

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Електротехніки та енергоефективності

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Зменшення втрат електричної енергії в системі власних потреб
Дніпровської ГЕС

Виконав: студент 5 курсу, групи ЕТ-17-16з
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Чаков В.О.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц. Коваленко В.Л.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Артемчук В.В.

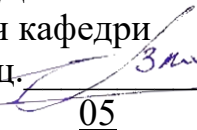
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2022

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М. _____
Кафедра електротехніки та енергоефективності
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
« 25 » 05 2022 року

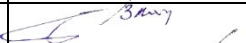





**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Чакову Владиславу Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- 1 Тема роботи Зменшення втрат електричної енергії в системі власних потреб Дніпровської ГЕС
керівник роботи Коваленко Віктор Леонідович, д.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
- затверджені наказом ЗНУ від « 17 » січня 2021 року № 91 - с
- 2 Строк подання студентом роботи 16 травня 2022 р.
- 3 Вихідні дані до роботи: Структура електроспоживання системи власних потреб: зварювальне та технологічне обладнання – 3 %, освітлення – 19 %, електродвигуни – 19 %, гідрогенератори – 59 %.
- 4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної в умовах Дніпровської ГЕС 2) Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання в системі власних потреб Дніпровської ГЕС 3) Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.
- 5 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз електроспоживання Дніпровської ГЕС 2) Схема однолінійна ДГЕС 3) Схема однолінійна власних потреб ДГЕС
- 4) Запропоновані засоби підвищення ефективності електроспоживання
- 5) Результат реалізації заходів 6) Техніко-економічні показники підвищення ефективності електроспоживання.

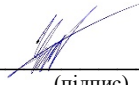
6 Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 2	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 3	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		

7 Дата видачі завдання _____ 01.02.2022 р. _____

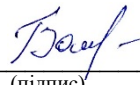
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної в умовах Дніпровської ГЕС	01.03.2022	
2	Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання в системі власних потреб Дніпровської ГЕС	01.04.2022	
3	Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.	10.05.2022	

Студент  _____ В.О. Чаков _____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи  _____ В.Л. Коваленко _____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  _____ С.В. Башлій _____
(підпис) (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 88 сторінок, 8 рисунків, 22 таблиці, 16 джерел.

Темою дипломного проекту є «Зменшення втрат електричної енергії в системі власних потреб Дніпровської ГЕС».

Об'єкт дослідження – система електроспоживання на власні потреби підприємства Дніпровської ГЕС, що використовує достатньо значну кількість енергетичних ресурсів. Предметом роботи є підвищення рівня енергоефективності вищезазначеного підприємства, визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

Метою дипломного проекту є підвищення рівня ефективності електроспоживання на власні потреби підприємства Дніпровської ГЕС, визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

В загальній частині розраховані втрати потужності та електроенергії, що дозволило запропонувати декілька заходів з енергозбереження: перехід на більш ефективні джерела світла, компенсація реактивної потужності. Також запропоновано реконструювати трансформаторну підстанцію і замінити трансформатор.

Економічна частина містить економічний аналіз ефективності енергозберігаючих проектів. Розраховано такі показники як: чиста теперішня вартість, внутрішня норма рентабельності та термін окупності запропонованих заходів.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВКА, ВІДКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, АСИНХРОННИЙ ДВИГУН, ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної в умовах Дніпровської ГЕС.....	9
1.1 Коротка характеристика об'єкта дослідження.....	9
1.2 Технологічні особливості Дніпровського каскаду	13
1.3 Загальна характеристика ГЕС-2.....	15
1.4 Система управління технологічними процесами каскаду	17
1.5 Особливості експлуатації обладнання Дніпровської ГЕС	19
1.6 Основні параметри дніпровського гідровузла.....	22
1.6.1. Технічна характеристика машинного залу ГЕС -1	23
1.6.2. Обладнання машинного залу	25
1.6.3 Опис головного обладнання станції.....	29
1.7 Аналіз електроспоживання Дніпровської гідроелектростанції.....	33
1.8 Аналіз системи власних потреб станції.....	36
1.9 Можливості енергозбереження в системі власних потреб.....	40
1.9.1 Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності.....	40
1.9.2 Обґрунтування доцільності модернізації системи освітлення.....	44
1.9.3 Технічні рішення по реконструкції ТП.....	48
2 Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання в системі власних потреб Дніпровської ГЕС.....	53
2.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах.....	53
2.2 Режими роботи трансформаторів.....	53
2.3 Зниження втрат в трансформаторах та зменшення вартості експлуатації.....	54
2.3.1 Розрахунок втрат в трансформаторі	55

2.3.2 Розрахунок втрат холостого ходу.....	55
2.3.2 Розрахунок навантажувальних втрат	58
2.3.3 Зниження додаткових втрат.....	59
2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та вибір технологічного обладнання.....	61
3 Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.....	68
3.1 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності	69
3.2 Економічний ефект від реконструкції ТП з виводом трансформаторів в резерв.....	76
3.3 Перехід на більш ефективні джерела світла.....	80
Висновки.....	85
Перелік посилань.....	87

ВСТУП

Питання економії енергетичних ресурсів на сьогоднішній день є актуальним і виникає перед кожним представником сучасного суспільства. Запасів енергоресурсів Україні залишається все менше а процес їх видобутку стає все складнішим.

У сучасному світі енергозбереження вважається одним з головних пріоритетів енергетичної політики, а питання підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів у кожній галузі економіки стає все актуальнішим з кожним роком. Тому основне завдання України є забезпечення відповідного рівня енергоефективності економіки як запоруки її незалежності від інших країн.

В процесі впровадження енергозберігаючих заходів на промисловому підприємстві основною стратегічною метою є підвищення енергоефективності, отже поняття потенціалу енергозбереження підприємства можливо визначити як систему поточних та перспективних, внутрішніх та зовнішніх можливостей, мобілізаційних здатностей керівників та персоналу підприємства до перетворення доступних вхідних ресурсів з метою підвищення енергоефективності виробництва.

Сучасний стан економіки надає багато можливостей щодо раціонального використання енергоресурсів. Однак, на мікрорівні ще недостатньо приділяють уваги питанню впровадження енергозберігаючих технологій. Процес впровадження енергозберігаючих заходів на підприємстві ускладнюється недостатністю фінансових ресурсів, зростанням тарифів на енергетичні ресурси, дефіцитом кваліфікованого персоналу та відсутністю мотивації промислових підприємств у ході реалізації заходів щодо зниження витрат на електроенергію. Отже, управління інноваційним розвитком систем енергозбереження та впровадження енергозберігаючих заходів стає можливим лише за умов створення ефективного економіко-організаційного механізму

господарювання, що базується на використанні інноваційного потенціалу енергозбереження промислового підприємства.

Основний потенціал енергозбереження – це економія енергії у процесі її споживання. Це стосується, насамперед, електричної енергії. Тому вагомим напрямком енергозбереження, для подібних об'єктів, що розглядається в дипломному проекті, є зменшення втрат в проміжних ланках обладнання, споживачах електричної енергії, а також електромережах, в яких втрати сягають 30 відсотків.

В дипломному проекті проводиться аналіз електроспоживання підприємства, на основі якого пропонуються заходи з енергозбереження. Втілення розглянутих у дипломному проекті заходів у життя є цілком реальною перспективою, і дозволить, за попередніми оцінками, знизити щорічне споживання електричної енергії Дніпровської гідроелектростанції.

Використання електроенергії на власні потреби при цьому суттєво знизиться. У рамках реалізації політики енергозбереження ключовий напрям – удосконалення механізмів фінансування енергозберігаючих заходів, зокрема, заохочення самофінансування їх підприємства. За відсутності реальних джерел фінансування заходів з енергозбереження доцільно передбачити створення фондів енергозбереження на підприємствах, наповнення яких здійснювалося б на основі зекономлених коштів, отриманих в результаті енергозберігаючих заходів.

Впровадження заходів з енергозбереження несе за собою зменшення кількості спожитої підприємством електричної енергії, що відповідає тематиці дипломного проекту.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ДНІПРОВСЬКОЇ ГЕС

1.1 Коротка характеристика об'єкта дослідження

Дніпровська гідроелектростанція – перша й найвідоміша з усіх ГЕС, побудованих на великій річці. Її спорудження вирішило проблеми судноплавства на Дніпра, дало поштовх індустріалізації Півдня України, принесло електроенергію та воду у міста і села. Стартова роль Дніпрогесу в економічному розвитку держави та неповторна монументальність його архітектури принесли цьому комплексові славу однієї з найшляхетніших інженерних споруд ХХ сторіччя.

Водозливна гребля Дніпрогес відноситься до типу гравітаційних масивних гребель. В плані гребля має криволінійне округлення з радіусом 600 м, загальна довжина по гребеню рівна 760,5 м, найбільша висота 62,0 м, найбільша ширина по основі 44,0 м, максимальний напір 38,7 м. Попередньо фронт водозливу дамби складався з 47 прогонів шириною 13 м кожний. В результаті реконструкції, будівництва ГЕС-2 і розширення автодорожнього переходу на спорудах Дніпрогес, дамба водозливу має 25 діючих прогонів водозливів і може пропускати максимальну витрату $21300 \text{ м}^3/\text{с}$.

