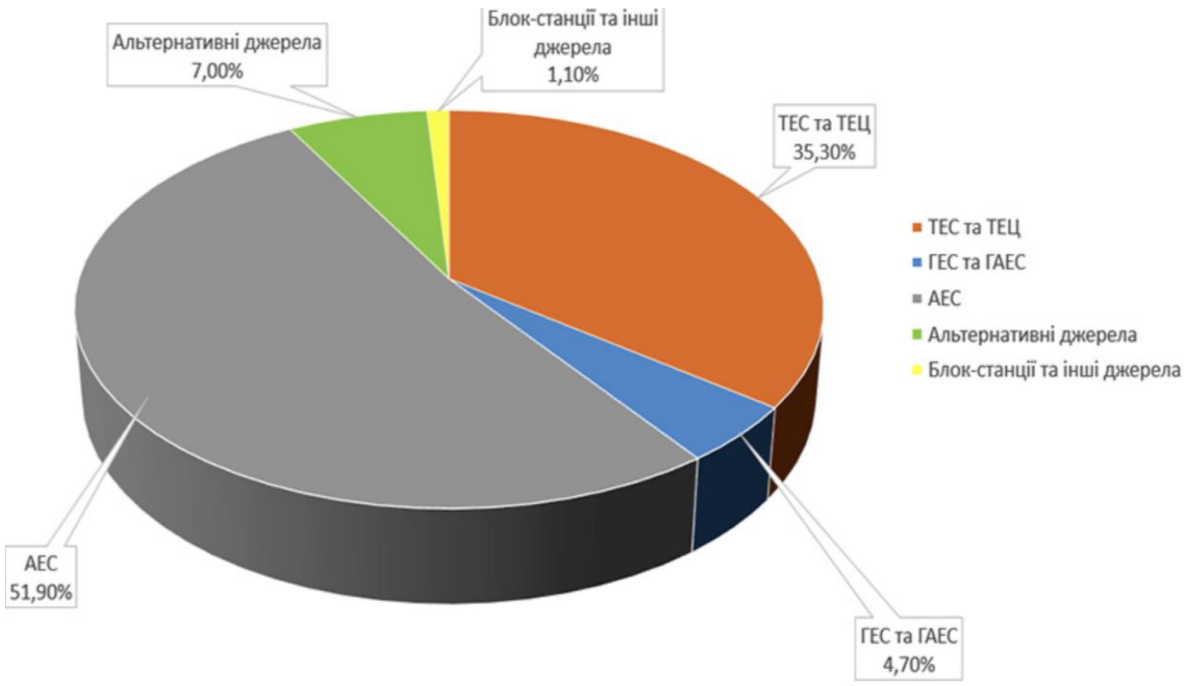


Рисунок 1.1 Структура виробництва електричної енергії в ОЕС України

Однак більшість ТЕС України будувалися в 50-70 роки двадцятого сторіччя й тривалість їх експлуатації становить від 25 до 50 років. Сучасний

стан ТЕС України слід розглядати як критичний. Устаткування, уведене в експлуатацію в 60 – 70-і рр. і запроєктоване за нормами 50-х рр. минулого сторіччя, відробило ресурс, фізично й морально застаріло. Продовжує збільшуватися кількість відмов устаткування.

Питома витрата умовного палива на виробіток електроенергії на ТЕС (по Україні в цілому) виросла приблизно на 17 %, суттєво виросли й інші експлуатаційні витрати. Експлуатація устаткування ТЕС ускладнюється тим, що воно часто працює на непроєктному паливі, у маневрених режимах, непередбачуваних проєктом, що приводить до швидкого зношування устаткування й зниженню техніко-економічних показників, додатковій витраті мазуту й природного газу.

Враховуючи високі витрати на будівництво нових ТЕС, відсутність необхідних власних засобів і зовнішніх інвестицій для їхнього будівництва, відсутність відведених земельних ділянок під будівництво нових ТЕС, пріоритетним напрямком у розвитку енергетики є технічне переозброєння, модернізація й реконструкції діючих теплових електростанцій.

Основними завданнями реконструкції й технічного переозброєння з урахуванням забезпечення енергетичної безпеки України є:

- переорієнтація розвитку енергетики на максимальне використання власних паливних ресурсів (вугілля в першу чергу) і устаткування вітчизняних підприємств і, у першу чергу, енергомашинобудівного комплексу України;
- продовження терміну служби енергоблоків з поліпшенням їх техніко-економічних показників шляхом впровадження повузлової реконструкції;
- зниження витрат мазуту й газу (який використовується для підсвічування на пиловугільних ТЕС) за рахунок підвищення якості вугілля, реконструкції пальників, систем топливоприготування;
- розширення обсягів використання відходів виробництва ТЕС, у першу чергу, утилізація золошлакових відходів;

- впровадження високоефективних газоочисних установок під час реконструкції енергоблоків;

- подальше підвищення рівня автоматизації роботи енергоблоків, впровадження автоматизованих систем керування ТЕС;

- впровадження енергозберігаючих заходів для зменшення споживання енергії на власні потреби.

Польща, Чехія, Угорщина й інші країни Центральної Європи, проводять широкомасштабну реабілітацію своїх ТЕС для підвищення їх ефективності, надійності, безпеки й зниження емісії шкідливих речовин до європейського рівня. Наші ТЕС мають одні з найнижчих техніко-економічних і екологічних показників у Європі, що не тільки приносить великі збитки економіці України, у т.ч. знижуючи конкурентоспроможність вітчизняної продукції, але й створює великі проблеми для європейської інтеграції України, збереження й нарощування експорту електроенергії.

1.2 Характеристика й опис технологічного процесу при виробництві електричної енергії на ТЕС

Запорізька теплова станція (ЗТЕС) має потужність 3600 МВт (рисунок 1.2).

Перша черга станції потужністю 1200 МВт складається з чотирьох енергоблоків з однокорпусними пиловугільними котлами ТПП312А. До складу другої черги, потужністю 2400 МВт, входять три енергоблоки по 800 МВт з газомазутними котлами. Потужності видають напругу 150 і 330 кВ з відкритих розподільних пристроїв. Встановлена виробнича потужність 3600 МВт.

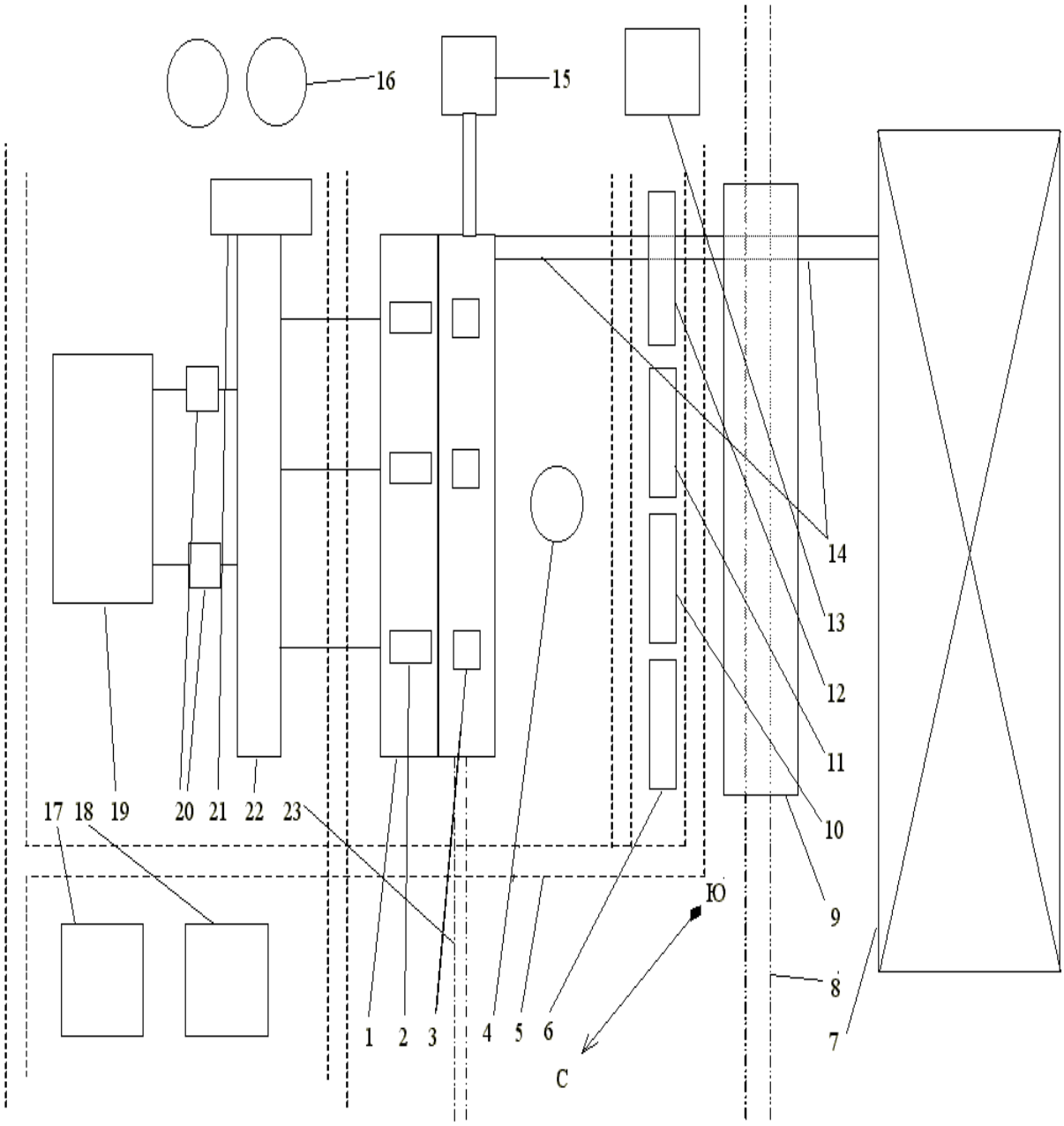


Рисунок 1.2 - Запорізька теплова електростанція

Будівництво Запорізької ТЕС здійснювалося текуче-швидкісним способом. Будівництво почалося в червні 1970 р., а в березні 1973 р. перша черга електростанції була введена в експлуатацію. Будівництво другої черги електростанції почалося у вересні 1973 р. Перший енергоблок потужністю 800 МВт введений в експлуатацію в грудні 1975 р., другий - у вересні 1976 р. Із веденням останнього, третього енергоблоку потужністю 800 МВт в 1977р. Запорізька ТЕС досягла проєктної потужності.

Паливом для електростанції є газове вугілля, мазут і газ.

На рисунку 1.3 показане планування Запорізької ТЕС.



1 - головний корпус; 2 – генератори; 3 – котлоагрегати; 4 – димові труби; 5 – автодорога; 6 - матеріальний склад; 7 -склад палива; 8 - з/д гілка; 9 – вагоноперекидач; 10 - механічна майстерня; 11 - мазутне господарство; 12 - дробильний корпус; 13 - хімводоотчистка; 14 - транспортна галерея; 15 - корпус керування (інженерно-побутовий комплекс); 16 – відстійники; 17 - масляне господарство; 18 - трансформаторна майстерня; 19 - РП 150 кВ; 20 - трансформатори; 21 - головний щит керування; 22 - розподільний пристрій генераторної напруги з гніздами КРП 10 кВ; 23 – водотік.

Рисунок 1.3 - Планування Запорізької ТЕС

Запорізька ТЕС – електростанція блокового типу, без поперечних зв'язків за основними паропроводами і живильною водою. Станція має сім енергоблоків. Установлена електрична потужність ТЕС склала 3600 МВт, фактична потужність – 3336,2 МВт, теплова – 788 Гкал/рік.

На енергоблоках I черги ст. №№ 1÷4 установлені однокорпусні прямоточні парові котли типу ТПП-312 (ПП-1000-255Ж) на закритичні параметри, розраховані на спалювання вугілля марки ГСШ при рідкому шлаковидаленні й призначені для одержання пари високого тиску.

Парові конденсаційні турбіни типу ДО-300-240-2 виробництва НПО "Турбоатом", м. Харків, що представляють собою одновальний триціліндровий агрегат з проміжним перегрівом пари й трьома вихлопами в конденсатор.

Існуюча турбіна призначена для привода електрогенератора змінного струму типу ТГВ-300 Харківського НПО "Електротяжмаш".

Основним проєктним паливом для котлоагрегатів I черги Запорізької ТЕС встановлене вугілля марки ГСШ теплотворною здатністю 5000 ккал/кг, зольністю 22,3 %, вологістю 11 %.

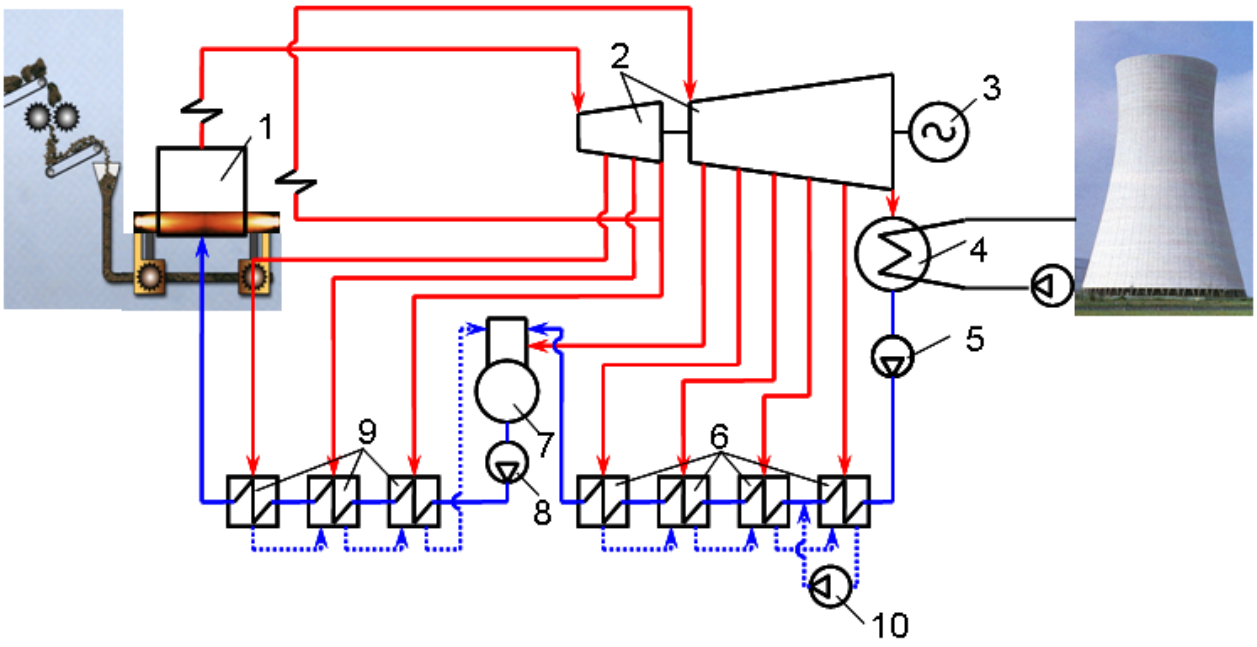
У якості підсвічування – мазут марки 100 (калорійність - 9500 ккал/кг).