Відмітка гребеня водозливу 41,65 м; напір на гребені рівний 9,75 м. напірна грань вертикальна і розміщена від осі греблі на 2,5 м. Оголовок водозливу окреслений двома радіусами 1,5 і 4,5 м; грань водозливу, окреслена по плавній кривій, яка через пряму вставку плавно переходить в «носок» греблі, окресленої радіусом 10 м. прогони водозливів греблі розділяються між собою бичками, товщиною 3,5 м, які з ціллю підсилення їх профілю, випуклі в верхній б'єф на 4,5 м від напірної грані дамби. На бокових поверхнях биків, які притуляються до водозливу, є по 3 контрфорса з кожної сторони, які входять в тіло водозливу. Наявність таких контрфорсів забезпечує спільну роботу блока –

«трійка», в склад якої входять бичок і прилягаючі до нього прогони. Із низової сторони бички обмежені вертикальною гранню до відмітки гребня греблі, нижче цієї відмітки розміщена під уклоном грань, яка поєднує бичок з тілом греблі на відмітці 24,68 м.

До складу ПАТ «Укргідроенерго» входять гідроелектростанції які приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Гідроелектростанції України

ГЕС	Напір,м	Визначена потужність МВт	Середньорічне вироблення млн кВт-год	Об'єм водосховища млрд м ³ повний	корисний	Рік введення
Київська	11,5	408,5	683	3,73	1,17	1968
Київська ГАЕС	73,0	235,5	112	0,0046	0,003	1974
Канівська	15,0	444	823	2,62	0,29	1976
Кременчуцька	17,0	625	1506	13,5	8,97	1960
Дніпродзержинська	15,5	356,4	1250	2,46	0,5	1964
Дніпровська	38,7	1538,4	4140	3,33	0,865	1939 1950 1981
Каховська	16,5	351	1420	18,2	6,8	1956
Дністровська	54,5	702	865	3,0	2,0	1987

Гідротехнічні споруди (ГТС) Дніпровського каскаду, які відносяться до числа найбільш відповідальних інженерних об'єктів з підвищеною економічної, соціальної та екологічної значимості, експлуатуються понад 40 років і, за прийняття - тієї міжнародної класифікації, відносяться до старих, які вимагають підвищеного контролю їхнього стану.

Дніпровський каскад ГЕС із загальним напором 103 м має шість ступенів ГЕС з напорами від 7 до 38,5 м. До його складу входять Київська (405 МВт), Канівська (444 МВт), Кременчуцька (625 МВт), Дніпродзержинська (352 МВт), Дніпровські ГЕС-1 і ГЕС-2 (разом – 1538 МВт) та Каховська ГЕС (351 МВт). Сумарна потужність ГЕС Дніпровського каскаду складає 3715 МВт, загальна площа водосховищ — 6950 км², повний об'єм акумульованої води — 43,8 км³.

Дніпровська ГЕС є найстарішою гідроелектричною станцією Дніпровського каскаду. В жовтні 2012 року їй виповнилось 80 років. Вона відіграє значну роль в енергозабезпеченні України.

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків. Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в обертання синхронні генератори. Потужність, що розвивається агрегатом, пропорційна напору H і витраті води Q . Напір H створюється різницею рівнів води за допомогою греблі.

ГЕС складається з послідовного ланцюга гідротехнічних споруд, які забезпечують необхідну концентрацію потоку води та створення напору, і енергетичного обладнання, яке перетворює енергію, що рухається під напором води в механічну енергію обертання, яка, в свою чергу, перетворюється в електричну енергію.

Відмінна особливість ГЕС - невелике споживання електроенергії на власні потреби, яке в кілька разів менше, ніж на ТЕС. Це пояснюється відсутністю на ТЕС великих механізмів власних потреб.

Інша відмінна особливість - проста технологія виробництва електроенергії, що обумовлює легку автоматизацію, та безперервна відновлюваність ресурсів.

Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 секунд, тому резерв потужності в енергосистемі забезпечується саме гідроелектричними станціями. ККД ГЕС зазвичай становить 85-90%, а собівартість електроенергії в кілька разів менше, ніж на теплових електростанціях.

Виробництво електричної енергії, її передача споживачам в використання відбуваються одночасно. Власне електроенергію не можна запасати і зберігати. Її необхідно провести в даний час і в такій кількості, яка потрібна споживачеві. В тілі греблі на відмітках 30,0 і 15,0 м розміщені дві потерни, верхня розміром 3,5 x 3,5 м і нижня 1,5 x 2,2 м.

Верхня потерна проходить через масив спряженого виступу і виходить на перекриття компресорної ГЕС-1. На лівому березі, за бичком №47, потерна переходить в тунель, який виходить на монтажну площадку греблі.

Для дренажу основи і тіла греблі в шести метрах від напірної грані пробурені свердловини діаметром 100 мм з інтервалом 20, м і глибиною 4,0м.

Для забезпечення водонепроникності основи була виконана комбінаційна цементация під греблею зі сторони верхнього б'єфу, яка складається з трьох рядів маленьких свердловин глибиною 8,0 м з кроком 2,75 м і одного ряду свердловин глибиною 30,0 м і кроком 1,625 м.

При відновленні греблі виконувалась цементация основи прогонів дамби, в яких спостерігались високі п'єзометричні рівні протитиску.

Основу бетонної греблі водозливу складають архейські кристалічні породи Запорізького блоку Українського щита, що представлені сірими, розові-сірими, нормальними, біотитовими гранітами, слабовивітряними, підвищеної ступіні тріщинуватості. Локальні зони інтенсивно тріщинуватих, роздроблених, вивітруваних порід створюють заглиблення в покрівлі гранітів і володіють пониженими силовими властивостями. В більшості прогонів склад контакту бетон-скеля задовільний, в найгірших умовах контакт бетон-скеля знаходиться в прогонах 11, 12, 14-19.

Тектонічну структуру та інженерно-геологічні умови основи складають тут розривні тектонічні порушення. В районі прогонів 16 – 17 проходить велика регіональна тектонічна зона; більш менші тектонічні зони, що розвинуті в районі прогонів 3, 11 – 13, 20, 25, 26, 33, 34, 39, 40.

Внутрішня будова тектонічних зон, потужність яких від 0,3 до 40,0 м представлена у вигляді густої сітки тріщин з відстанню між ними 0,5 – 1,0 м.

В основі дамби в прогонах 11 – 13, 16 – 17, 26 – 27 розкриті тектонічні шви шириною 2 – 6 м, які заповнені маленькими глибами, щебенем. По потужності і ступені переробки розміщених порід найбільш великий тектонічний розрив проходить в основі прогонів 16 – 17. В цих прогонах стиснення по контакту бетону хлоритовими сланцями мінімальне. Покрівля гранітів має дуже складне окреслення з перепадом відміток від +15,0к – 12,0 м. Найбільше занурення скельного масиву спостерігається під прогонами 12 – 13, 16 – 17, 25 – 26. Потенційний гідроенергетичний ресурс Дніпра – 14,6 млрд. кВт /год електроенергії.

1.2 Технологічні особливості Дніпровського каскаду

Дніпро – основна водна артерія України, третя по величині річка Європи. Довжина Дніпра 2285 км, середньорічний стік 53 млрд.м⁴ загальний перепад 220 м. В межах України розміщено 85% енергетичних ресурсів Дніпра.

Стік річки відрізняється значною нерівномірністю як по рокам(від 24 до 72 млрд. м³), так і на протязі року. Завдяки такій нерівномірності, логічним було створення на Дніпрі великих водосховищ, спроможних регулювати стік і забезпечити комплексне використання водних ресурсів в інтересах різних областей народного господарства: енергетики, водопостачання, водного транспорту, рибного господарства.

На Дніпрі побудований каскад гідровузлів, який має 6 ГЕС і 1 ГАЕС, які розміщені на 1000 кілометровому відрізку річки. Загальна встановлена потужність станцій каскаду – 3,9 млн. кВт.

В середній по водності рік гідроелектростанції Дніпровського каскаду виробляють до 10 млрд. кВт/год дешевої електроенергії. Майже завжди вони використовуються для роботи в піках графіка електричного навантаження для України.

Вплив Дніпровського каскаду розповсюджується далеко за межі прилеглих районів. З його водосховищ загальним корисним об'ємом 19 млрд.м³ здійснюється водопостачання промислових районів Донбасу, Кривого Рогу, Харкова, зрошення земель півдня України, а також Крим.

7 липня 1995 року була створена Державна акціонерна гідроенергогенеруюча компанія «Дніпрогідроенерго» в складі: Київська ГЕС і ГАЕС, Канівська ГЕС, Каховська ГЕС. Каскад дніпровських ГЕС – потужна база для подальшого розвитку гідроенергетики України.

Внутрішня будова тектонічних зон, потужність яких від 0,3 до 40,0 м представлена у вигляді густої сітки тріщин з відстанню між ними 0,5 – 1,0 м.

Основу бетонної греблі водозливу складають архейські кристалічні породи Запорізького блоку Українського щита, що представлені сірими, розові-сірими, нормальними, біотитовими гранітами, слабовивітрувані, підвищеної ступіні тріщинуватості. Локальні зони інтенсивно тріщинуватих, роздроблених, вивітруваних порід створюють заглиблення в покрівлі гранітів і володіють пониженими силовими властивостями. В більшості прогонів склад контакту бетон-скеля задовільний, в найгірших умовах контакт бкзнаходиться в прогонах 11, 12, 14-19

Судноплавні споруди – розташовані на лівому березі. Це: аванпорт на верхньому б'єфі, трикамерний та однокамерний шлюзи й низовий підхідний канал. Камери першого шлюзу обладнані двостулковими воротами. Однокамерний шлюз пролягає паралельно до трикамерного, ближче до лівого берега. Конструктивно шлюз є скельною виїмкою з бетонним облицюванням, а вище від скелі – у вигляді підпірних стінок (загальна висота – 52 м). Заповнення камери відбувається через водозабірник у верхній голові, випорожнення – через водоскидні галереї в нижній голові та боковий тунельний водоспуск у правій стіні камери в акваторію ГЕС-2.

1.3 Загальна характеристика ГЕС-2

Пригребельного типу, за 30 м від низової грані водозливної греблі у межах 18-ти лівобережних водозливних прогонів. Для водозабору ГЕС-2 служать 16 водозливів греблі. Два з них займає вантажна площадка впритул до монтажної площадки греблі. В машинному залі ГЕС-2 встановлені 8 агрегатів: два з поворотно-лопатевими (107 МВт) та шість – із пропелерними турбінами (115 МВт).

Вода до турбін надходить скісними залізобетонними водоводами (по два на агрегат) прямокутного перетину 9,4x7,5 м, які спираються на водозливи греблі.

Конструктивна пов'язаність будівлі ГЕС-2 з греблею вплинула на її компоновку. Криволінійна в плані, вона складається з восьми секцій, розділених широкими прогонами. У пониженому машинному залі ГЕС-2 – розмірами 271,3x24,0 м й висотою 9,0 м – встановлені два півкозлових крани вантажопідйомністю 250/40 тонн для монтажу й демонтажу гідроагрегатів. Ремонтні, аварійно-ремонтні затвори та ґрати для затримки сміття обслуговуються порталним краном водозливної греблі, а затвори відсмоктуючи труб – 225-тонним краном.

Усі допоміжні служби містяться в будівлі монтажної площадки та адміністративно побутовому комплексі, що з боку лівого берега впритул прилягає до будівлі ГЕС-2.

Судноплавні споруди – розташовані на лівому березі. Це: аванпорт на верхньому б'єфі, трикамерний та однокамерний шлюзи й низовий підхідний канал. Камери першого шлюзу обладнані двостулковими воротами. Однокамерний шлюз пролягає паралельно до трикамерного, ближче до лівого берега. Конструктивно шлюз є скельною виїмкою з бетонним облицюванням, а вище від скелі – у вигляді підпірних стінок (загальна висота – 52 м). Заповнення камери відбувається через водозабірник у верхній голові, випорожнення – через

водоскидні галереї в нижній голові та боковий тунельний водоспуск у правій стіні камери в акваторію ГЕС-2.

Дніпровське водосховище – площею 420 кв. км утворилося у 1932 році. Його довжина 129 км, найбільша ширина 3,5 км, середня глибина 8,2 м. Водосховище протічне, річкового типу, з тижневим та добовим регулюванням. Загальний об'єм водосховища $3,33\text{км}^4$, корисний – $0,84\text{км}^4$. Гирло ріки Самари в межах водосховища сформувалося в озероподібну дельту – озеро ім. Леніна в результаті утворення водосховища були затоплені всі Дніпровські пороги й забезпечено наскрізне судноплавство Дніпром.[Інструкція по проектуванню, строительству и эксплуатации гидротехнических сооружений на подрабатываемых горными работами.

1.4 Система управління технологічними процесами каскаду

Крім системи регулювання швидкості гідротурбіни, система автоматичного керування гідроагрегату включає в себе:

- контроль за рівнем води в кришці турбіни (сигналізація, управління дренажним насосом);
- автоматичне керування агрегатом;
- автоматичне керування відкачуванням води в режимі СК;
- контроль за наявністю потоку води на охолодження підп'ятника, турбінного підшипника, мащення ущільнень;
- контроль за величиною биття вала і вібрацією опорних вузлів гідроагрегату.

Дія проти аварійного захисту на зупинку агрегату:

- при досягненні частоти обертання 115% від номінальної і часу закриття напрямного апарату в 2 рази більшому мінімальному – спрацює ЗАЗ;

- при досягненні частоти обертання 140% від номінальної мінімальному часі закриття напрямного апарату – спрацьовує ЗАЗ;
- при досягненні частоти обертання 145% від номінальної і не спрацюванні ЗАЗ відбувається скид щитів;
- при досягненні розгінної частоти обертання – спрацьовує гідромеханічний захист, який веде до закриття напрямного апарату через регулятор швидкості;
- при зниженні тиску в системі регулювання нижче 15 Бар;
- у випадку незакінченої (>300с) запинки агрегату;
- при зниженні рівня масла в ванній турбінного підшипника до аварійно-низького (590мм від кришки ТП);
- при зниженні рівня масла в ванні підп'ятника до аварійно-низького (50мм нижче середнього);
- при зниженні рівня масла в ваннах верхнього і нижнього генераторного підшипників до аварійно-низького (50мм нижче середнього);
- при підвищенні температури сегментів підп'ятника до $65^{\circ}C$;
- при підвищенні температури масла підп'ятника до $55^{\circ}C$;
- при підвищенні температури сегменту верхнього або нижнього напрямного підшипника до $80^{\circ}C$;
- при підвищенні температури масла верхнього або нижнього напрямного підшипника до $70^{\circ}C$;
- при підвищенні температури масла підшипника до $65^{\circ}C$;
- при збільшенні рівня води в кришці турбіни до аварійно-високого.

Готовність до пуску гідроагрегату відсутня при:

- наявності тиску в ремонтному ущільненні Г5-9;
- наявності тиску і системі гальмування вище 1,8 бар;
- наявності сигналу про те, що тормозні колодки не відійшли від диску (Г4-9);
- відсутності притоку води на охолоджувачі турбінного підшипника.

- контроль за рівнем води в кришці турбіни (сигналізація, управління дренажним насосом);
- автоматичне керування агрегатом;
- автоматичне керування відкачуванням води в режимі СК;
- контроль за наявністю потоку води на охолодження підп'ятника, турбінного підшипника, мащення ущільнень;
- контроль за величиною биття вала і вібрацією опорних вузлів гідроагрегату.
- при зниженні тиску в системі регулювання нижче 15 Бар;
- у випадку незакінченої (>300с) запинки агрегату;

Умови роботи гідротехнічних споруд:

Основними факторами, які впливають на статичну роботу гідротехнічних споруд, являються гідростатичний напір та температурні умови навколишнього середовища.

Найвищі середньодадні відмітки верхнього б'єфу водосховища спостерігаються, як правило, у травні. Найменші середньодадні відмітки верхнього б'єфу спостерігаються в серпні.

В нижньому б'єфі найвищий середньодадний рівень, як правило, спостерігається в червні, а найнижчий – в жовтні. Найбільший середньодадний напір, зазвичай, спостерігається у жовтні, найменший – у червні. Коливання середньодадного напору протягом року, як правило, не перевищує 1 м.

Коливання середньомісячного напору на споруду протягом року зазвичай спостерігається в межах 0,9 м, з максимальними значеннями у жовтні і мінімальними – у червні.

Максимальна середньомісячна температура води у водосховищі, як правило, не перевищує 26°C . Найбільша середньодадна температура води у водосховищі, зазвичай, не перевищує 27°C . Аномальних природних явищ на водосховищі протягом останніх кількох років експлуатації не відбувалось.

1.5 Особливості експлуатації обладнання Дніпровської ГЕС

На кожному енергооб'єкті для забезпечення безпечної експлуатації, надійності та економічності устаткування, будівель і споруд, систем контролю і керування, повинні бути організовані їхнє технічне обслуговування і ремонти.

Обсяг технічного обслуговування основного устаткування, будівель і споруд для підтримання справного стану в міжремонтний період повинен визначатися на підставі аналізу фактичного стану, встановленого перевіркою, обстеженням, діагностикою.

Обсяг і періодичність ремонтів устаткування і споруд повинні визначатися з умов забезпечення повного або часткового відновлення їхнього ресурсу відповідно до чинних нормативів, а також з урахуванням рекомендованого заводом-виробником регламенту технічного обслуговування.

Організація технічного обслуговування і ремонту на ГЕС, порядок підготовки і виведення в ремонт, технологія ремонтних робіт, а також приймання оцінки стану відремонтованого устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам [ГДК 34.20.661 «Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України», РД 53.025.002 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций», РД 53.025.016 «Положение о порядке вывода оборудования в ремонт и ввода его в эксплуатацию после ремонта на атомных станциях», РД 34.31.603 «Методические указания по построению комплексной сетевой модели ремонта гидроагрегата» та інших НД]. На усі види ремонтів устаткування, будівель і споруд енергооб'єктів повинні бути складені перспективні та річні графіки, затверджені керівником енергокомпанії, які можуть щорічно коректуватися з урахуванням результатів нагляду за їхнім станом.