У цей час у топках котлів спалюється вугілля іншої якості марки Д, Г и їх суміші: калорійність - 5209 ккал/кг, зольність - 19,92 %, вологість - 11,5 %, зміст сірки – 1,69 %, вихід летучих $V_г$=40,94%.

У якості підсвічування використовується природний газ (калорійність 8161 ккал/м^3).

Процентне співвідношення палива, використаного на енергоблоці ст. № 2 ТЕС, становить: вугілля - 98,9 %, природного газу - 1,1%.

Теплова схема конденсаційної установки на органічному паливі пояснююча основні принципи роботи ТЕС показана на рисунку 1.4.



1 – паровий котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатний насос; 6 – підігрівачі низького тиску; 7 – деаератор; 8 – живильний насос; 9 – підігрівачі високого тиску; 10 – дренажний насос.

Рисунок 1.4 - Принципова теплова схема ТЕС

Цю схему називають схемою із проміжним перегрівом пари. Як відомо, теплова економічність такої схеми при тих самих початкових і кінцевих параметрах і правильному виборі параметрів проміжного перегріву вища, ніж у схемі без проміжного перегріву.

Розглянемо принципи роботи ТЕС. Паливо й окиснювач, яким звичайно служить підігріте повітря, безупинно надходять у топку котла (1). У якості палива використовується вугілля, торф, газ, горючі сланці або мазут. Більшість ТЕС в Україні використовують у якості палива вугільний пил. За рахунок тепла, що утворюється в результаті спалювання палива, вода в паровому котлі нагрівається, випаровується, а насичена пара, що утворювалася, надходить по паропроводу в парову турбіну (2). Призначення якої перетворювати теплову енергію пари в механічну енергію.

Усі рухомі частини турбіни жорстко пов'язані з валом і обертаються разом з ним. У турбіні кінетична енергія струменів пари передається ротору в

такий спосіб. Пара високого тиску й температури, що має більшу внутрішню енергію, з котла надходить у сопла (канали) турбіни.

Струмінь пари з високою швидкістю, частіше вище звукової, безупинно виходить із сопел і надходить на робочі лопатки турбіни, укріплені на диску, жорстко пов'язаному з валом.

При цьому механічна енергія потоку пари перетворюється в механічну енергію ротора турбіни, а точніше кажучи, у механічну енергію ротора турбогенератора, тому що вали турбіни й електричного генератора (3) з'єднані між собою. В електричному генераторі механічна енергія перетвориться в електричну енергію.

Після парової турбіни водяна пара, маючи вже низький тиск і температуру, надходить у конденсатор (4). Тут пара за допомогою охолоджуючої води, прокачуваної по розташованим усередині конденсатора трубкам, перетворюється у воду, яка конденсатним насосом (5) через регенеративні підігрівачі (6) подається в деаератор (7).

Деаератор служить для видалення з води розчинених у ній газів; одночасно в ньому, так само як у регенеративних підігрівачах, живильна вода підігрівається парою, що відбирається для цього з відбору турбіни. Деаерація проводиться для того, щоб довести до припустимих значень склад кисню й вуглекислого газу в ній і тим самим понизити швидкість корозії в трактах води й пари. Деаерована вода живильним насосом (8) через підігрівачі (9) подається в котельну установку. Конденсат гріючої пари, що утворюється в підігрівачах (9), перепускається каскадно в деаератор, а конденсат пари, що гріє підігрівачі (6) подається дренажним насосом (10) у лінію, по якій протікає конденсат з конденсатора (4).

Найбільш складною в технічному плані є організація роботи ТЕС на вугіллі. Разом з тим частка таких електростанцій у вітчизняній енергетиці висока (~30%).

Технологічна схема такої електростанції, що працює на вугіллі, показано на рисунку 1.5.

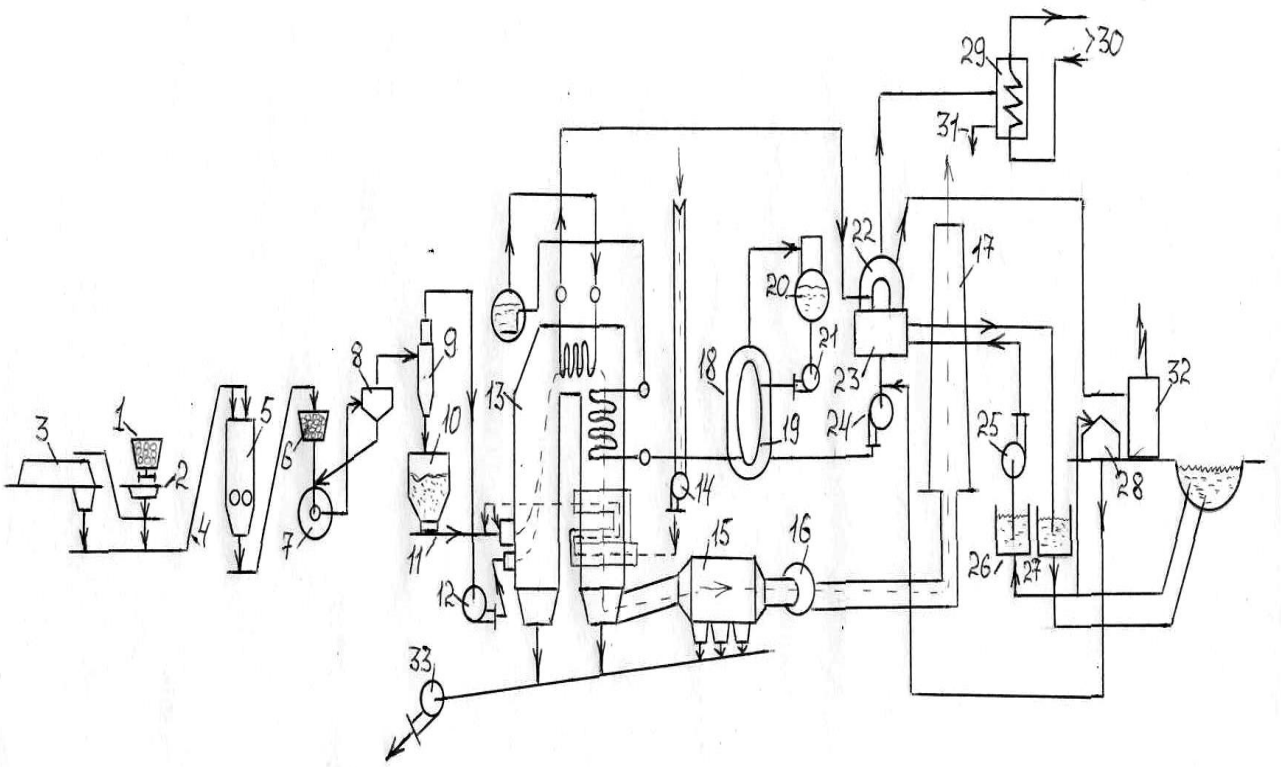


Рисунок 1.5 - Технологічна схема пиловугільної ТЕС

На рисунку 1.3 показані наступні елементи схеми технологічного процесу: 1 – залізничні вагони; 2 – розвантажувальні пристрої; 3 – склад; 4 – стрічкові транспортери; 5 – дробильна установка; 6 – бункера сирого вугілля; 7 – пиловугільні млини; 8 – сепаратор; 9 – циклон; 10 – бункер вугільного пилу; 11 – живильники; 12 – млинний вентилятор; 13 – топкова камера котла; 14 – дутьовий вентилятор; 15 – золоуловлювачі; 16 – димососи; 17 – димова труба; 18 – підігрівачі низького тиску; 19 – підігрівачі високого тиску; 20 – деаератор; 21 – живильні насоси; 22 – турбіна; 23 – конденсатор турбіни; 24 – конденсатний насос; 25 – циркуляційні насоси; 26 – прийомний колодязь; 27 – збросний колодязь; 28 – хімічний цех; 29 – мережні підігрівники; 30 – трубопроводи; 31 – лінія відводу конденсату; 32 – електричний розподільний пристрій; 33 – багерні насоси.

Паливо в залізничних вагонах (1) надходить до розвантажувальних пристроїв (2), звідки за допомогою стрічкових транспортерів (4) направляється на склад (3), зі складу паливо подається в дробильну

установку (5). Є можливість подавати паливо в дробильну установку й безпосередньо від розвантажувальних пристроїв. Із дробильної установки паливо надходить у бункери сирого вугілля (6), а звідти через живильники – у пиловугільні млини (7). Вугільний пил пневматично транспортується через сепаратор (8) і циклон (9) у бункер вугільного пилу (10), а звідти живильниками (11) до пальників. Повітря із циклону засмоктується млинним вентилятором (12) і подається в топкову камеру котла (13).

Гази, що утворюються при горінні в топковій камері, після виходу з неї проходять послідовно газоходи котельної установки, де в пароперегрівачах (первинному й вторинному, якщо здійснюється цикл із проміжним перегрівом пари) і водяному економайзері віддають теплоту робочому тілу, а в повітропідігрівачі – подаваному в паровий котел повітрю. Потім у золоуловлювачах (15) гази очищаються від летучої золи й через димову трубу (17) димососами (16)викидаються в атмосферу.

Шлаки й зола, що випадають під топковою камерою, повітропідігрівачем і золоуловлювачами, змиваються водою й по каналах надходять до багерних насосів (33), які перекачують їх на золовідвали.

Повітря, необхідне для горіння, подається в повітропідігрівачі парового котла дутьовим вентилятором (14). Забирається повітря звичайно з верхньої частини котельні й (при парових котлах великої продуктивності) зовні котлового відділення.

Перегріта пара від парового котла (13) надходить до турбіни (22).

Конденсат з конденсатора турбіни (23) подається конденсатними насосами (24) через регенеративні підігрівачі низького тиску (18) у деаератор (20), а звідти живильними насосами (21) через підігрівачі високого тиску (19) в економайзер котла.

Втрати пари й конденсату поповнюються у даній схемі хімічно знесоленою водою, яка подається в лінію конденсату за конденсатором турбіни.

Охолоджуюча вода подається в конденсатор з прийомного колодязя (26) водопостачання циркуляційними насосами (25). Підігріта вода скидається в збросний колодязь (27) того ж джерела на деякій відстані від місця забору, достатньому для того, щоб підігріта вода не підмішувалася до тієї, що забирається. Пристрої для хімічної обробки додаткової води знаходяться у хімічному цеху (28).

У схемах може бути передбачена невелика мережна підігрівальна установка для теплофікації електростанції й прилягаючого селища. До мережних підігрівачів (29) цієї установки пар надходить від відборів турбіни, конденсат відводиться по лінії (31). Мережна вода підводиться до підігрівача й відводиться від нього по трубопроводах (30).

Вироблена електрична енергія відводиться від електричного генератора до зовнішніх споживачів через підвищувальні електричні трансформатори.

Для постачання електроенергією електродвигунів, освітлювальних пристроїв і приладів електростанції є електричний розподільний пристрій власних потреб (32).

1.3 Аналіз складу й структури власних потреб теплової електростанції

Під власними потребами (в.п.) електростанції розуміється комплекс, у який входять механізми для обслуговування або автоматизації робіт основних агрегатів і допоміжних пристроїв станції, приводні двигуни цих механізмів) джерела живлення, внутрішньостанційна електромережа й розподільні пристрої, а також опалення, освітлення й побутові потреби. Склад в.п. залежить від типу, потужності, розташування електростанції, виду використовуваного палива і т.д.

Коротка характеристика в.п. блоків ТЕС наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Характеристика в.п. блоків ТЕС

Потуж-ність блоку, МВт	Вид палива	Потужність ТСН, МВА		Кількість механізмів власних потреб і потужність електродвигунів, кВт							
		Робочого	Резервного	Вуглерозмольні млини(М)і дробарки (Д)	Тягодутьові механізми			Насоси			
					Димососи	Дутьові вентилятори	Димососи рециркуляції газу	Живильний		Конденсатні	Циркуляційні
								Робочі	Резервні		
200	Вугілля	32	63	Кульові М 6х2000	2х(1500/850)	2х(1100/625)	2х250	ПЕН 2х5000	Немає або ПЕН	3х250	2х1700
200	Газ	32	63	Немає	2х(1500/850)	2х(1100/300)	2х250	3х4000	1х4000	3х250	2х1700
300	Вугілля	32	63	М-Вентилятори 8х630, Д 4х800	2х3200	2х(1250/725)	2х500	ПТН1	ПЕН 1х8000	3х320	2х(4000/2500)
300	Газ	32	63	Немає	2х(1400/600)	2х(800/400)	2х320	ПТН1	ПЕН 1х8000	3х500	2х1000/500
500	Вугілля	40	63	М-Вентилятори 6х1250	2х3200	2х5000	2х320	ПТН2	ПТН1	3х1250	2х1600
800	Вугілля	40	63	Середньоходні о М 7х2000	2х5000	2х5000++2х2500	2х1600	ПТН3	ПТН2	3х1000+3х400	2х4000+2500
800	Газ	40	63	Немає	2х3200	Немає	2х1250	ПНТ3	ПТН2	3х800++3х400	2х1600
1200	Газ	40	63	Немає	2х3150	Немає	2х1250++2х800	ПТН3	ПТН2	3х1250++3х400	2х4000/2500

Механізми в.п. ТЕС можна розділити на кілька основних груп за виконуваними функціями і відповідно до їхнього місця в технологічній схемі.