Графіки ремонтів устаткування і споруд, що впливають на зміну обсягів виробництва або умов передачі електричної енергії і тепла, повинні бути погоджені з диспетчерською службою НЕК «Укренерго».

Місячні графіки ремонтів загально станційного і допоміжного устаткування складаються на підставі річних графіків, а також у разі необхідності ремонту за фактичним станом, узгоджуються з виконавцями і затверджуються технічним керівником енергооб'єкта.

Основна задача організації ремонту обладнання електростанції:

- Забезпечення великої ступіні надійності і економічності експлуатації обладнання при скороченні термінів ремонтного простою, підвищення продуктивності праці і мінімальних трудових, матеріальних і фінансових витрат. Періодичність і тривалість усіх видів ремонту, а також тривалість щорічного простою устаткування в ремонті встановлюються, виходячи з планових обсягів ремонтних робіт, визначених на підставі його фактичного технічного стану. Вентиляція і кондиціонування повітря на підприємствах створює повітряне середовище, яке відповідає нормам гігієни праці. Розрізняють природну і штучну вентиляцію.

Природна вентиляція забезпечує повітрообмін в приміщеннях в результаті дії вітрового і теплового напорів, одержуваних з-за різної щільності повітря зовні і всередині приміщень. Природна вентиляція підрозділяється на організовану і неорганізовану.

Вплив Дніпровського каскаду розповсюджується далеко за межі прилеглих районів. З його водосховищ загальним корисним об'ємом 19 млрд м⁴ здійснюється водопостачання промислових районів Донбасу, Кривого Рогу, Харкова, зрошення земель півдня України, а також Крим. Капітальні, середні і поточні ремонти, а також роботи по модернізації і реконструкції обладнання ДГЕС проводяться в залежності з типовими об'ємами ремонтних робіт

Ремонт здійснюється ремонтним персоналом станції або з залученням ремонтних організацій. Показники, які комплексно характеризують господарчу діяльність підприємства зображені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Показники, які комплексно характеризують господарчу діяльність підприємства

Показники	Од.виміру	2016 рік			
		план	факт	Відхилення, %	Відхилення, %
Вироблено електроенергії	тис. кВт·год.	1 667 000	1 649 200	-17 800	-1,1
Витрати на власні потреби	тис. кВт·год.	10 900	10 006	-894	-8,2
Відпуск з шин станції	тис. кВт·год.	1 656 100	1 639 195	-16 905	-1,0
Втрати у трансформаторах	тис. кВт·год.	34 600	17 905	-16 695	-48,3
Корисний відпуск	тис. кВт·год.	1 621 500	1 621 289	-211	0,0
Товарна продукція у порівняних цінах	тис. грн.	629 571,2	639 243,8	9 672,6	1,5
Товарна продукція у діючих цінах	тис. грн.	1 203 663	1 232 502	28 839,1	2,4
Витрати на виробництво	тис. грн.	174 707	151 520	-23 187	-13,3
Середній тариф	коп. / 1кВт·год.	74,23	76,02	1,79	2,4
Собівартість 1 кВт·год	коп. / 1кВт·год.				
Робоча потужність	МВт	1 164,0	1 190,7	26,7	2,3

1.6 Основні параметри дніпровського гідровузла

Відкриті розподільні пристрої ГЕС-1 – містяться на правому березі, на насипних площадках. Електроенергія в енергосистему подається 9 лініями 154 кВ, через зв'язок з ВРП-330 кВ двома лініями 330 кВ

До комплексу Дніпровського гідровузла входять: будівля ГЕС-1, будівля ГЕС-2, щитова стіна, водозливна та глуха греблі, судноплавні споруди, відкриті розподільні пристрої напругою 154 кВ та 330 кВ. Мостом через водозливну греблю й естакадою над шлюзами проходить автомобільна дорога з тротуарами. Данні оберту води, та об'єму Дніпровського водосховища приведені в таблиці 1.3, 1.4.

Таблиця 1.3 – Данні оберту води Дніпровського водосховища

1	Вилив води	Кількість, м/с
2	Довжина напірного фронту гідровузла	1200
3	Максимальний напір на споруди	38,7
4	Максимальний вилив води через споруди	25900
5	Максимальний вилив води через греблю	20911
6	Максимальний вилив води через будівлю ГЕС-1	2125
7	Максимальний вилив води через будівлю ГЕС-2	2864

Таблиця 1.4 – Данні об'єму води Дніпровського водосховища

1	Об'єм водосховища	Кількість, м ³
2	Разом	3330
3	Корисний	840

Бетонна водозливна гребля - довжиною по гребеню 760 м, дугоподібна (радіус 600 м). найбільша висота по водозливу – 41,6 м, по бичку – 60,5 м.

Оглядові потерни в тілі греблі (верхня – 3,5х3,3, нижня – 1,5х1,5 м) слугують для контролю стану греблі й дренажу[Історія Дніпровської ГЕС].

Оригінальна гребля мала 47 водозливів, 13-метрової ширини кожний, при товщині бичків 3,25 м. Водозливні прогони обладнані плоскими колісними затворами – 10,5х13 м. Підняття й опускання затворів виконується двома порталними кранами, кожний вантажопідйомністю по 200 т.

Бетонна глуха гребля – довжиною по гребеню 251 м замикає напірний фронт споруд від щитової стіни до ухилу правого берега[Історія Дніпровської ГЕС].

Будівля ГЕС-1, аванкамера, щитова стіна – будівля ГЕС-1 пригребельного типу розташована на правому березі поза напором, за бетонною щитовою стіною. В стіні довжиною 216,5 м містяться прямокутні водозабірні отвори (6,5х9,5 м) з ґратами для затримання сміття й швидкодіючими затворами. Вода до турбін подається дев'ятьма водоводами діаметром 7,62 м. Спиральні камери – металічні; відсмоктувальні труби – бетонні, до складу ГЕС-1 включається приміщення машинного залу.

1.6.1 Технічна характеристика машинного залу ГЕС -1

У машинному залі ГЕС-1 (231х24 м, висота – 18 м) встановлені дев'ять вертикальних гідроагрегатів потужністю по 72 МВт та допоміжний агрегат – 2,6 МВт. Кожний з основних гідрогенераторів підключено до трьох однофазних трансформаторів потужністю 3х30 МВА, напругою 13,8/154 кВ, крім гідроагрегатів Г-4 та Г-9, де встановлено трифазні трансформатори потужністю 95 МВА. Машинний зал за допомогою гідрогенераторів виготовляє електроенергію яка спрямовується у мережу по всьому місту.

Структура тарифів ГЕС приведена у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Структура тарифів ГЕС

№ п/п	Показники	2014 рік		2015 рік	
		коп/1квтг	коп/1квтг	коп/1квтг	%
	Середній тариф	19,130	100,00%	76,020	100,00%
	у тому числі:				
1.	Собівартість	2,375	12,42%	9,346	12,29%
	з неї:				
	матеріальні витрати	0,734	3,84%	1,045	1,37%
	витрати на паливо зі сторони				
	витрати на оплату праці	0,639	3,34%	2,127	2,80%
	відрахування на соціальні заходи (соцстрах, пенсійне страхування)	0,235	1,23%	0,743	0,98%
	витрати на ремонтне обслуговування	0,144	0,75%	0,330	0,43%
	обов'язкові платежі (до інноваційного фонду, плату за землю, % за банківський кредит, екологічні платежі)	0,010	0,05%	0,108	0,14%
	амортизація на повне відновлення	0,586	3,06%	4,913	6,46%
	інші витрати	0,027	0,14%	0,080	0,11%
2.	Прибуток всього	16,755	87,58%	66,674	87,71%

Але у машинному залі є свої недоліки: велике споживання електроенергії на власні потреби. Їх можливо зменшити впровадивши певні заходи. Одним з

таких заходів є заміна асинхронного двигуна, асинхронним двигуном меншої потужності, та освітлення у машинному залі, це приведе до зменшення втрат електроспоживання, економії коштів, та покращить освітлення будівлі, та виведе на раціональне використання електроенергії.

1.6.2 Обладнання машинного залу

Гідротурбіни.

У всіх реактивних турбінах потік який надходить на робоче колесо формується напрямним апаратом, який представляє собою кругову решітку профілів (складається із напрямляючих лопаток, закріплених в нижнім кільці і в кришці турбіни з допомогою осей, що забезпечує можливість його повороту.

Напрямний апарат створює необхідне направлення потоку перед робочим колесом, а також з його допомогою здійснюється регулювання пропускної турбіною витрати і потужності. Характерними параметрами напрямляючого апарата є:

- число напрямних лопаток;
- висота напрямного апарату;
- діаметр по осям повороту напрямляючих лопаток.

Тип напрямного апарату визначається направленням меридіанного потоку: радіальний, діагональний, осьовий.

Підвідна частина турбіни складається із турбінної камери, статора і напрямного апарату. Статор турбіни являє собою ряд колон з витягнутою обтікаючою формою поперечного перерізу. Основне призначення статора – сприймати навантаження які діють між верхнім і нижнім залізобетонними конусами турбінної камери, що виникають внаслідок ваги конструкції обладнання та тиском води. Після проходження лопатки напрямного апарату і отримавши закрутку, потік води поступає в робоче колесо. Основними

частинами робочого колеса являються лопатки і втулка, в якій кріпляться лопатки. Робоче колесо болтами з'єднано з нижнім фланцем вала. До вихідного кінця втулки кріпиться обтікач, призначений для зниження втрат на пульсацію.

Лопатка робочого колеса осьової турбіни складається із пера лопатки і фланця. Перо має відносно малу товщину і представляє собою криволінійну поверхню, на якій здійснюється силова взаємодія з протікаючим через робоче колесо потоком. Фланець призначений для кріплення лопатки до фланця цапфи, з допомогою якої лопатка кріпиться на втулці. Камера робочого колеса має потужне стальне облицювання. Відсмоктувальна труба являє собою дифузорний водовід, по якому вода від робочого колеса відводиться у нижній б'єф.

Механізм привода направляючого апарату здійснює поворот лопаток напрямного апарату. Цей механізм повинен забезпечити однакову установку всіх лопаток при будь-яких відкриттях і мати достатню потужність для того, щоб він зміг перебороти зусилля, які виникають внаслідок тиску води на напрямні лопатки і силами тертя на цапфах.

Турбіна має наступні вузли та системи:

- закладні частини (спіральна камера, статор турбіни, фундаментальне кільце, конус відсмоктувальної труби);
- робоче колесо;
- напрямний апарат;
- кришка турбіни;
- вал турбіни;
- проміжний вал;
- турбінний підшипник;
- ущільнення вала;
- допоміжне обладнання.

Гідрогенератори.

Конструкція гідрогенераторів ГЕС-1 включає в себе:

Гідрогенератори Г1 – Г9 вертикальні підвісного типу з двома напрямними підшипниками. Генератори Г1 – Г4 виготовлені фірмою «ДЖИИ» тип АТ-I-W-72. Генератори Г5 – Г9 виготовлені заводом «Електросила» тип СВ $\frac{1160}{180}$ – 72.

Зовнішні генератори обох типів подібні, їх геометричні розміри також близькі.

З'єднання вала генератора з валом турбіни здійснюється через проміжний вал.

На Г1 – Г9 встановлена статистична система збудження.

Статор гідрогенератора складається з корпусу, сердечника та обмотки.

Корпус статора виконаний із 6-ти частин (секторів) і має форму циліндра. В зовнішній обшивці статора є отвори для пропуску охолоджуваного повітря. Корпус кріпиться до фундаменту з допомогою фундаментної арматури. Незбуджений генератор, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП слід розглядати як такий, що перебуває під напругою (за винятком обертання від валоповоротного пристрою).

У разі випробування генератора встановлення і знімання спеціальних закороток на окремих ділянках його схеми або схеми блока після їхнього заземлення допускається при робочій частоті обертання генератора зі знятим збудженням та вимкненим пристроєм АГП.

У разі виконання робіт у схемі зупиненого блочного генератора заземлювати його виводи не вимагається, якщо підвищувальний трансформатор заземлено з боку вищої, а трансформатори власних потреб на відгалуженні – з боку нижчої напруги.

У колах статора незбудженого генератора, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз тощо.

Ці роботи повинні виконувати працівники спеціальних служб, лабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів за нарядом або під наглядом оперативних працівників.

Вимірювати напругу працівнику на валу та опір ізоляції ротора генератора, що перебуває в роботі, дозволяється працівнику зі складу оперативних працівників одноособово або двом працівникам з групами 4 і 3 зі складу працівників спеціалізованих підрозділів за розпорядженням.

Обточування та шліфування контактних кілець ротора, шліфування колектора збудника може виконувати за розпорядженням одноособово працівник зі складу неелектротехнічних працівників. Під час роботи слід користуватися захисними окулярами.

Обслуговувати щітковий апарат на генераторі, що перебуває в роботі, допускається одноособово працівнику зі складу оперативних працівників або призначеному для цього працівнику з групою 3. У цьому разі необхідно дотримуватися таких запобіжних заходів.

Сердечник статора зібраний із штампованих сегментів високоякісної електротехнічної сталі, які покриті з обох сторін ізолюючою емаллю.

По висоті сердечник статора розділений на пакети, між якими з допомогою дистанційних розпірок розміщені канали для проходження охолодженого повітря.

Обмотка статора виконана у вигляді двох паралельних віток і має 9 виводів: 3 головних і 6 нейтральних.

Ротор складається з остова, обода, полюсів і вала.

Остов ротора складається із втулки і 12 зварних спиць. Обод ротора зібраний із сталених листів-сегментів виштампованих із 6 мм сталі. Сегменти зібрані і стягнуті шпильками, що пропущені через отвори в сегментах.

Обод підтримується спицями, і зв'язаний з ними в радіальному напрямку з допомогою клинків. Спиці, яких налічується 12, зварені із листової прокатної сталі. На обод ротора накладені 72 полюса. Полюса кріпляться до ободу з допомогою Т-подібного хвостовика, який заклинюється в пази з допомогою двох пар зустрічних клинків.

Сердечники полюсів виготовлені із тонколистової сталі. Обмотка полюсів виготовлена із мідної полоси, яка намотана на ребро, з ізоляцією між вітками із

міканіту. Котушка ізолюється від сердечника міканітовими склеєними листами. На ободі ротора встановлені вентилятори.

Охолодження генератора проходить по замкненому циклу. Повітря засмоктується ротором і вентиляторами, які розміщені на ньому і прогоняється через статор. Гаряче повітря на виході статора проходить через охолоджувачі і попадає в простір навколо генератора, з якого він знову засмоктує в верхнім вентилятором і вниз через будівельні дірки нижнім вентилятором ротора.

Охолоджувачі – 10 штук для Г1 – Г3; 10 штук вертикальних і 2 горизонтальних для Г4 – Г9 . Вода в охолоджувачі поступає з технічного водопостачання через фільтри.

Головні трансформатори ГТ1-ГТ9

Кожна група однофазних блокових трансформаторів ГТ1-ГТ8 мають три масло охолоджувачі робочих і на всі блокові трансформатори 4 маслоохолоджувачі резервні.

Робочий тиск масла 0,9-1,5, робочий тиск води 0,2-0,8 кг/см².

На ГТ9 два масло охолоджувачі типу МО53-4, один робочий, другий резервний, який включається автоматично при збільшенні температури масла до 70 °С.

1.6.3 Опис головного обладнання станції

У таблицях 2.4-2.6 зображені технічні данні гідрогенераторів та електродвигунів Дніпровської ГЕС.

Обод підтримується спицями, і зв'язаний з ними в радіальному напрямку з допомогою клинків. Спиці, яких налічується 12, зварені із листової прокатної сталі. На обод ротора накладені 72 полюса. Полюса кріпляться до ободу з

допомогою Т-подібного хвостовика, який заклинюється в пази з допомогою двох пар зустрічних клинків таблиця 1.6, 1.7, 1.8.

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики гідрогенераторів Дніпровської ГЕС-1 (перша черга)

№ п/п	Назва	Розмірність	Г1-4	Г5-9	Г10
1	2	3	4	5	6
1	Тип	-	АТ1-72	СВ 1160/180	АТ-1-V- 14
2	Виконання	-	підвіс.	підвіс.	підвіс.
3	Потужність: S	кВА	90000	90000	3250
	P	кВт	72000	72000	2600
4	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$	-	0,8	0,8	0,8
5	U_{ct}	В	13800	13800	3150
6	I_{ct}	А	3765	3765	595
7	Струм збудження при норм навантаженні	А	1130	1200	123
8	Частота, f	Гц	50	50	50
9	ККД	%	97,6	97,8	95,5
10	Швидкість обертання Угонна	об./хв	83,3	83,3	428
	швидкість	об./хв	167	167	865
11	Махового моменту	т/м ²	33600	39000	25,3
12	Клас ізоляції статора	-	В	В	В
	ротора	-	В	В	В
13	Діаметр розточки статора	мм	10693	11000	-

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики гідрогенераторів Дніпровської ГЕС-1 (друга черга)

№ п/п	Назва	Розмірність	Г1-4	Г5-9	Г10
1	2	3	4	5	6
1	Діаметр зовнішній	мм	11273	11600	-
2	Висота активної сталі	мм	1700	1800	-
3	Число пазів статора	шт.	594	486	-
4	Число пазів на полюс і фазу	шт.	2 ³ / ₄	2 ¹ / ₄	-
5	Тип обмотки статора	-	двошарова петлева корзиночн.	двошарова хвильова стержнева	-
6	Число паралельних гілок	дві	дві	дві	дві
7	З'єднання фаз	-	зірка	зірка	зірка
8	Число полюсів ротора	шт	72	72	14
9	Гранично допустима температура статора	°С	95	95	100
10	Температура охолоджуючого повітря	°С	40	40	35

Таблиця 1.8 - Перелік електродвигунів встановлених у Дніпровській ГЕС-1

№ з/п	Електродвигун						
	З'єднання	Технічні дані					
		Тип	P_H , кВт	$U_{ном.}$ статора, В	$I_{ном.}$ статора, А	ω_H	$\cos\varphi$
1	Ліва лебідка	КТ 400/607	40	380/220	91/158	575	0,84
2	Права лебідка	КТ 400/607	40	380/220	91/158	575	0,84
3	лівий байпас	КТ 022/10,02	2,2	380/220	6,3/11	860	0,7
4	Правий байпас	КТ 022/10,02	2,2	380/220	6,3/11	860	0,7
5	Дренажний насос	SC	2НР	224/380	6,9/4	1430	0,8

Таблиця 1.9 - Перелік електродвигунів встановлених у Дніпровській ГЕС-1 машинного залу Г5-9

№ п/п	Електродвигуни					
	З'єднання	Технічні дані				
		Тип	P_H кВт	$U_{ном.}$ статора, В	ω_H	$\cos\varphi$
1	Ліва лебідка	КТ 400/607	40	380/220	575	0,84
2	Права лебідка	КТ 400/607	40	380/220	575	0,84
3	Лівий байпас	КТ 022/10,02	2,2	380/220	860	0,7
4	Правий байпас	КТ 022/10,03	2,2	380/220	860	0,7
5	Дренажний насос	-	37 55	220/380	1470	0,89

1.7 Аналіз електроспоживання Дніпровської гідроелектростанції

Основними споживачами електроенергії залу є гідрогенератори, електродвигуни, та освітлення приміщення. Живлення приходить від мережі частотою 50 Гц.