У паливному господарстві ТЕС, що працюють на твердому паливі основними механізмами є млини, дробарки, стрічкові конвеєри, компресори й вентилятори для пневмотранспорту пилу, пульпонасоси при гідротранспорті вугілля. У мазутному господарстві переважають нафтоперегінні насоси. Основу тягодутьової установки будь-якої ТЕС становлять димососи й дутьові вентилятори, а пароводяного тракту — насоси різного призначення й потужності. Велика кількість насосів використовується в системах водопостачання, гідрозоловидалення й у різних ділянках технологічного забезпечення основного устаткування й допоміжних установок (системі змащення турбіни й генератора, маслосистемі ущільнень вала турбогенераторів, системі подачі дистиляту в обмотки генераторів з водяним охолодженням і т.д.). З інших характерних механізмів слід відзначити приводні пристрої засувок, підйомно-транспортну техніку, повітряно-компресорне господарство ін.

Механізми, що входять в одну групу (наприклад, насоси), відрізняються за потужністю, частотою обертання, розташуванню вала (горизонтальне, вертикальне), умовам навколишнього середовища, технологічним параметрам, режиму роботи й ступені відповідальності в технологічному процесі. Ступінь відповідальності визначається наслідками, які можуть виникнути при зупинці агрегату. При цьому враховуються наявність проміжних ємностей, припустимий діапазон зміни параметрів і інші фактори.

До відповідальних механізмів відносяться ті, зупинка яких може привести до ушкодження котла, турбіни, генератора або до порушення технологічного режиму, що вимагає зупинки або зниження навантаження котлів. У першу чергу до цієї групи відносяться живильні й бустерні насоси,

тягодутьові механізми. Припинення подачі води в котел вимагає прийняття практично негайних заходів до зниження його навантаження, а надалі - до зупинки. В «Інструкції про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в об'єднаній енергетичній системі України» живильні насоси блоків потужністю 500 МВт і більше віднесені до найбільш відповідальної групи устаткування наряду з основним устаткуванням ТЕС.

До відповідального устаткування, що безпосередньо впливає на роботу блоків, відносяться конденсатні, циркуляційні й мережні насоси, живильники пилу, (молоткові) млини й млини-вентилятори (які працюють без проміжних бункерів за схемою прямого вдмухування палива), мазутні насоси, насоси змащення, насоси й вентилятори систем охолодження генераторів і трансформаторів, електроприводи засувок. До так званих "невідповідальних" механізмів відносяться такі, припинення роботи яких не приводить до зміни навантаження основного устаткування (наприклад, кульові млини, перекачуючі насоси, багерні і шламові насоси гідрозоловидалень, механізми паливоподачі). В основному це механізми періодичної дії. Як для відповідальних, так і для невідповідальних механізмів ТЕС передбачене резервування.

1.4 Аналіз існуючої системи електропостачання власних потреб станції

Електроприймачі власних потреб електростанції в переважній більшості являють собою електропривод робочих машин і механізмів (насоси, вентилятори і так далі), який споживає до 90 % усієї потужності власних потреб. Інші види електроприймачів представлені електросвітильниками, обігрівальними приладами, перетворювальними установками й зварювальними трансформаторами.

Витрата електроенергії на власні потреби ТЕС з комбінованим виробітком залежно від початкового тиску пари й виду палива при номінальному навантаженні турбогенераторів наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Витрата електроенергії на власні потреби ТЕС

Величина	Початковий тиск пари, МПа			
	3,5-9		13-24	
	Газ	Вугілля	Газ	Вугілля
Витрата на в.п.%	6-8	7-8,5	8,5-10,5	9-11

Витрата електроенергії на в.п. залежить також від умов водопостачання, режиму роботи станції, віддаленості зовнішніх споживачів теплоти і т.д. Найбільші витрати (до 12%) мають ТЕС високого тиску, що працюють на кам'яному вугіллі з високим вмістом золи й вологи.

При зменшенні електричного навантаження ТЕС частка витрати електроенергії на в.п. збільшується.

При навантаженні 50 % збільшення досягає півторакратного, а при 30 % - двократного.

Розглянемо коротко складові загальної витрати електроенергії на різні групи механізмів в.п..

Витрата на тягодутьові механізми прийнято відносити на 1 т. виробленої пари.

Залежно від виду палива, опору газоповітряного тракту, ККД механізмів він становить 2-8 кВт год/т.

Нижче наведений перелік електроприводів в.п. на 6кВ одного з блоків.

Електроприводи в.п. 6кВ енергоблоку №1 наступні:

1. КНБ – А, Б, В, Г – конденсатні насоси бойлерів (ПСГ) призначені для подачі конденсату гріючого пару ПСГ у лінії основного конденсату й забезпечують підтримку рівня в ПСГ.

2. КН – А, Б, В - конденсатні насоси, призначені для подачі конденсату відпрацьованої пари через систему регенерації низького тиску в деаератор 7 АТА.

3. НГЕ А, Б – насоси охолодження газоохлолоджувачів ежекторів, призначені для подачі циркуляційної води на водяні ежектори з метою створення розрядження й забезпечують охолодження водню в корпусі генератора.

4. МН-І-3 – мережні насоси, призначені для циркуляції мережної води з міської тепломагістралі до підігрівачів ПСГ-1 і ПСГ-2 турбіни.

5. ЦН-2-5 – циркуляційні насоси, призначені для забезпечення витрати охолоджуючої води на конденсатор турбіни з метою забезпечення вакууму в конденсаторі.

6. ПМН – пусковий маслонасос, призначений для взводу стопорних клапанів ЦВД, ЦСД турбіни й роботи системи автоматичного регулювання в режимах пуску.

7. ПЕН А, Б – живильні насоси, призначені для подачі живильної води з деаератора 7 АТА в барабан котла.

8. МЗН-1-3 – мазутний насос забезпечує подачу мазуту з об'єднаного мазутного господарства на водогрійні котли 1, 2, 3 і енергоблоки 1, 2, 3 головного корпуса при роботі котлоагрегатів на резервному паливі - мазуті.

9. ДРГ А, Б – вентилятори рециркуляції димових газів, призначені для рециркуляції димових газів топки котла (для пригнічення окислів азоту й регулювання температури перегрітого пару).

10. ДВ А, Б – дутьові вентилятори, призначені для примусової подачі повітря в пальниковий пристрій котлоагрегату.

11.ДС А, Б – димососи, призначені для видалення димових газів з топки котлоагрегату при роботі на врівноваженій тязі.

Питома витрата електроенергії на 1 $м^3$ живильної води становить 22 кВт год/$м^3$. На привод живильних насосів витрачається від 1,5 до 5 % усієї

потужності виробляємої блоком. У таблиці 1.3 наведені дані по загальній витраті електроенергії на власні потреби.

Таблиця 1.3 – Розподіл витрати електроенергії на в.п. ТЕС

Група споживачів	Частка загальної витрати електроенергії на в.п. %	
	Блоки на газу	Блоки на вугіллі
Тяга й дуття	48,5	37,4
Живильні насоси	18,5	16,4
Циркуляційні насоси	13,6	7,7
Теплофікаційні насоси	13,3	22,2
Пилоприготування	-	8,6
Гідрозоловидалення	-	1,8
Інші	6,1	5,9

Власні потреби парогенераторного цеху.

Власні потреби парогенераторного цеху визначаються трьома основними складовими: тяга й дуття, живильні насоси, паливоподача й топливоприготування із золо й шлаковидаленням.

Витрата електроенергії на тягодутьові механізми залежить в основному від опору газового й повітряного тракту, ККД. механізмів і виду палива.

Звичайно відносять витрати електроенергії на власні потреби на тягу й дуття до 1 т виробленого пару. Ця витрата для різних умов роботи становить від 7,2 до 28,8 МДж/т (8 кВт год/т).

Витрата електроенергії на транспорт, дроблення, пилоприготування, а також на золо- і шлаковидалення й очищення газів, що відходять, відноситься до витрати на власні потреби парогенераторного цеху. Найбільші витрати на ці види споживачів власних потреб виходять при спалюванні твердого палива з великою зольністю, але й у цьому найбільш несприятливому випадку витрата енергії на власні потреби перерахованих категорій споживачів становить 15-25 % загальної витрати на власні потреби

станції. У порівнянні з витратою електроенергії на живильні насоси ці споживачі витрачають енергії в 2-3,5 рази менше.

Питома витрата електроенергії на розвантаження, складування й доставку твердого палива бункера парогенераторного цеху із дробленням його на тракті паливоподачі становить 2,8—9,0 МДж на 1 т палива (0,8—2,5 кВт·год/т) залежно від сорту палива.

Питома витрата електроенергії на пилоприготування залежно від сорту твердого палива й виду млинних систем коливається в межах від 21,8 до 114 МДж на 1 т сирого вугілля (6-40 кВт·год/т). Більш питома витрата відноситься до розмелу антрациту в барабанно-кульових млинах, а менша — до розмелу бурих вугіль у шахтних млинах. Питома витрата електроенергії на золовидалення відноситься до 1 т пару, отриманого в парогенераторі, і змінюється від 1,0 до 4,3 МДж/т (0,3 до 1,2 кВт год/т) залежно від виду палива, системи золовидалення й місцевих умов (відстань і рельєф місцевості). До парогенераторного цеху відносять і витрати електроенергії на насоси хімводоочистки, компресори, що подають стиснене повітря на обдування парогенератора й електрофільтрів, на електрофільтри й освітлення. Частка цих витрат становить 2-3 % від загальної витрати власних потреб.

Основною статтею витрат електроенергії на власні потреби машинного залу є привод циркуляційних насосів, що подають охолоджуючу воду до конденсаторів парових турбін. Ця витрата на станціях низького тиску з конденсаційними агрегатами становить до 35 % загальної витрати на власні потреби станції. Звичайні межі зміни витрати електроенергії на циркуляційні насоси від 10 до 35% загальної витрати на власні потреби станції.

На виробіток електроенергії у машинному залу відносять також витрати електроенергії на привод конденсатних насосів турбіни, регенеративних підігрівачів, дренажних насосів, насосів хімводоподачі й ін.

Витрата електроенергії на привод цих насосів звичайно невелика і становить 8-12 % загальної витрати на власні потреби станції. До машинного залу відносять витрати електроенергії електричного цеху станції на мотор-генератор акумуляторних батарей для аварійного освітлення, втрати електроенергії в знижувальних трансформаторах власних потреб, на освітлення приміщень станції та інші витрати електроцеху. Звичайно ці витрати електроцеху становлять 5-7 % загальної витрати електроенергії на власні потреби.

Власні потреби теплофікаційної установки. Питома витрата електроенергії на власні потреби на 1 ГДж/год теплоти коливається в широких межах — від 1,2 до 7 кВт год. Ця питома витрата залежить від виду теплоносія (пару або води), від радіуса дії мереж, що досягає в цей час для водяних теплових мереж 25—30 км, від температурного графіка теплової мережі, від витрати на підживлення теплових мереж; від виду мереж (відкриті або закриті), від рельєфу місцевості, від способу регулювання й режиму роботи теплових мереж і від інших факторів. Основними споживачами електроенергії на власні потреби є мережні насоси, що забезпечують транспорт теплоносія по трасі теплової мережі й розвиваючі напір від 0,5 до 3,0 МПа при подачі від 500 до 3000 $м^3$/год.

До інших споживачів власних потреб теплофікаційної установки відносяться конденсатні насоси мережних підігрівачів, підживлювальні насоси теплової мережі, бустерні мережні насоси, що створюють необхідний напір на усмоктувальній стороні основних мережних насосів, конденсатні насоси для перекачування конденсату, що вертається від промислових споживачів, і інші види насосів, пов'язані з відпуском теплоти зовнішнім тепловим споживачам. На конденсатні й бустерні насоси теплофікаційної установки витрачається звичайно 7-12 % електроенергії загальної витрати на власні потреби на відпуск теплоти.

Найбільше повно режим споживання електроенергії визначається графіком навантаження.

Графіки навантаження виражають зміни в часі активної, реактивної, повної потужності або струму.

Аналіз зміни витрати електроенергії на власні потреби ми зробимо за добовими відомостями - добовим графікам електричних навантажень станції. Розрізняють наступні графіки активних і реактивних навантажень: добові й річні за тривалістю.

Щоб охарактеризувати роботу станції протягом року необхідно мати основні добові графіки року – зимовий і літній. Найбільше навантаження за графіком називають максимальним добовим навантаженням.

Максимальним $P_{макс}$ і мінімальним $P_{мін}$ річними навантаженнями вважаються відповідно навантаження зимового й літнього графіків, які враховують при аналізі споживання електроенергії.

Площа добового графіка являє собою кількість електроенергії (кВт·год) виробленої або спожитої станцією за добу.

Середню добову потужність навантаження $P_{ср}$ (кВт) визначимо, знаючи кількість електроенергії W (кВт·год), виробленої або спожитої за добу:

$$P_{ср.доб} = W / t = W / 24 \qquad (1.1)$$

Річний графік за тривалістю показує тривалість роботи електроустановки протягом року з різними навантаженнями.