Основні споживачі машинного залу:

- Гідрогенератори (всього 10шт., АТ1-72 – 4шт., СВ $\frac{1160}{180}$ 72 – 5шт, АТ-1-V-14 -1шт.);
- Електродвигуни (всього 40шт., КТ 400/607 - 20шт, КТ 022/10,02 – 20шт.);
- Освітлення (освітлення у машинному залі – світильники люмінесцентними лампами типу ДРЛ-400 48 шт.);
- Зварювальне обладнання (10 од., в т.ч. Зварювальні випрямлячі типу ВС-600 – 4шт., ВДМ-1001 – 3 шт., обладнання дугового зварювання УДГУ -251 АС/ DC – 3шт.);
- технологічне обладнання (всього приблизно 50 шт.: станки компресори, двигуни).

План споживання електроенергії на власні потреби у 2015 році було зменшено на 9,4% відносно 2014 року. Фактична економія споживання електроенергії на власні потреби у 2015 році порівняно з планом склала 91,8%. Якщо порівнювати фактичні показники 2015 та 2014 років, то у 2015 році спостерігається збільшення споживання електроенергії на власні потреби.

У 2015 році собівартість електроенергії зменшилась на 13,3%, по відношенню до плану що пов'язано зі зменшенням витрат на сплату податку за користування водними ресурсами та амортизаційні відрахування. Собівартість 1кВт·год. зменшилась на 13,2 %.

Показники, які комплексно характеризують господарчу діяльність підприємства за 2016 рік наведені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Господарча діяльність Дніпровської ГЕС-1

Показники	Од.виміру	2016 рік			
		план	факт	відхилення	відхилення %
Товарна продукція у порівняних цінах	тис. грн.	629 571,2	639 243,8	9 672,6	1,5
Товарна продукція у діючих цінах	тис. грн.	1 203 663,0	1 232 502,1	28 839,1	2,4
Витрати на виробництво	тис. грн.	174 707	151 520	-23 187	-13,3
Середній тариф	коп. / 1кВт·год.	74,23	76,02	1,79	2,4
Робоча потужність	МВт	1 164,0	1 190,7	26,7	2,3

Заборгованість перед бюджетом у 2016 році збільшилась по відношенню до 2014 року на 8,0%.

Збільшився фонд оплати праці – на 9,3%.

Структура споживачів (рисунок 3.1), які споживають електроенергію представляється так: гідрогенератори - 59%, електродвигуни – 19%, освітлення – 19%, зварювальне та технологічне обладнання – 3%.

Ця електроенергія на промпідприємствах широко застосовується для приводів різних механізмів, для освітлення, для різних електротехнологічних установок.

Динаміка показників фінансово-економічної діяльності відносно 2014-2015 років наведена в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Динаміка показників фінансово-економічної діяльності відносно 2014-2015 років

№ п/п	Показники	2014 рік		2015 рік	
		коп/1квтг	%	коп/1квтг	%
	Середній тариф	19,130	100,00%	76,020	100,00%
	у тому числі:				
1.	Собівартість	2,375	12,42%	9,346	12,29%
	з неї:				
	матеріальні витрати	0,734	3,84%	1,045	1,37%
	витрати на паливо зі сторони				
	витрати на оплату праці	0,639	3,34%	2,127	2,80%
	відрахування на соціальні заходи (соцстрах, пенсійне страхування)	0,235	1,23%	0,743	0,98%
	витрати на ремонтне обслуговування	0,144	0,75%	0,330	0,43%
	обов'язкові платежі (до інноваційного фонду, плату за землю, % за банківський кредит, екологічні платежі)	0,010	0,05%	0,108	0,14%
	амортизація на повне відновлення	0,586	3,06%	4,913	6,46%
	інші витрати	0,027	0,14%	0,080	0,11%
2.	Прибуток всього	16,755	87,58%	66,674	87,71%

1.8 Аналіз системи власних потреб станції

До складу обладнання власних потреб входять:

а) СКТПН-250 / 0,4 кВ з трансформатором 4ТЗ типу ТМ-2500/10/0,4 кВ, роз'єднувачами 4Т-3-6, 4Т-3-0,4 і кабельним введенням на I секцію силового щита (СЩ-1).

б) кабельний ввід від СШ компресорної № 5 на 2 секцію силового щита

в) Щити і збірки 0,4 кВ з комутаційної апаратурою та кабельної розводкою.

г) комплектний випрямний пристрій типу УКП-1-380 для живлення електромагнітів включення вимикачів КРУ і розподільна мережа живлення електромагнітів.

д) пристрої опалення, освітлення і вентиляції.

е) введення зі ШПТ ЦПУ постійного оперативного струму і його розподільний ланцюг:

Схема живлення навантаження С.Н. п / п № 4 виконана у відповідності зі схемою.

Щит СН 0,4 кВ складається з двох секцій СІ- 1 і СІ-2 компановочно представляють собою два розподільні пункти ПР-2, укомплектованих збірними шинами і автоматами серії А-3000 на номінальний струм - 500А - вступні та 160а секційний.

Опалення ЗРУ-6 кВ повинно бути включено при зниженні температури повітря в ЗРУ-БКВ нижче + 5 ° С.

Вентиляція ЗРУ-БКВ включається при справному стані, в літній час один раз на добу в зміну 1 (на час огляду при необхідності).

Випрямний пристрій тип УКС-1380.

РУ-0,4 кВ призначені для організації живлення безпосередньо споживачів власних потреб ДМЕМ напругою 0,4 кВ.

До складу РУ-0,4 кВ входять: збірки та щити СН, агрегатні і ремонтні збірки, комутаційна апаратура і розподільна кабельна мережа 0,4 кВ.

Схеми щитами і збірками СН-0,4 кВ - одинарні системи шин одне, двох, трьох секційні з індивідуальними уведеннями та секційними зв'язками.

Структурні схеми, параметри та маркування обладнання, кабельних мереж - відповідно до первинних схемами щитами і збірками.

РУ-0,4 кВ ГЕС-1:

До складу РУ-0,4 кВ входять щити і збірки агрегатних власних потреб Г1 + 9; поживних пунктів № 1 + 6 загальностанційного СН і СН п / ст 330кВ, що живляться від них щитки і збірки О.С.Н. і ремонтні.

Схеми РУ-0,4 кВ агрегатних СН - одинарна секція з трьома вводами: робочий введення трансформатора «А» - нормально включений, резервний ввід трансформатора «Б» - нормально відключений, вводитШ-уoa1 АВР; резервний ввід «Р» від щитів 0,4 кВ та / і № 1,2-нормально відключений, на ручному управлінні.

Щити РУ-0,4 кВ АСН є збірно-комплектне РУ виготовлення фірми «Джії» з однорядним, двоярусним розташуванням осередків.

В осередках щитів АСН встановлено наступне обладнання:

Автомати типу АЕ-1-15; 25, змонтованих на візках викочування типу з втичні контактами, соленоїдним дистанційним і ручним приводом, запірним пристроєм. Оперативні кола - постійного струму.

Трансформатори струму «Джії» - 100 / 5А.

Трансформатори напруги Е-22; 420 / 120В, 250 ВА, призначені для контролю напруги і живлення схеми АВР.

Агрегатні збірки є силові ящики, укомплектовані рубильниками і запобіжниками.

Щити РУ -0,4кВ ОСН (п / п № 1,2, 5, 6) - компановочно виконані аналогічно щитам АСН.

Щит РУ -0,4кВ п / п № 3 - з одинарної системою шин, двосекційний з індивідуальними вводами і АВР на секційному вимикачі. Компановочний щит

0,4 кВ п / п № 3 являє собою набір панелей типу ПСН з комплектуючої апаратурою.

Щит обладнаний наступною апаратурою:

- автоматичні вимикачі з електродвигунним дистанційним і ручним приводом;
- введення на 1,2 секцію - АВМ-1С-1000А, секційний АВМ-1С-600А, споживачі - АВМ-4Н-250А,
- автомати А-3134-100А; А-3124-50А (з ручним важільним приводом),
- рубильниками типу: РОШ-5-1000А; РШ-36-600А, напруга 660В.

Таблиця 1.12 – Основні споживачі Дніпровської ГЕС

Обладнання	Тип	Загальна потужність кВт·год	Загальне споживання, тис. кВт·год/рік	Витрати на електроенергію, тис. грн.
Гідрогенератори	АТ-1-V-14 , АТ1-72	450	2628	4073,4
Електродвигуни	КТ 400/607	160	482,5	747,9
	КТ 022/10,02	120	361,9	560,9
Зварювальне та технологічне обладнання	ВС-600	80	29,4	45,6
	ВДМ-1001	288	105,9	164,2
Освітлення	Зовнішнє	286	548,3	849,9
	Внутрішнє	32	276,8	429,1
	Аварійне	4,6	20,1	31,2
Всього			4453,2	6902,4

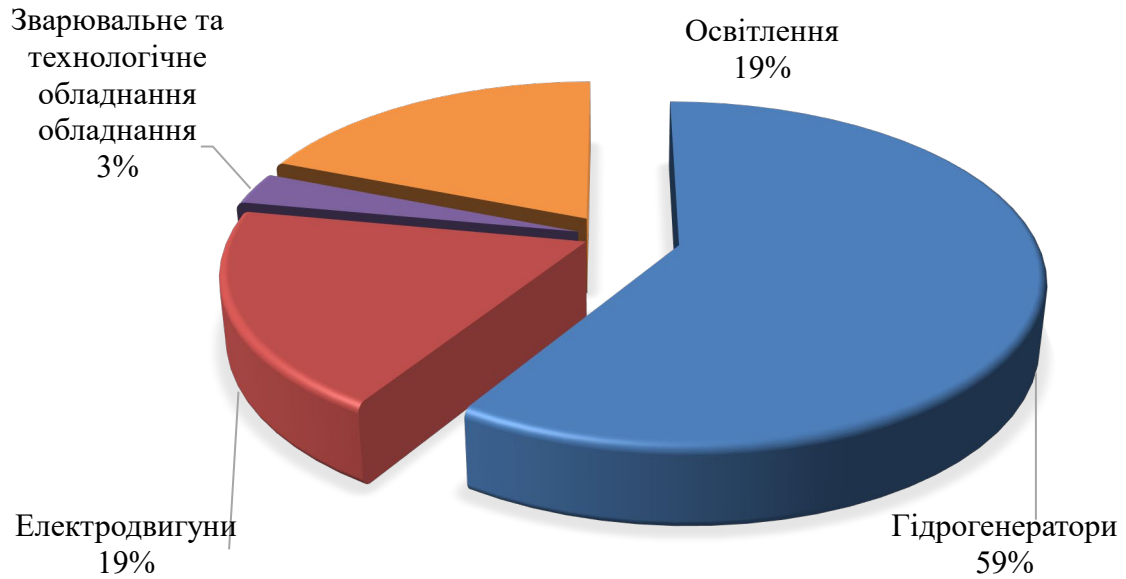


Рисунок 1.1 – Діаграма співвідношення електроспоживання обладнання машинного цеху Дніпровської ГЕС

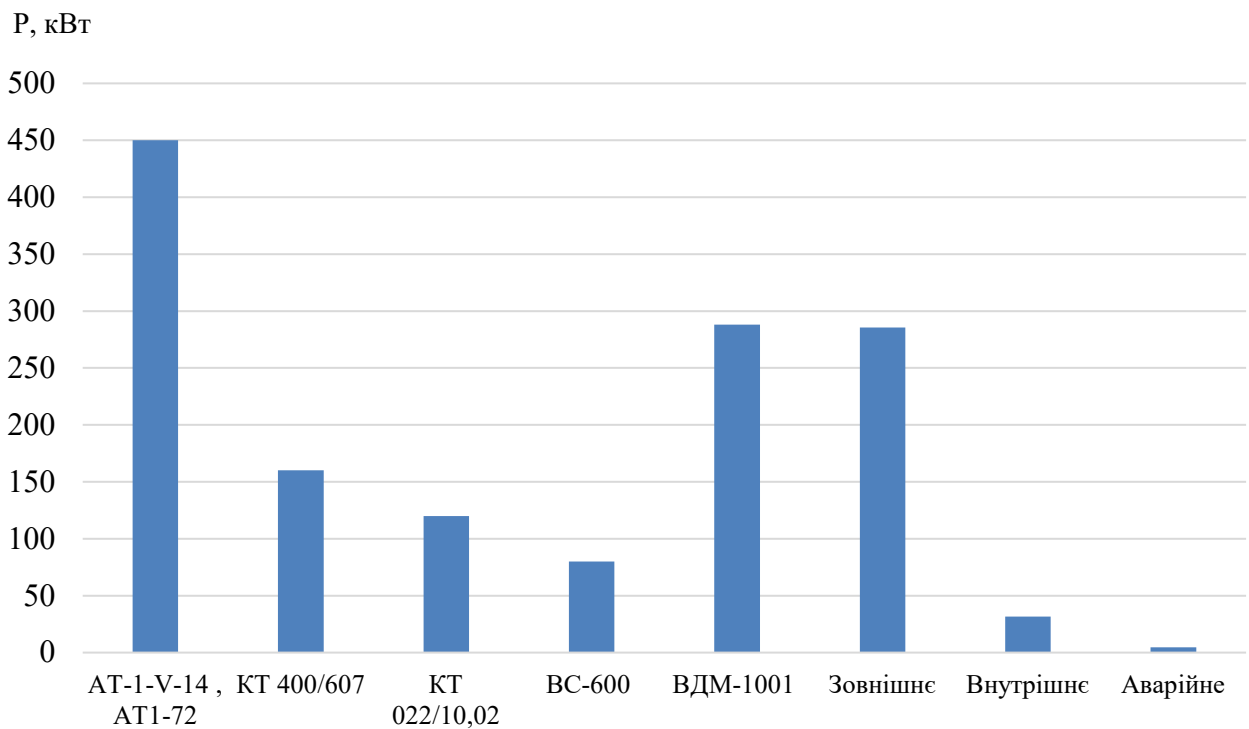


Рисунок 1.2 – Потужність основних споживачів власних потреб Дніпровської ГЕС

1.9 Можливості енергозбереження в системі власних потреб

1.9.1 Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності

Більшість споживачів електроенергії становлять електричні машини (двигуни, генератори, трансформатори), в яких протікає реактивний струм, що індукує реактивну е.р.с., яка обумовлює створення фазового зсуву між напругою і струмом. Підключене навантаження не тільки споживає активну енергію (віддає при роботі генератора) з мережі, а також реактивну енергію, що приводить до збільшення повної потужності в середньому на 20-25% по відношенню до активної. При незначному завантаженні електричної машини (холостий хід) зсув фаз між напругою і струмом, як правило, збільшується, а $\cos\phi$ зменшується в середньому 0,2-0,4. Якщо не використовувати компенсацію реактивної потужності, значно збільшиться споживаний струм при тій ж споживаній потужності.

Як правило, основним засобом компенсації реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств є конденсаторні установки. Це пояснюється їхніми значними перевагами у порівнянні з іншими засобами компенсації, а саме:

- малими, практично постійними в зоні номінальної температури довколишнього середовища, втратами активної енергії, що не перевищують 0,4% чи 0,004 кВт/кВАр КУ (для порівняння: в синхронних компенсаторах це значення досягає 10% номінальної потужності компенсатора, а в синхронних двигунах, що працюють в режимі перезбудження - 7%);

- відсутністю частин, що обертаються;
- порівняно незначними капітальними вкладеннями;
- можливістю підбору будь-якої необхідної потужності конденсаторів;
- встановлення їх у будь-яких точках мережі;

- відсутністю шуму під час їхньої роботи;
- простота монтажу и експлуатації.

За допомогою КУ можливі наступні види компенсації:

1. Індивідуальна (не є регульованою) - КУ розташовуються безпосередньо у електроприймачів і комутуються одночасно з ними. При індивідуальній компенсації від реактивного навантаження розвантажуються не тільки мережі вищої напруги, а й цехові розподільчі мережі. Вона є найкращою при компенсації окремих електроспоживачів, що працюють у тривалому режимі. Недоліки даного виду КРП - залежність часу підключення КУ від часу підключення електроприймачів і необхідність узгодження ємності КУ з індуктивністю електроприймача, реактивне навантаження якого компенсує КБ, для запобігання виникнення резонансних явищ або застосування спеціальних схем підключення (перемикання з "зірки" на "трикутник", яке передбачає паралельне підключення до обмоток двигуна трьох однофазних конденсаторів).

2. Групова (також не є регульованою). Застосовується при КРП кількох індуктивних навантажень, що приєднані. КУ встановлюються в цехах і приєднуються до розподільних пунктів чи шин 0,38 кВт. Від реактивної потужності розвантажуються трансформатори на підстанції та мережі 0,38 кВ, що живлять. Недоліки - окрема комутація КУ і неповне розвантаження розподільних мереж підприємства від реактивної потужності (не розвантаженими залишаються розподільчі мережі до окремих споживачів).