На цьому графіку по осі абсцис відкладають тривалість навантаження протягом року (від 0 до 8760 год), а по осі ординат – відповідні навантаження (%).

Площа річного графіка за тривалістю являє собою кількість електроенергії W (кВт·год), виробленої або спожитої електричною установкою протягом року (8760 год).

Середня річна потужність навантаження (кВт):

$$P_{ср.рік} = W / T = W / 8760.$$

Систематичне спостереження за графіками навантаження й правильна їхня побудова забезпечують підвищення енергетичних показників при експлуатації енергетичного господарства підприємства.

Систематичне спостереження за показниками виробляємої енергії й споживання електроенергії на власні потреби на станції здійснює виробничо-технічний відділ (ВТВ).

Дані ВТВ, що показують залежність витрати на власні потреби від сумарного виробітку електроенергії станцією наведені по блоках за кожний місяць 2021 року. Результати за рік у цілому зведено в таблицю 1.4, і по ній побудований графік залежності витрати електроенергії на власні потреби від виробітку станцією електроенергії (рисунок 1.6).

Таблиця 1.4 - Витрати на власні потреби від сумарного виробітку електроенергії станцією за 2021 р.

Дата	Виробіток генератором, МВт·год				Сумарний виробіток	Витрата на в.п.	Витрата на в.П.	Відпуск елек-ії
	№1	№2	№3	№4	МВт·год	МВт·год	%	МВт·год
1	113308	103119	0	32965	249392	26890	10,782	222502
2	0	98401	0	103807	202208	23004	11,376	179204
3	0	107781	57147	47132	206060	23900	11,599	182160
4	0	56021	72514	0	128535	15874	12,350	112661
5	0	63347	72314	0	135661	11466	8,452	124195
6	665	0	70084	2517	73266	7665	10,462	65601
7	0	0	55635	32947	88582	7882	8,898	80700
8	0	0	5409	65359	70768	6933	9,797	63835
9	0	0	76860	2357	79217	7920	9,998	71297

10	24813	0	0	91039	115852	13780	11,894	102072
11	80154	3653	0	83757	167564	21757	12,984	145807
12	0	92634	0	115542	208176	23418	11,249	184758

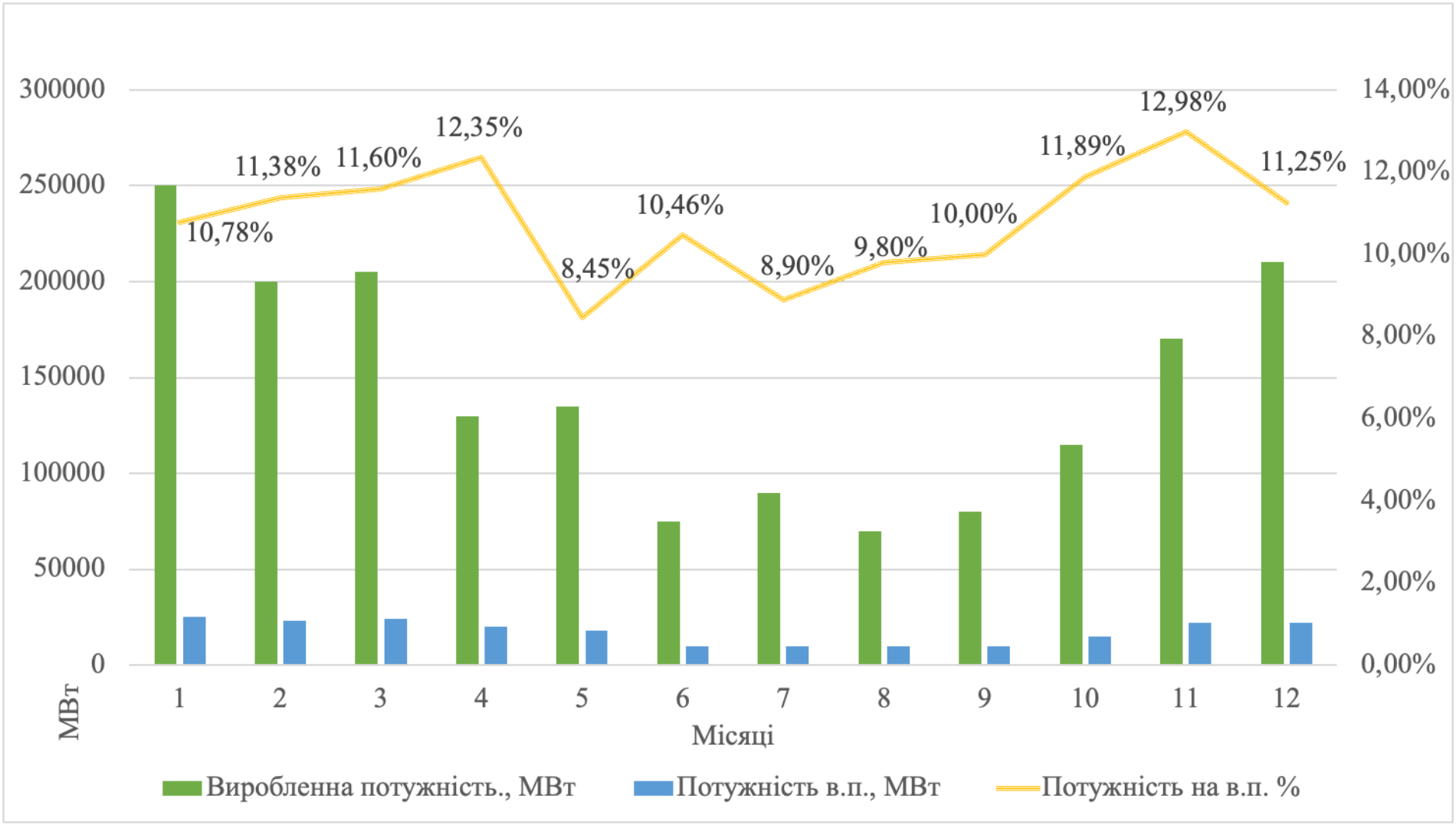


Рисунок 1.6 - Витрати на власні потреби в залежності від виробітку електроенергії

За наведеною таблицею і графіком можна проаналізувати залежності витрати електроенергії на власні потреби від виробітку електроенергії станцією.

Аналіз для кожного місяця показує, що витрата електроенергії на власні потреби значно змінюється протягом року, як за величиною (МВт) так і у %. Таким чином, витрата на власні потреби змінюється протягом року: максимально на 25,94%, а середньорічне значення витрати на власні потреби залежно від виробітку електроенергії станцією становить – 11,041%.

При зменшенні електричного навантаження ТЕС частка витрати електроенергії на власні потреби збільшується. При навантаженні 50 % збільшення досягає півторакратного, а при 30 % - дворазового.

Найбільше споживання електроенергії системою, а відповідно й виробіток її станцією припадає на зимові місяці року й листопад з березнем – тобто на опалювальний період (рисунок 1.6). Наприклад, у січні місяці виробіток склав 249392 МВт·год, що по відношенню до червня (виробіток 73266 МВт·год) складає в 3,4 раза більше. Витрата на власні потреби для цих же періодів змінюєтьсяся незначно (в %) – 0,32%. Для зимового періоду характерна работа різних установок підігріву повітря, теплотехнічних установок и опалення будівель станції. Однак, в данному режимі коефіцієнт корисної дії станції близький до максимального. Наприклад, сумарний виробіток електроенергії в січні був найбільший за рік, а витрата в % на власні потреби близька до середньорічної, хоч в січні навантаження електричне і теплове найбільше. В листопаді вже помітне зниження електричного навантаження по відношенню до січня, а теплове залишилось значним, в результаті – найбільша витрата електроенергії на власні потреби у %.

Літній період характеризується зниженням електричних навантажень – відповідно й сумарна виробляєма потужність станцією зменшується. Характерним для цього періоду року є вивід основного устаткування в

ремонт – і тому влітку найчастіше в експлуатації перебувають 1 або 2 блоки. Помітно для літнього періоду зниження витрати на власні потреби, але це не є ознакою більш економічної роботи, тому що в конденсаційному циклі коефіцієнт корисної дії станції знижується. Також у цей період не працюють більше одиниць теплофікаційних агрегатів: підігріву повітря, вентиляції і т.д. Відключені також мережні насоси першого й другого підйомів. Частина устаткування працює при неповному завантаженні, і відповідно при низькому ККД. Таким чином, велике значення для величини навантаження власних потреб має час року.

Наведений вище аналіз, виявив необхідність роботи енергоблоків при неповних навантаженнях. Маневрені режими блоків, пов'язані з необхідністю регулювати продуктивність допоміжних механізмів. Це здійснюється декількома способами: регулювання шляхом дроселювання, зміною числа працюючих машин, застосування двошвидкісних двигунів і застосування регульованого електропривода.

У даному розділі кваліфікаційної роботи ми привели зібрані дані по динаміці зміни витрат електроенергії на власні потреби. На підставі цих даних для наочного представлення побудували графіки залежностей витрат електроенергії на власні потреби від загального виробітку електроенергії станцією. У результаті аналізу можна зробити висновок про значні коливання значення витрат на власні потреби, залежно від величини вироблюваної станцією електроенергії протягом року. Ці коливання носять як сезонний, так і добовий характер. На підставі цього ми запропонували шляхи скорочення витрати електроенергії на власні потреби: оптимізацію роботи основних агрегатів – насосного устаткування.

2. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Технологічна схема, режими роботи устаткування

У системі регенеративного підігріву конденсату енергоблоку №2 застосована схема відводу конденсату, гріючого пару з конденсатним насосом у кожного підігрівача. Насоси подають конденсат у лінію основного конденсату ТГ №2.

Мережна вода від насосів І-го підйому через засувку по трубопроводу надходить у підігрівач мережної води 2ПСГ-1, де підігрівається парою з 7-го відбору, потім у підігрівач мережної води 2ПСГ-2, де підігрівається парою з 6-го відбору й, далі, на всос мережних насосів ІІ-го підйому.

Конденсат гріючої пари з 2ПСГ-1 подається насосами 2 КНБ-А й 2 КНБ-Б по трубопроводу в тракт основного конденсату за підігрівачем 2ПН-100 і, далі, у 2Д-7.

Необхідна продуктивність конденсатних насосів ПСГ-1 ТГ №2 залежить від параметрів мережної води (витрата, температура) і змінюється регулювальним клапаном Т КП-73Р/727, що працюють в автоматичному режимі за сигналом рівня конденсату в 2ПСГ-1.

При установці регульованого електропривода (РЕП) регулювальний клапан Т КП-73Р/727 відкривається на 100 %, а рівень конденсату в 2ПСГ-1 підтримується частотою обертання насоса за сигналом від датчика рівня.

Режими роботи насосів 1 КНБ-А (-Б) - ЗКНБ-А (-Б) (дані ВТВ Запорізької ТЕС за 2010 рік) наведено в таблиці 2.1.

Виходячи з рівноймовірної роботи ТГ №№1-4 і вищенаведених даних, приймемо середні значення з таблиці 2.1 для 2 КНБ-Б і зведемо в таблицю 2.2. Визначимо далі доцільність установки РЕП на конденсатному насосі ПСГ-1 ТГ№2 2 КНБ-Б.

Таблиця 2.1- Режим роботи насосів КНБ за 2021 рік

Місяць		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Необхідний тиск на напорі насосу, кгс/см²		9,5	9,5	9,5	9,0	9,0	9,0	9,0	Не має інформації	9,0	9,5	9,5	9,5
ТГ №1	Виробіток насосу, м³/год	169	197	143	111	109	88	86		112	167	132	155
	Споживана потужність у нерегульованому режимі, кВт	162	168	157	151	150	148	147		151	161	154	158
	Час роботи, год	480	672	72	432	696	720	744		576	744	672	744
ТГ № 2	Виробіток насосу, м³/год	200	187	177	143			-	Не має інформації	71	134	261	153
	Споживана потужність у нерегульованому режимі, кВт	168	165	162	157	-	-	-		147	155	181	157
	Час роботи, год	552	336	744	624	-	-	-		672	432	720	600
ТГ №3	Виробіток насосу, м³/год	198	188	177	-	-	-	-	Не має інформації	-	-	173	149
	Споживана потужність у нерегульованому режимі, кВт	163	166	162	-	-	-	-		-	-	161	159
	Час роботи, год	576	552	696	-	-	-	-		-	-	384	720
ТГ № 4	Виробіток насосу, м³/год	202	185	177	143			-	Не має інформації	72	144	231	143
	Споживана потужність у нерегульованому режимі, кВт	163	145	165	147	-	-	-		157	155	191	147
	Час роботи, год	532	346	748	634	-	-	-		662	442	722	602

Таблиця 2.2- Параметри роботи насосу при двох методах регулювання витрати

Робоча точка на графіку	Час роботи, год	Витрата, м³/год	Дроселювання								Зміна частоти обертання							
			$H_{об}$, м	$H_{ст}$, м	$H_д$, м	$\eta_н$	$\eta_д$	P_1, кВт	$P_{уд1}$, кВт/м³	W_1, кВт·год	$H_{об}$, м	$H_{ст}$, м	$H_д$, м	$\eta_н$	$\eta_д$	P_2, кВт	$P_{уд2}$, кВт/м³	W_2, кВт·год
1	536	189	121	20	101	0,68	0,9	101,8	0,539	54564,8	51	20	31	0,68	0,945	45,39	0,24	24329,04
2	520	190	121	20	101	0,68	0,9	102,3	0,538	53196	51	20	31	0,68	0,945	45,63	0,24	23727,6
3	504	166	123	20	103	0,62	0,9	99,6	0,6	50198,4	45	20	25	0,62	0,945	38,58	0,232	19444,32
4	528	127	122	20	102	0,51	0,9	91,9	0,72	48523,2	38	20	18	0,51	0,945	30,3	0,239	15998,4
5	696	109	121	20	101	0,48	0,9	83,1	0,76	57867,6	36	20	16	0,48	0,945	26,18	0,24	18219,19
6	720	88	120	20	100	0,41	0,9	77,9	0,89	56088	32	20	12	0,41	0,945	21,99	0,25	15832,8
7	744	86	120	20	100	0,41	0,9	76,2	0,89	56692,8	32	20	12	0,41	0,945	21,49	0,25	15988,56
8	684	89	120	20	100	0,41	0,9	78,8	0,89	53899,2	32	20	12	0,41	0,945	22,24	0,25	15212,16
9	624	92	120	20	100	0,41	0,9	81,5	0,89	50856	32	20	12	0,41	0,945	22,99	0,25	14345,76
10	588	151	123	20	103	0,6	0,9	93,7	0,62	55095,6	42	20	22	0,6	0,945	33,85	0,224	19903,8
11	592	189	121	20	101	0,68	0,9	101,8	0,539	60265,6	51	20	31	0,68	0,945	45,39	0,24	26870,88
12	688	152	123	20	103	0,6	0,9	94,3	0,62	64878,4	42	20	22	0,6	0,945	34,07	0,224	23440,16
Разом за рік										662125,6								233312,7

Установка РЕП дозволить:

– знизити витрати електроенергії (е/е) на власні потреби;

– знизити навантаження на запірну арматуру, зменшити її зношування;

– забезпечити нормальну роботу насоса при малих витратах води;

– забезпечити плавний пуск електродвигуна насоса з пусковим струмом, що не перевищує номінальний;

– збільшити термін служби насоса, знизити експлуатаційні витрати.

Розрахунок економії електроенергії при установці регульованого електропривода.

На більшості існуючих насосних агрегатах потужність насосів перевищує реальну потребу. Так, заміна насоса ЦВК 4/112 із двигуном 22 кВт на аналогічний по параметрах насос виробництва Німеччини, дозволило встановити електродвигун привода потужністю 11 кВт [13]. Цього вдалося досягти застосуванням багатоступінчастого відцентрового насоса, проточна частина якого й робочі колеса виконані з нержавіючих сталей, а також поліпшених гідравлічних характеристик насоса. Усе це різко підвищило ККД насоса й знизило споживаєму потужність. У насоса, що працює в мережі зі статичною складовою напору, витрата зі зниженням швидкості падає не пропорційно, а більш інтенсивно. ККД у цьому випадку не залишається постійним, а трохи знижується в міру зменшення швидкості обертання.

Причому величина ККД може змінюватися від номіналу до нуля, тому що тиск, створюваний насосом на зниженій швидкості, може виявитися нижче статичної складової напору в системі.

ККД насоса в загальному випадку залежить від швидкості обертання текучої робочої точки насоса й параметрів системи.

Для будь-якого насоса, що працює в заданих умовах, існує досить тверда область оптимальних ККД. При зниженні швидкості обертання нижче певного значення ККД насоса різко погіршується.

На рисунку 2.1 показаний ряд кривих, що відображають залежність питомих витрат електроенергії *Д** на перекачування одиниці об'єму води від відносної швидкості обертання ($n^*=n_{текуча}/n_{ном}$) насоса при різних значеннях статичної складової напору в мережі.

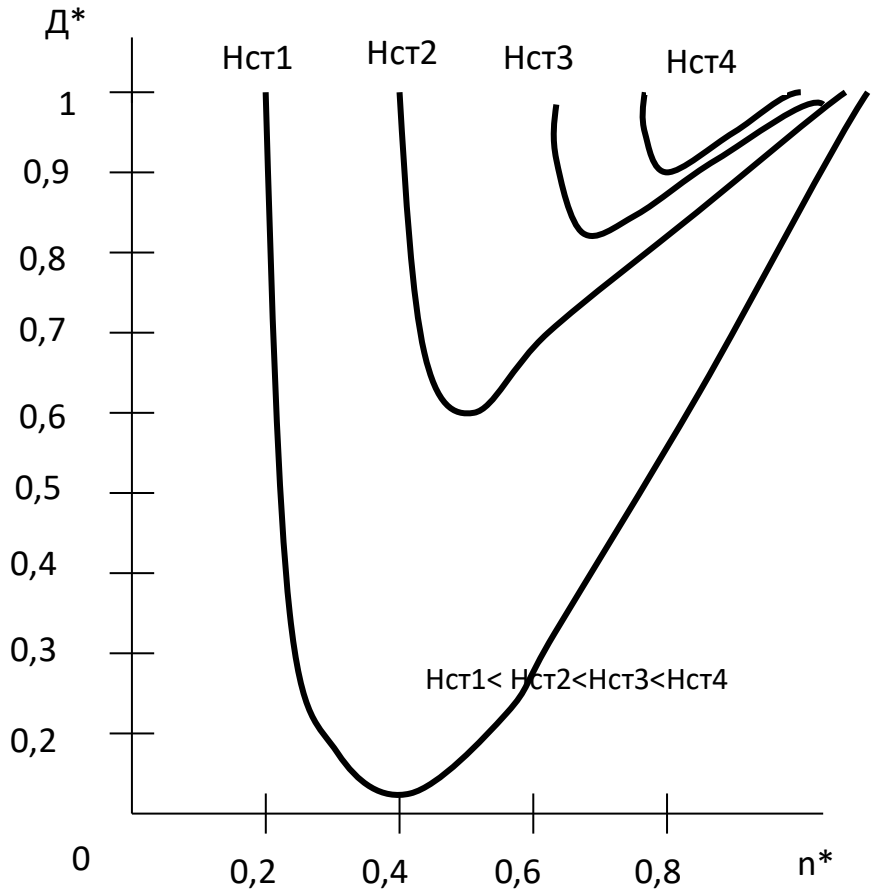


Рисунок 2.1 Залежність питомих витрат електроенергії Д* від відносної швидкості обертання n* насоса

Як видно із графіка, залежності мають яскраво виражені точки перегину, положення яких визначається величиною протитиску.

Регулювання відповідно до правої від екстремума частини кривої дає значний економічний ефект.

Однак подальше зниження швидкості обертання приводить до того, що вся зекономлена від зниження напору енергія компенсується зниженням ККД насоса. У результаті економічний ефект дорівнює нулю.

При цьому час роботи насоса в зоні низького ККД може досягати 10 - 15 % від загального часу роботи. Щоб уникнути входження регульованого насоса в цю зону необхідно створення системи автоматичного керування, що втримує насос у зоні оптимального ККД включенням/відключенням нерегульованих електродвигунів. В окремих режимах роботи тепломережі виникає необхідність (особливо в літній період при знижених теплових навантаженнях, крім того, витрата води може значно змінюватися протягом доби) регулювання тиску для підтримки оптимального тиску. Експлуатаційні дослідження показують, що у відцентрових насосів з коефіцієнтом швидкохідності $n_s < 100$, найбільший напір досягається при напірній проміжній подачі й потім починає падати. Такі насоси забезпечують стійку роботу системи за умови $H_{ст} < H_o$ ($H_{ст}$ – геометрична висота підйому води; Ho - напір насоса при Q=0).

Аналітичний розрахунок режимної точки роботи насоса – досить трудомісткий процес, тому що доводиться оперувати чотирма змінними величинами, які перебувають між собою у функціональній залежності.

Тому рекомендується в процесі експлуатації насосних агрегатів забезпечувати режими їх роботи з максимально можливою величиною ККД. Для забезпечення цього необхідно забезпечувати регулювання режимів їх роботи залежно від змінюваного протягом доби водоспоживання.

Поєднання продуктивності, напору й числа обертів, відповідне мінімуму гідравлічних втрат у насосі, тобто найбільшому його ККД, відповідає його оптимальному (розрахунковому) режиму.

При експлуатації в більшості випадків робочі режими роботи насоса змінюються й відмінні від номінального. Для практичного аналізу режимів роботи насосного агрегату необхідно зняття його фактичних характеристик у

різних умовах експлуатації. Досить широке поширення для аналізу економічності експлуатації насосних агрегатів одержали універсальні характеристики. Побудова універсальної характеристики з урахуванням зняття фактичних характеристик на різних режимах роботи насоса, для експлуатаційного персоналу досить важка. Тому можна рекомендувати за паспортною або знятою фактичною характеристикою на одному режимі, здійснювати перерахування для інших значень частоти обертання робочого колеса, тому що в цьому випадку дотримується подібність й такий розрахунок є правомірним.

Для того самого насоса при різних числах обертів гідравлічний, об'ємний і внутрішній ККД у широких межах залишається незмінним, і тому рівняння подоби приймають вид [16]:

$$P_1 = P_o \cdot (n_1 / n_o)^3 \quad (2.1)$$

$$Q1 = Qo \cdot (n1 / no) \quad (2.2)$$

$$H1 = Ho \cdot (n1 / no)^2 \quad (2.3)$$

Користуючись цими рівняннями можна підрахувати продуктивність Q_1, напір H_1 і потужність P_1 у режимі із числом обертів n_1, за даними значенням Q_o, H_o й P_o при n_o. Користуючись цими рівняннями, можна з достатньою точністю побудувати Q-H і Q-P для числа обертів n за даними характеристик для числа обертів n_o.

2.2 Методи оптимізації режимів роботи систем водопостачання й водовідведення

Розглядаючи проблему оптимізації режимів роботи систем водопостачання й водовідведення з урахуванням скорочення експлуатаційних витрат, можна відзначити два основні напрямки:

- зміна характеристики мережі;

- зміна характеристики насоса.

Регулювання може бути здійснене такими способами: переривчасте регулювання (пуск-зупинка) – найчастіше неприпустимо за технологічними причинами; дроселювання заслінками; регулювання швидкості обертання електродвигуна.

При наявності на насосній станції насосних агрегатів з різною подачею, залежно від зміни водоспоживання включаються в тій або іншій послідовності різні насоси. На практиці при установці на насосних станціях однакових за продуктивністю насосів таке східчасте регулювання не завжди економічне.

У цьому зв'язку потрібне зменшення подачі одного з насосів, що в більшості випадків досягається шляхом дроселювання (прикриття засувки на напірній магістралі), але метод дроселювання заслінками має наступні недоліки: труднощі самого процесу регулювання (доводиться підбирати положення заслінок при кожній зміні витрати); коливання тиску в системі; втрати енергії на подолання гідравлічного опору заслінки, що пов'язане з безповоротною втратою потужності, зношуванням арматур і необхідністю виконання її відбудовного ремонту.

Розглянемо сутність і економічність цього способу регулювання за допомогою дроселювання заслінкою [16], користуючись графічними характеристиками насоса й трубопроводу (рисунок 2.2). При повністю відкритій засувці режимна точка 0 буде перебувати на перетинанні характеристики трубопроводу S і насоса Q-H, подача насоса при цьому визначається значенням Q_0, відрізок h_{m0}, відповідає втраті напору на тертя при подачі Q_0, напір, створюваний насосом буде мати величину H_o.

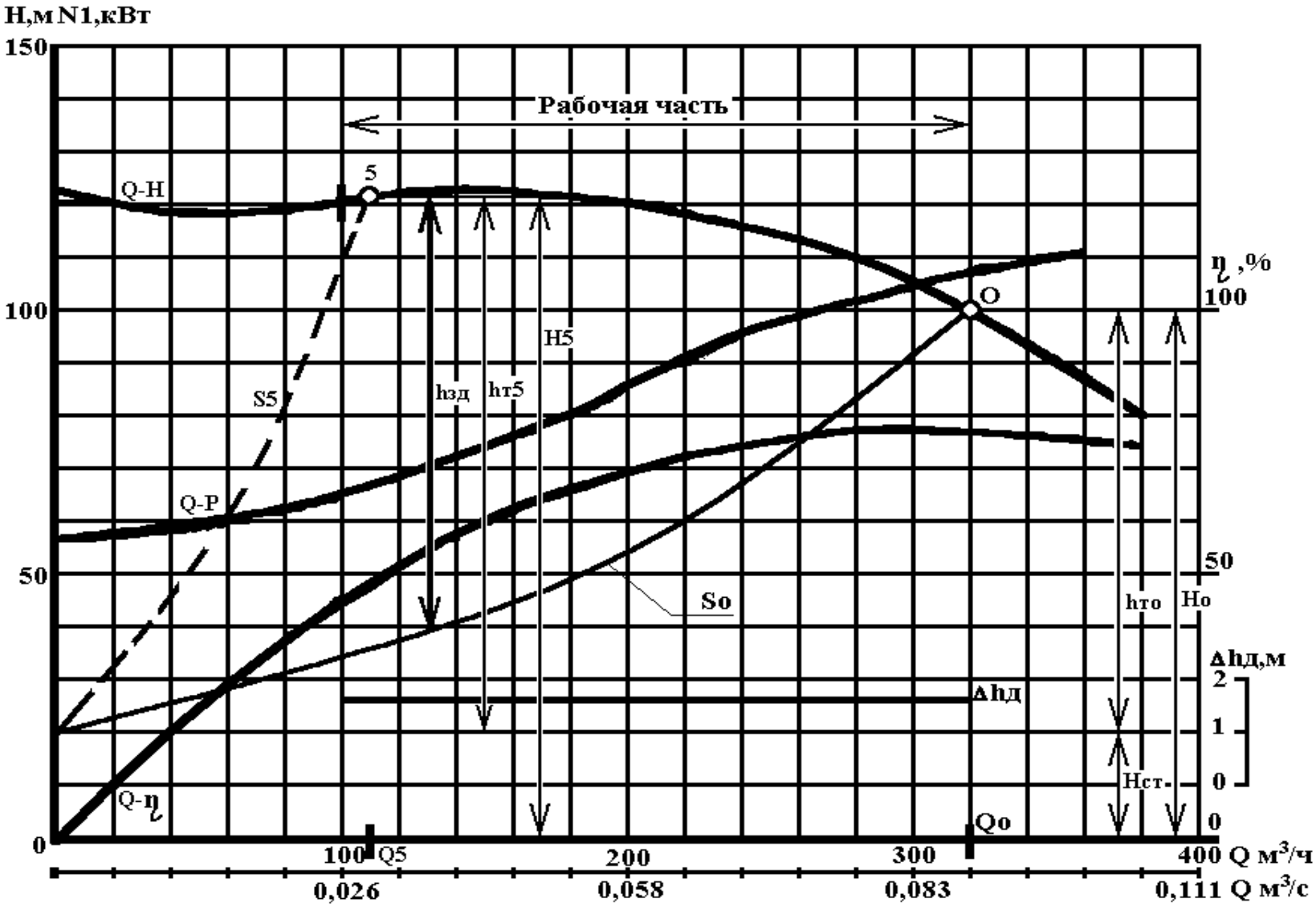


Рисунок 2.2 –Характеристика насоса і системи при дроселюванні

Щоб зменшити подачу, припустиму до значення Q_5, необхідно частково прикрити засувку. Так як, опір засувки входить у загальний опір трубопроводу, значення останнього з прикриттям засувки, зростає, і характеристика трубопроводу піде крутіше (S_5). Напірна характеристика насоса *Q-H* буде займати колишнє положення, тому що частота обертання колеса (n) залишається незмінною. Отже, при прикритті засувки режимна точка переміщається по характеристиці *Q-H*, подача води насосом зменшується й при Q_5 режимна точка займе положення 5. При подачі $Q_5 < Q_0$ швидкість потоку в трубопроводі уменшиться, і втрати напору на тертя будуть визначатися відрізком h_{m5}, насос же при подачі Q_5 створює напір H_5. Отже, відрізок $h_{зд}$ буде представляти втрати напору в засувці. Так, при прикритті засувки напір H_5, створюваний насосом, не повністю використовується в мережі, а частина його витрачається на подолання опору засувки, то ККД насосного агрегату зменшується. Потужність, що губиться при дроселюванні, визначається за вираженням [16]:

$$\Delta P = \frac{Q_5 \cdot h_{зд} \cdot \rho \cdot g}{1000 \cdot \eta_5} \qquad (2.4)$$

де Q_5 – подача насоса при прикритій засувці, м³/с;

$h_{зд}$ – втрати напору в засувці, м;

η_5 – ККД при подачі Q_5.

При дросельному регулюванні відцентрових насосів, що подають рідину, дросель розташовують на напірній трубі. Якщо розмістити його на усмоктувальній трубі, то при глибокому регулюванні можуть виникнути кавітаційні явища в потоці й порушення нормальної роботи насоса. Подача відцентрової машини при постійній частоті обертання може змінюватися не тільки внаслідок зміни відкриття дроселя, але й з причин, пов'язаних зі

зміною тиску в системі трубопроводів. При підвищенні тиску P_2 у напірному трубопроводі з якої-небудь причини, це відобразиться в зсуві характеристик трубопроводу (рисунок 2.2, *S*) нагору на однакові відрізки при всіх подачах; при цьому точка 0 перетинання характеристик буде пересуватися по характеристиці машини вліво й нагору; це означає, що подача машини зменшується. Зменшення тиску P_2, навпаки, викликає збільшення подачі машини. Аналогічно впливає на подачу машини зміна геометричної висоти. У деяких випадках режим роботи відцентрової машини може змінюватися мимовільно (без прямого втручання експлуатаційного персоналу). Так, наприклад, якщо в установці припиниться витрата рідини з напірного бака, а насос продовжує працювати, то статична висота подачі буде зростати через зміну P_2 і $H_г$; це спричинить зсув характеристики трубопроводу паралельно нагору. Точка 0 буде пересуватися по характеристиці машини вліво нагору, подача машини буде зменшуватися при одночасному зростанні напору й зниженні потужності. Такий процес може привести до зниження подачі машини до нуля; це відбудеться в той момент, коли статична висота подачі (сума геометричної висоти й висоти тиску) зрівняється з напором холостого ходу машини.

Метод регулювання подачі за допомогою засувки досить простий але неекономічний, особливо при великій питомій складовій динамічного напору ($H_д$) і загальній величині напору системи *H*. Тому рекомендується використовувати для регулювання режимів роботи насосних агрегатів більш економічні способи. Більш технічно вдосконаленим і економічним є регулювання продуктивності і розвиваємого напору насосом шляхом зміни числа обертів, що досягається за рахунок використання регульованого електроприводу, який залежно від необхідного тиску мережної води в напірному колекторі через перетворювач подає струм до електродвигуна відповідної частоти [16]. При цьому число обертів електродвигуна й насоса змінюється по залежності [17]:

$$n = (60 \cdot f)/ p \qquad (2.5)$$

де n - число обертів;

f - частота;

p - число пар полюсів обмотки.

2.3 Регулювання подачі насоса зміною частоти обертання робочого колеса насоса

На рисунку 2.3 показане положення напірних характеристик (Q-H) і (Q-H_5) відповідних до частот обертання робочого колеса $n_5 < n_0$, для них тиск запірних органів засувки залишається незмінним тому що опір трубопроводу й положення засувки, а відповідно й характеристик не міняється.

При зменшенні частоти обертання робочого колеса режимна точка буде переміщатися, подача й напір насоса також зменшуються. При частоті обертання робочого колеса n_5 режимна точка займе положення 5, подача й напір насоса відповідно будуть мати значення Q_5 і H_5.При зменшені подачі й напору швидкість руху води зменшиться й втрати напору в трубопроводі знизяться до значення h_{m5}. Напір, створюваний насосом при частоті обертання, повністю використовується в трубопроводі для підняття води на геометричну висоту H_{cm} і витрачається на втрати h_{m5} при подачі Q_5.

Порівнюючи розглянутий метод регулювання подачі насоса з методом дроселювання, можна зробити висновок, що регулювання зміною частоти обертання більш економно. При цьому відсутні додаткові втрати в трубопроводі й заощаджується електроенергія.

У цей час промисловістю освоєний випуск електроприводів з перетворювачами частоти потужністю до 250 кВт, напруги електроживлення 400 В.

Частотний перетворювач служить для плавного регулювання швидкості обертання асинхронного електродвигуна з короткозамкненим ротором.

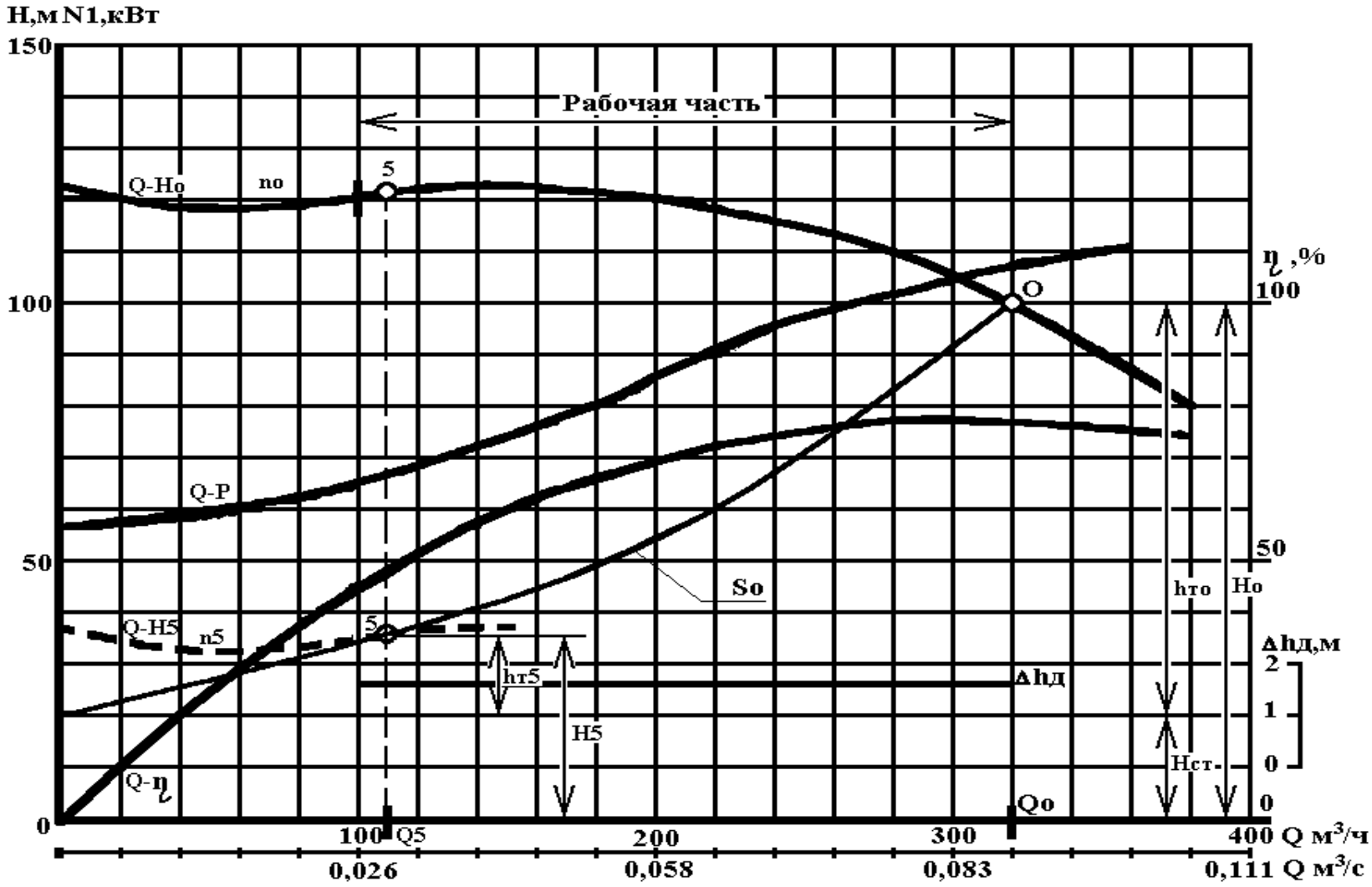


Рисунок 2.3 –Характеристика насоса і системи при змінічастоти обертання насоса

Підключається між мережею живлення й двигуном і генерує на виході напругу змінної частоти. Забезпечує плавний пуск двигуна без пускових струмів, можливість задавати час розгону (і гальмування), повний електронний захист двигуна й перетворювача. Це приводить до збільшення терміну служби двигуна й зменшенню експлуатаційних витрат.

Застосування частотних перетворювачів забезпечує істотну економію електроенергії, тому що при роботі заслінка повністю відкрита й немає втрат енергії. Крім цього підтримується рівномірний тиск у системі, зменшується зношування трубопроводів, запірної арматури і насосів. Перетворювач є чисто активним навантаженням мережі.

Областями застосування частотних перетворювачів на насосному устаткуванні є:

– допоміжне устаткування на теплових і електричних станціях, котелень, ЦТП;

– системи теплопостачання;

– системи водопостачання;

– насоси першого підйому, насоси другого підйому, заглибні насоси стічних колодязів, насоси очисних споруджень стічних вод, місцеві насоси, що підкачують.

У цей час на ринку України представлена значна кількість фірм, що випускають частотні приводи: Danfoss [18], Hitachi [19], Omron [14].

Технічні рішення за електричною схемою.

Так як використовується перетворювач частоти (ПЧ) на напругу 0,4 кВ, то проєктом передбачається установка погоджуючого трансформатора (6/0,4 кВ) і заміна існуючого високовольтного електродвигуна типу АВ 113-4М на низьковольтний типу АОДВ-355Х-038-4У2. При цьому обидва електродвигуна мають однакові габаритно-установчі розміри, що не вимагає виготовлення й установки перехідної плити.

Склад устаткування, технічні характеристики

Насос (рис.2.4):

Тип	КСв 320-160
Номінальна продуктивність, м³/год	320
Номінальний напір, м.в.ст.	160
Номінальний ККД	0,77
Номінальна частота обертання, об/хв	1480

Електродвигун

Тип	АОДВ-355Х-038-4У2
Номінальна потужність, кВт	250
Номінальна напруга, В	380
ККД	0,945
Номінальна частота обертання, об/хв	1500



Рисунок 2.4. Насос КСв 320-160

Погоджуючий трансформатор (рис.2.5)

Тип	ТСЗН-400
Номінальна потужність, кВа	400
Номінальна напруга первинної обмотки, В	6000
Номінальна напруга вторинної обмотки, В	400 +/-2х2,5%



Рисунок 2.5 Погоджуючий трансформатор ТСЗН-400

Подача (зняття) напруги на перетворювач частоти здійснюється через погоджуючий трансформатор, Т при включенні (відключенні) автоматичного вимикача Q1 (КРУ- 6 кВ, секція 6Р, шафа 49) перемикач SA1 (БЩУ-1 пульт 2 М- ЗА).

Для захисту трансформатора Т застосовуються наступні релейні захисти: струмове відсічення (реле КА1, КА2), максимальна струмова (реле КА3, КА4, КА5, КТ1), УРОВ (реле КА6, КА7, SA3).

Для запобігання відключеня перемикачем SA1 працюючого перетворювача частоти від мережі живленя, у ланцюг відключення автоматичного вимикача Q1 введене блокування.

Пуск (зупинка) електродвигуна здійснюється перемикачем SA2 (БЩУ-1, пульт 2 М- ЗА). Існуючі схема блокування й схема автоматики введені в ланцюзі включення (відключення) електродвигуна.

Замість контакту автоматичного вимикача Q1, у ланцюзі автоматики при зниженні рівня до 1 межі, введений контакт ПЧ.

У ланцюзі сигналізації аварійного відключення вимикача Q1, введений ланцюг аварійного відключення автоматичного вимикача QF.

Включений і відключений стан електродвигуна сигналізується, відповідно, лампами HLR2, і HLG2 (БЩУ-1, пульт 2 М- ЗА).

Аварійне відключення електродвигуна можливо кнопкою аварійного відключення , кнопкою «Аварійний стоп» (червона кнопка на лицьовій панелі шафи ПЧ) або релейними захистами.

При аварійному відключенні ПЧ по сигналу «Аварія» передбачений запуск схеми АВР і включення резервного насосу.

При короткочасному зникненні живлячої напруги передбачене автоматичне повторне включення ПЧ через 8 секунд.

Технічні рішення за схемою КІПіА.

Замість існуючого регулятора КІПіА (типу РП 4-В) на БЩУ-1, панель 2М-11 встановлюється технологічний регулятор ACL (мікропроцесорний

контролер «Реміконт» Р-130). Пропонована схема дозволяє реалізувати два режими автоматичного регулювання рівня конденсату, гріючої пари в ПСГ-1 ТГ №2,.

Перший режим: робота насоса 2 КНБ-Б з регульованим електроприводом. Сигнал завдання від задатчика рівня в ПСГ-1 ТГ №2 АСН (РЗД-22) і сигнал зворотного зв'язку від датчика рівня ПСГ-1 ТГ №2, BL («Сапфір-22М») обробляються регулятором ACL. Вихідний сигнал регулятора ACL впливає через ПЧ на зміну частоти обертання електродвигуна для підтримки необхідного рівня конденсату гріючої пари в ПСГ-1 ТГ №2. Вихідний аналоговий сигнал ACL - 0-5 мА.

Схема передбачає перевод регулювального клапана Т 2-КП-73Р-727 у ручний режим і автоматичне відкриття до 100 % при включенні електродвигуна 2 КНБ-Б.

При штатній зупинції електродвигуна 2 КНБ-Б, при аварії в ПЧ, при роботі схеми АВР схемою передбачений автоматичний перевод регулювального клапана Т КП-73Р-727 в автоматичний режим роботи.

Другий режим: робота насоса 2 КНБ-А (без РЕП) з регулювальним клапаном Т КП-73Р-727, що працюють в автоматичному режимі.

Сигнал завдання від задатчика рівня в ПСГ-1 ТГ №2 АСН і сигнал зворотного зв'язку від датчика рівня ПСГ-1 ТГ №2 BL обробляються регулятором ACL. Вихідний імпульсний сигнал регулятора ACL, впливаючи через пускач AMS на виконавчий механізм МАМ, підтримує необхідний рівень конденсату, гріючої пари в ПСГ-1 ТГ №2. Ступінь відкриття регулювального клапана контролюється за приладом в блоці SAC (БРУ-42).

Блоки живлення UG1, UG2 UG3 призначені для живлення, відповідно, BL, ACL, датчика положення регулювального клапана.

Вибір типу перетворювача частоти.

З аналізу технологічної схеми й відповідно до технічних рішень по електричній частині й КІПіА, встановлюваємий ПЧ повинен мати наступні характеристики:

– Номінальна вихідна потужність 250 кВт.
– Номінальна вихідна напруга 380 В.
– Діапазон зміни частоти обертання 50-100 %.
– Припустима відстань між ПЧ і електродвигуном до 100 м.
– Вхідний реактор.
– Автоматичне повторне включення.
– Конструктивне виконання: IP20.

Розглянемо кілька варіантів.

Danfoss VLT AutomationDrive FC 302 (рис.2.6).

- Номінальна потужність: до 250 кВт.
- Номінальна напруга: 380 В.
- Діапазон частоти: 0-400 Гц, що легко охоплює діапазон 50-100 %.
- Вхідний реактор: доступний як опція.
- Автоматичне повторне включення: є.
- Ступінь захисту: IP20.

Delta Electronics VFD-C2000 (рис.2.7).

Номінальна потужність: 250 кВт.

- Номінальна напруга: 3x690 ВДіапазон частоти: 0-600 Гц.
- Вхідний реактор: доступний як опція.
- Автоматичне повторне включення: є.
- Ступінь захисту: IP20.

Delta Electronics широко використовується в промислових додатках, підтримка і сервіс в Україні досить розвинені. Відома своєю надійністю при помірних цінах.



Рисунок 2.6 Danfoss VLT AutomationDrive FC 302



Рисунок 2.7 Перетворювач частоти (3x690В, 250 кВт), вбудований DC дросель, VFD2500C63B-21

ABB ACS880-07-0505A-3 (рис.2.8).

- Номінальна потужність: 250 кВт.
- Номінальний струм: 505 А.
- Номінальна напруга: 3х380-415 В.
- Діапазон частоти: 0-500 Гц.
- Вбудований DC дросель: є.
- Вхідний реактор: доступний як опція.
- Автоматичне повторне включення: є.
- Ступінь захисту: IP21 (але є моделі з IP20 та IP55).
- Максимальна допустима відстань між ПЧ і електродвигуном: до 150 м (в залежності від конфігурації).



Рисунок 2.8 Перетворювач частоти ABB ACS880-07-0505A-3

Ми обираємо Delta Electronics VFD-C2000, оскільки він пропонує оптимальне поєднання надійності, функціональності та економічності, що робить його кращим за інших конкурентів.

Зокрема, VFD-C2000 має номінальну потужність до 250 кВт і напругу 380 В, що відповідає вимогам нашого проекту. Діапазон частоти 0-600 Гц забезпечує гнучкість у керуванні швидкістю електродвигунів. Вбудований DC дросель та опціональний вхідний реактор підвищують ефективність та захищеність системи. Автоматичне повторне включення та ступінь захисту IP20 додають додаткові рівні безпеки та зручності в експлуатації. Крім того, Delta Electronics відома своєю надійністю та конкурентними цінами, що робить VFD-C2000 економічно вигідним рішенням для нашого проекту.

Обраний перетворювач частоти Delta Electronics VFD-C2000 Даний ПЧ характеризується квазісинусоїдальним вихідним струмом ($I_1/I_{действ}^{=}$ 0,97) і, отже, не викликає прискореного зношування ізоляції електродвигуна. Перетворювачі VFD-C2000 дозволяють забезпечувати режим повернення енергії механізмів у мережу живлення при їхньому гальмуванні (рекуперація), що підвищує енергозберігаючі можливості електропривода.

Вбудовані варистори на вході ПЧ дозволяють захистити його силові тиристорні модулі, а варистори на виході ПЧ - захистити електродвигун від перенапруг.

Вхідний реактор забезпечує захист вхідних ланцюгів (тиристорів випрямляча ПЧ) і зменшує коефіцієнт нелінійних викривлень у мережі живлячої напруги.

Згладжуючий дросель зменшує пульсації в ланці постійного струму й зменшує коефіцієнт нелінійних викривлень у мережі живлячої напруги. ПЧ має ступінь захисту IP20 і призначений для установки в закритих приміщеннях. Виходячи з умов зниження витрат на кабельну продукцію, трудомісткості монтажних робіт, надійності роботи устаткування

погоджуючий трансформатор, ПЧ, вхідний реактор, згладжуючий дросель слід установити в приміщенні КРУ 6 кВ секція 4Р.

Нові силові й контрольні кабелі прокладаються через існуючі кабельні траси і канали. Заземлення устаткування проводиться відповідно до заводської інструкції для експлуатації. Для заземлення устаткування використовується існуючий контур заземлення.

Вхідний реактор та згладжуючий дросель слід відгородити сітчастим огородженням із сітки сталевої плетеної. Мінімально припустима відстань від струмоведучих частин до сітчастого огородження (кожуха) - 100 мм. Екрани контрольних кабелів заземлюються з однієї сторони.

Охолодження ПЧ - примусове, за допомогою вбудованих вентиляторів. Діапазон припустимих температур: 0...+ 40 °С.

Однак застосування зазначених електроприводів для регулювання частоти обертання робочих коліс насосних агрегатів не завжди може бути, економічно окупним. У цьому зв'язку перш, ніж ухвалювати рішеня про їхнє впровадження, необхідно здійснити порівняльні розрахунки за питомою енергоємністю й строкам окупності.

2.4 Розрахунки ефективності застосування частотно-регульованого електропривода

Споживєма потужність визначається: за характеристикою насоса: потужність при регулюванні із застосуванням дроселювання (P_1) і при зміні швидкості обертання електродвигуна (P_2) орієнтовно зручніше за все визначати за графіком спільної роботи насоса й системи подачі води. Знаючи середньогодинну подачу води насосної станції ($Q_{ср}$), знаходимо робочі точки

й відповідні їм споживаємі потужності розрахунковим шляхом: регулювання дроселюванням:

$$P_1 = \frac{\rho \cdot Q_{ср} \cdot H_1}{102 \cdot \eta_н \cdot \eta_д} = \frac{Q_{факт} \cdot H_{факт}}{367 \cdot \eta_н \cdot \eta_д} \cdot \quad (2.6)$$

Регулювання зміною швидкості обертання:

$$P_2 = \frac{\rho \cdot Q_{ср} \cdot H_2}{102 \cdot \eta_н \cdot \eta_д \cdot \eta_{пр}} = \frac{Q_{факт} \cdot (H_{необ} - H_{вс})}{367 \cdot \eta_н \cdot \eta_д \cdot \eta_{пр}} \cdot \quad (2.7)$$

де $Q_{факт}$ - фактична продуктивність насоса, м³/год;

$H_{факт}$ - фактичний тиск на напорі насоса, м.в.ст;

$\eta_н$ - КПД насоса;

$\eta_д$ - КПД електродвигуна;

$\eta_{пр}$ - КПД перетворювача частоти;

$H_{треб}$ - необхідний тиск на напорі насоса, м.в.ст;

$H_{вс}$ - тиск на всасе насоса, м.в.ст;

$Q_{ср}$ - середня продуктивність насоса, за розглянутий проміжок часу, м³/год;

Характерний для ТЕС річний графік зміни продуктивності насоса представлений на рисунку 2.9.

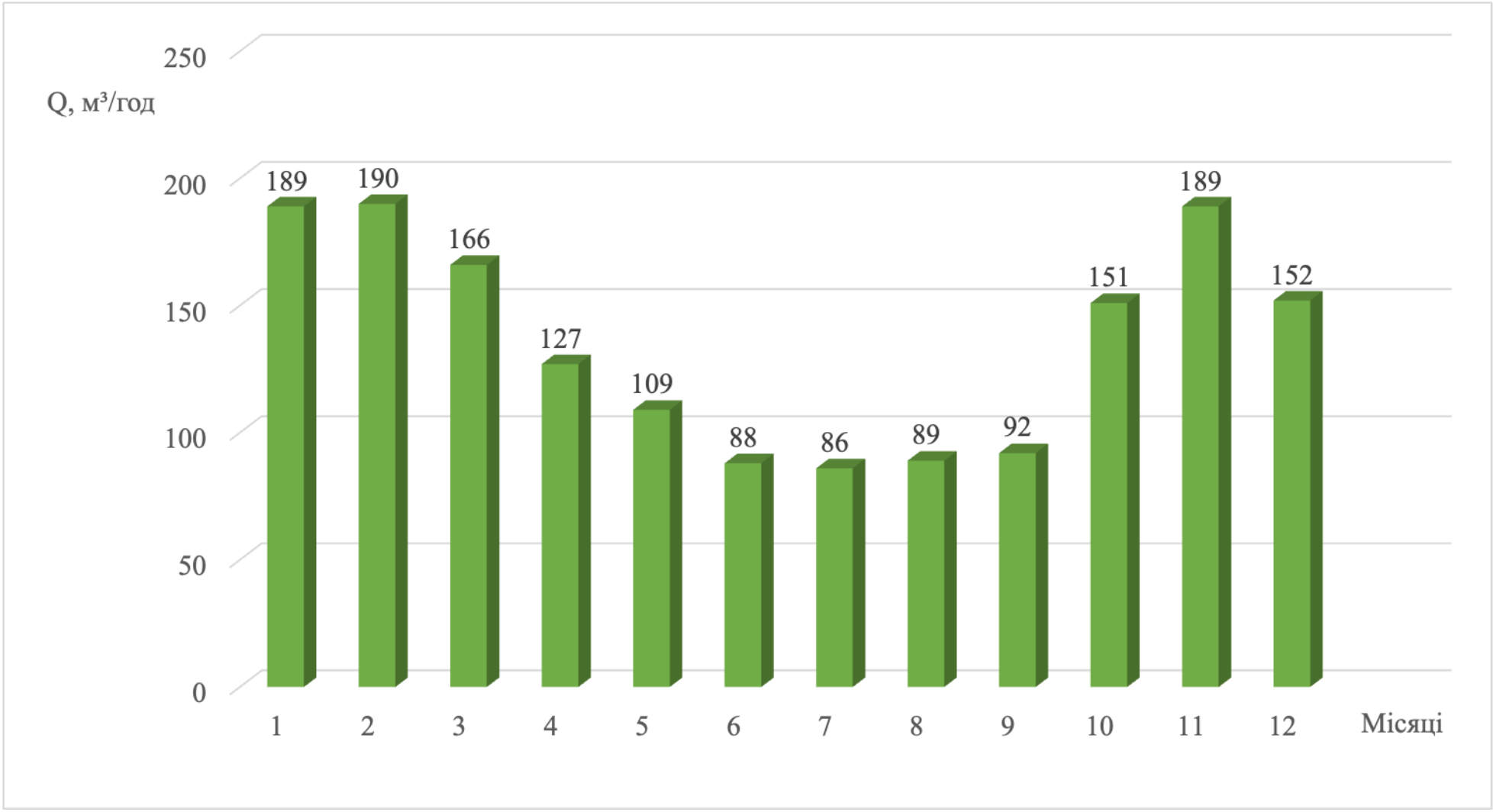


Рисунок 2.9 – Річний графік зміни виробітку насоса

Для розрахунків використовуємо залежності між параметрами насосів (напір, витрата, число обертів, діаметр робочого колеса, потужність [16]):

$$H1 / H2 = Q1^2 / Q2^2 = n1^2 / n2^2 = D1^2 / D2^2 \ ; \quad (2.8)$$

$$P1 / P2 = Q1 \cdot H1 = Q2 \cdot H2 = n1^3 / n2^3 = D1^3 / D2^3 \ . \quad (2.9)$$

За даними залежностях проводиться побудова графіка спільної роботи насоса й водоводів, при різній величині регулювання частоти обертання електродвигуна (рисунок 2.10).

Приклад розрахунків для точки 5:

Дроселюванням:

$$P_{1m5} = \frac{1000 \cdot 109 \cdot 121}{102 \cdot 0{,}48 \cdot 0{,}9 \cdot 3600} = 83{,}143 \text{ кВт.}$$

$$P_{1уд.m5} = \frac{83{,}143}{109} = 0{,}763 \text{ кВт·год/м}^3\text{ю}$$

$$W_{1m5} = 83{,}143 \cdot 696 = 57867{,}528 \text{ кВт·год/год.}$$

При частотному регулюванні:

$$P_{2m5} = \frac{1000 \cdot 109 \cdot 36}{102 \cdot 0{,}48 \cdot 0{,}945 \cdot 0{,}9 \cdot 3600} = 26{,}177 \text{ кВт.}$$

$$P2_{уд.m5} = \frac{26{,}177}{109} = 0{,}24 \text{ кВт·год/м}^3\text{.}$$

$$W_{2д5} = 26{,}177 \cdot 696 = 18219{,}192 \text{ кВт·год/год}$$

Економія електроенергії за рік складе:

$$W_e = W_1 - W_2 \ ; \qquad (2.10)$$

$$W_e = 662125,6 - 233312,7 = 428812,9 \text{ кВт·год/год.}$$

Або

$$W_e\% = (428812,9 \cdot 100\%) / 662125,6 = 64,76\%.$$

На рисунку 2.10 представлені залежність спожитої потужності від витрати при двох методах регулювання.

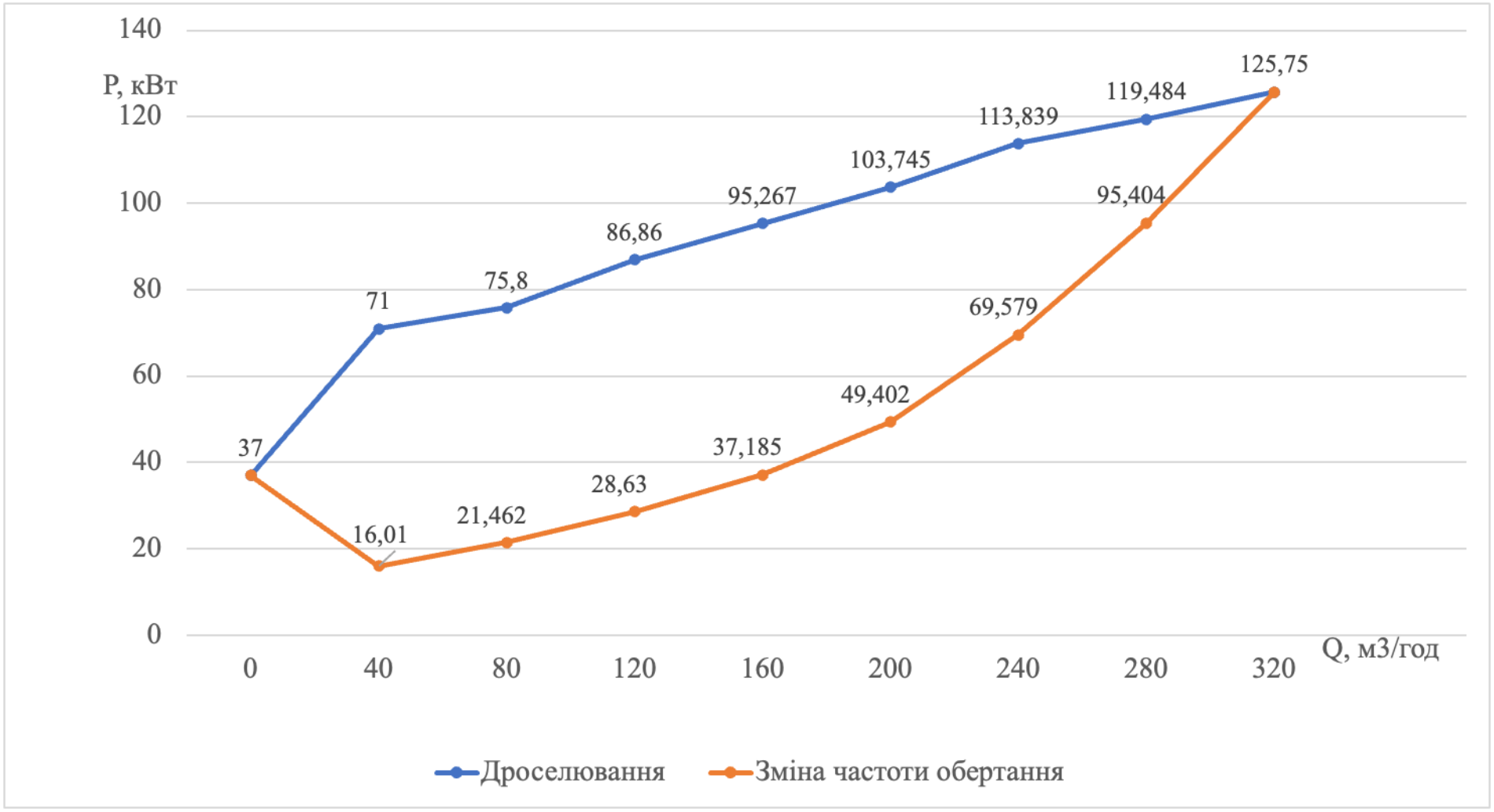


Рисунок 2.10 – Залежність спожитої потужності від витрати при двох видах регулювання

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ

Дослідження й досвід роботи передових ТЕС показують можливість істотного зниження витрати електроенергії на власні потреби.

З погляду розробника найбільш перспективним є впровадження частотно-регульованих приводів на насосному устаткуванні, тому що більш половини виробленої в СНД електроенергії споживається електроприводами різних промислових технологічних установок, у зв'язку з чим підвищення їх ефективності відіграє важливу роль у розв'язку проблеми раціонального енергозабезпечення споживачів, також це випливає з широкого діапазону зміни виробітку електроенергії й відповідно й витрати на власні потреби.

Ефективність запропонованої в проєкті пропозиції може бути оцінена комбінацією оцінки ефективності капітальних вкладень за грошовими і технічними критеріями.

У результаті впровадження перетворювачів частоти отриманий додатковий технологічний ефект, що полягає:

– у заміні прямих пусків асинхронного двигуна – частотними;

– у зм'якшенні гідравлічних ударів і в значному зменшенні їх числа;

– у збільшенні термінів служби експлуатуємого устаткування й трубопроводів, підвищення їх надійності, зниження витрат на ремонт і експлуатацію електроустаткування й виконавчих механізмів.

Економічна оцінка проведена на основі порівняння первісних витрат з величиною періодично (щорічно) одержуваним прибутком (економією), дає відповідь на запитання - чи достатня буде економія (прибуток) у майбутньому, щоб виправдати первісні витрати.

Оцінка ефективності інвестицій за впровадженням перетворювача частоти на насосі КСВ 320-160 здійснюється з позиції вигідності (або

збитковості) проєкту для інвестора за допомогою фінансового аналізу з використанням цін, за які організація буде реально платити. Доходи від проєкту становлять економію витрат на виробіток електроенергії за рахунок зниження споживаємої електроенергії на власні потреби Запорізької ТЕС і в результаті – економію витрат на паливо. Розрахунковий обрій (строк життя проєкту) визначений у 12 років – термін служби перетворювача частоти. Строк окупності інвестицій – час, необхідний для повернення первісної інвестиції за рахунок приросту чистого прибутку й реновацій від інвестицій. Строк окупності є показником пов'язаного з проєктом ризику: при великому строку окупності – проєкт ризикований, при перевищенні строку життя проєкту – проєкт не може бути прийнятий.

За результатами розрахунків технічної ефективності впровадження перетворювача частоти на насосі КСв 320-160 річна економія електроенергії складе: $W_э$ = 428812,9 кВт·год/рік.

Економія палива за рік складе:

$$\Delta B = \Delta W \cdot Ц_е \,, \qquad (3.1)$$

де ΔW – зекономлена електроенергія за рік, кВт·год/рік;

$Ц_е$ – відпускна вартість електроенергії Запорізької ТЕС, $Ц_е$= 2,45 грн/ кВт·год;

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{год}; \qquad (3.2)$$

де ΔP – економія потужності, кВт·год;

$T_{грік}$ – час використання устаткування за рік;

$$\Delta W = W_э = 428812{,}9 \text{ кВт·год/рік.}$$

Вартість зекономленої електроенергії складе:

$$\Delta B = 428812{,}9 \cdot 2{,}45 = 1050591{,}6 \text{ грн.}$$

Загальна вартість комплекту впроваджуваного перетворювача частоти:

$$C_{заг.\ про} = C_{заг.компл} = 710345 \text{ грн.}$$

Вартість пуско-налагоджувальних робіт становить 3 %, будівельно - монтажних робіт становить 5% від вартості устаткування:

$$C_{пнр} = 0{,}03 \cdot 710345 = 21310{,}35 \text{ грн.}$$

$$C_{бмр} = 0{,}05 \cdot 710345 = 35517{,}25 \text{ грн.}$$

Капітальні вкладення:

$$КВ = C_{заг.\ про} + C_{пнр} + C_{бмр} \quad (3.3)$$

$$КВ = 710345 + 21310{,}35 + 35517{,}25 = 767172{,}6 \text{ грн.}$$

Строк експлуатації перетворювача частоти 12 років.

Норма амортизаційних відрахувань для насосного встаткування становить $На = 12{,}5$ %.

Амортизаційні відрахування, грн:

$$А = C_{заг.\ про} \cdot Н_а, \quad (3.4)$$

$$А = 710345 \cdot 0{,}125 = 88793{,}13 \text{ грн.}$$

Витрати на технічне обслуговування й ремон становлять $З_{ТО+ТР}$ =54000 грн. у рік (за даними фірми-постачальника).

Витрати на фонд заробітної плати відсутні, тому що для даного устаткування постійний обслуговуючий персонал непотрібний.

Повні витрати на експлуатацію устаткування, грн:

$$З_п = А + З_{ТО+ТР} \quad (3.5)$$

$$З_п = 88793,125+54000 = 142793,13 \text{ грн.}$$

Розрахунки економічної ефективності капітальних вкладень, грн./1грн КВ:

$$E = \frac{\Delta В - З_п}{КВ} , \quad (3.6)$$

$$E = \frac{1050591,6 - 142793,125}{767172,6} = 1,18$$

Строк окупності капітальних вкладень, рік:

$$T = \frac{1}{E} \quad (3.7)$$

$$T = \frac{1}{1,18} = 0,85 \text{ року}$$

Основні техніко-економічні показники винесемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1- Техніко-економічні показники

Найменування	Одиниця виміру	Величина
Річна економія електричної енергії	кВт·год/рік грн.	428812,9 11072032,25
Капітальні вкладення	грн.	767172,6
Строк життя проєкту	років	12
Економічна ефективність	грн./1грн КВ	1,18
Строк окупності	років	0,85

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуті можливості підвищення ефективності роботи споживачів електричної енергії. Проведений аналіз споживання енергоносіїв на власні потреби станції. Розглянуті можливі способи зниження енергоспоживання в системі електропостачання власних потреб електричної станції.

У роботі наведений загальний аналіз навантажень по кожному з цехів. До впровадження прийнята установка регулуємого електропривода на конденсатному насосі. Наведені річні графіки витрат води в системі водопостачання станції, розглянутий режим роботи насоса. У результаті розрахунків визначено, що при впровадженні економія електроенергії складе до 64,76%, що є досить значною величиною.

При експлуатації визначені додаткові позитивні якості: заміна прямих пусків асинхронного двигуна – частотними, зм'якшення гідравлічних ударів і в значнім зменшенні їх числа – це приводить до збільшення термінів служби експлуатованого устаткування й трубопроводів, підвищення їх надійності, зниження витрат на ремонт і експлуатацію електроустаткування й виконавчих механізмів.

Економічне обґрунтування й строки окупності приведені в техніко-економічній частині проєкту. Згідно з техніко-економічним обґрунтуванням, запропонований до впровадження захід є економічно ефективним. Річна економія електроенергії склала 428812,9 кВт·год/рік. Строк окупності склав 0,85 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. В.І. Мілих, Т.П. Павленко Електропостачання промислових підприємств. Харків: НТУ «ХПІ», 2016, 272 с.

2. Денисюк С.П., Радиш І.П., Кабацій В.М., Дерев'янко Д.Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ.: Навчальний посібник, 2012, 216 с.

3. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Суми.: ВТД «Університетська книга», 2006 , 153 с.

4. Василега П.О. Елктропостачання. Київ: Навчальний посібник, 2023, 416 с.

5.Гогіташвілі Г. Г., Лапін В. М. Основи охорони праці: навч. посіб. 2-ге вид., стер. Львів: Новий Світ, 2005. ,232 с.

6.Системи електропостачання [Текст]: Методичні вказівки / О.С. Ярмолюк, В.А. Попов, В.В. Ткаченкою – К. : НТУУ «КПІ», 2014. – 17 с.

7. Розрахункові електричні навантаження: ДБН В.2.5-23 2003. – Офіц. вид. – К.: Мінрегіонбуд України, 2003. – 20с

8. Системи електропостачання [Текст]: Довідкові дані / О.С. Ярмолюк, В.А. Попов, В.В. Ткаченкою – К. : НТУУ «КПІ», 2014. – 17 с.

9. Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 5-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 793 с.

10. Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 5-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 793 .

11. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Київ: 2004, 656 с.

12. Олійник М.Й. Електротехнологічні об'єкти та їх електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2011, 344 с.

12. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Суми.: ВТД «Університетська книга», 2006 , 153 с.

14. Шкрабець Ф.П. Основи електропостачання. Дніпро: Навчальний посібник, 2012, 465 с.