3. Централізована (як правило, є регульованою). Застосовується в системах з великою кількістю споживачів, що мають великий розкид коефіцієнту потужності протягом доби, тобто для змінного навантаження. Централізована компенсація може здійснюватись на боці вищої напруги, коли КУ приєднується до шин 6-10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) або на боці нижчої напруги. Перший варіант забезпечує гарне використання конденсаторів: їх треба менше та вартість одного квар нижче, ніж при інших варіантах. Проте при компенсації за цією схемою від реактивної потужності розвантажуються тільки розташовані вище ланки розподільної

мережі. Розподільні мережі 6 – 10 та 0,38 кВ при цьому не розвантажуються, отже втрати енергії в них не зменшуються, і потужності трансформаторів 6 – 10/0,38 кВ не можуть бути зменшені.

При централізованій компенсації на боці нижчої напруги, коли КУ приєднується до шин 0,38 кВ трансформаторної підстанції 6 – 10/0,38, від реактивної потужності розвантажуються не тільки мережі 6 – 10 кВ, що живлять, а й трансформатори на підстанції. Не розвантаженими лишаються лише внутрішньоцехові розподільні мережі напругою 0,38 кВ. Регулювання потужності КУ може здійснюватись в функції реактивного струму навантаження, але для цього КУ повинна бути обладнана спеціальним автоматичним регулятором, а її повна компенсаційна потужність розділена на ступені, що окремо комутуються. Такі комплектні КУ називаються автоматизованими. Даний тип КУ виконує КРП відповідно до фактичного споживання реактивної потужності.

Існує два способи підвищення $\cos\varphi$ без застосування та з застосуванням компенсаторів реактивної потужності.[3].

При компенсації реактивної потужності споживаний струм з мережі зменшується в залежності від $\cos\varphi$ на 30-50%. Установки засобів компенсації реактивної потужності забезпечує підтримання близького до 1 значення $\cos\varphi$, чим спонукають зниження практично до 0 оплати за реактивну енергію, значне збільшення пропускної здатності трансформаторів, кабелів (нарощення споживаної потужності підприємства без реконструкції енергосистеми) за рахунок відсутності втрат активної потужності, які виникають при протіканні реактивного струму, а також ефективне розвантаження електромереж приводить до економії від 5-15% споживаної активної електроенергії.

Найбільш вигідний коефіцієнт потужності електроустановок визначається за умов досягнення найбільшої річної економії електроенергії в зв'язку із зниженням втрат електроенергії від реактивних навантажень електричної лінії або використання збільшеної пропускної спроможності електромережі (ліній і трансформаторів) у зв'язку з компенсацією реактивного навантаження.

До заходів, які не потребують застосування компенсуючих пристроїв, належать:

- упорядкування технологічного процесу, що створює кращий енергетичний режим роботи обладнання;
- перемикання обмоток статора асинхронних електродвигунів напругою до 1000В із трикутника на зірку, якщо їх завантаження менше 40%;
- ліквідація режиму роботи асинхронних двигунів без навантаження шляхом встановлення обмежувачів неробочого ходу, коли міжопераційний період більший за 10с;
- заміна або відключення трансформаторів, які завантажені у середньому менше ніж на 30% номінальної потужності;
- заміна незавантажених електродвигунів електродвигунами меншої потужності за умови, що при цьому зменшуються загальні витрати активної енергії в енергосистемі і електродвигунах;
- заміна асинхронних електродвигунів синхронними тієї ж потужності або застосування синхронних електродвигунів для нового електрообладнання, якщо це доцільно з техніко-економічних міркувань;
- поліпшення якості ремонту електродвигунів, при якому зберігаються їх номінальні дані.

Якщо ці заходи не підвищують $\cos \varphi$ до 0,9-0,95, то застосовуються штучні компенсуючі пристрої. Найчастіше використовують статичні конденсатори, які встановлюють у розподільних щитах або на підстанціях.

Енергетичний баланс представляє собою систему взаємопов'язаних показників одержання і використання усіх видів ПЕР. Він дозволяє встановити необхідні обсяги і співвідношення виробництва і споживання різних видів ПЕР.

Баланс електроспоживання - частина паливно-енергетичного балансу, що складається на підприємстві. Він потрібен для аналізу ефективності використання електроенергії, розробки прогресивних норм витрат електроенергії по окремим агрегатам, цехам та підприємству в цілому, для визначення змін структури

електроспоживання, а також для аналізу ефективності заходів з економії електроенергії.

Електробаланс складається з прихідної та витратної частин, що визначаються по показникам лічильників.

В прихідну частину включають всю електроенергію, отриману струмоприймачами підприємства від енергосистеми, з мережі інших споживачів та від власних джерел підприємства .

Витратна частина балансу електроспоживання за звичай враховує окремо:

- прямі витрати електроенергії на основний технологічний процес,
- втрати електроенергії в елементах мережі електропостачання,
- відпуск електроенергії стороннім споживачам.

1.9.2 Обґрунтування доцільності модернізації системи освітлення

Енергозбереження в системах освітлення. - проект схеми освітлення, спільне використання природного та штучного освітлення, забезпечення гнучкості керування освітлювальними мережами;

Основний потенціал енергозбереження в освітлювальних установках лежить у підвищенні ефективності перетворення електричної енергії в світлову. Основні фактори, що впливають на споживання енергії освітлювальної установки, при заданих нормах освітлення включають наступні:

- світлова віддача лампи (світловий вихід на один ватт електроенергії, що споживається лампою даного типу);
- зовнішній вигляд та облицювання (збільшення коефіцієнтів відбиття поверхонь приміщень);
- правильне використання вимикачів та регуляторів;
- ефективність світильника (коефіцієнт корисної дії освітлювальної апаратури);

- вибір схеми розміщення світильників;
- використання стартерних пускорегулювальних пристроїв при освітленні люмінесцентними лампами;
- автоматичне регулювання освітлення, централізація керування базовими освітлювальними установками;
- зниження коефіцієнту запасу при виборі освітлювальних установок;
- чистота вікон для повного використання природного освітлення;
- запиленість повітря приміщень.

Впровадження нових прогресивних джерел світла, використання світильників з високим ККД, використання конструкцій відбиваючої арматури і раціональних схем освітлення дозволяють в багатьох випадках різко підвищити ефективність електроосвітлювальних установок, збільшити освітленість робочих місць, досягнути реальної економії електроенергії.

На сьогодні електронні баласты виробляються в масово в країнах де інтенсивно впроваджуються енергозберігаючі технології та здобувають практики масового використання Високоєфективні рефлектори. Використовують поверхню покриту сріблом, що має виключно високе дзеркальне відображення та забезпечує максимальне відбиття світлового потоку лампи. Високоєфективні рефлектори забезпечують збільшення коефіцієнта використання освітлювальної установки, в результаті чого більша частина світлового потоку, досягає поверхні. Практично це дає змогу зменшити вдвоє кількість ламп.

Основні функції світильників заключаються у тому, щоб підтримувати і захищати лампи, забезпечувати електричні підключення до джерела живлення, а також регулювання та направлення світла, що випускається лампою.

Регулятори освітлення. Мета подібних регуляторів забезпечити ефективне освітлення в потрібному місті і протягом необхідного часу. Ручними регуляторами забезпечується керування освітленням для окремих рядів систем

освітлення, керування індивідуальними світильниками. Автоматичні регулятори бувають: фотоелектричні, безконтактні, регулятори з таймером.

Вплив дизайну та облицювання. Поверхні покращені в світлий тон відбиває світла більше і є більш ефективними, проте їх необхідно регулярно красити, мити, або заново оклеювати з тим щоб забезпечувати економічне використання освітлення. Збільшення коефіцієнтів відбиття поверхонь приміщень на 20% дозволяє економити 5-15% електроенергії, внаслідок збільшення рівня освітленості.

Безконтактні регулятори. Це локальні регулятори, які реагують на присутність (ефект близькості) людей в приміщені. Визначення присутності може базуватися на використанні інфрачервоних чи високочастотних датчиків, які включають освітлення при визначені присутності людини в приміщені та знову відключають освітлення коли людина залишає приміщення.

Фотоелектричні регулятори. Фотоелектричні регулятори можуть забезпечити відключення освітлення тоді, коли природного (денного) освітлення достатньо для створення необхідного світлового потоку. Наприклад, фотоелектричний датчик може реагувати на зовнішню освітленість і може бути налаштований так, що спрацьовувати при зовнішній освітленості, що забезпечує необхідну освітленість на робочому місці. Включення електронного економного світлотехнічного пристрою в робочий режим відбувається фотодіодом в момент настання темноти, а безпосереднє включення виключення освітлення створює детектор руху в момент попадання об'єкту в поле його дії. Автоматичне управління рядами світильників. При освітлені великих приміщень де використовуються кілька рядів світильників, розміщених паралельно стіни можна відмикати окремі ряди в залежності від зміни природного освітлення, часу доби, роботи в окремих частинах приміщення.

Регулятори з таймером. Часові регулятори використовуються в приміщення із чітким графіком роботи. Наприклад при фіксованій зміні освітлення може вимикатись при деякому запізненні після закінчення зміни.

Проте в цьому випадку необхідно передбачити аварійне та охоронне освітлення.

Світлодіодні лампи або світлодіодні світильники в якості джерела світла використовують світлодіоди, застосовуються для побутового, промислового і вуличного освітлення. Світлодіодна лампа є одним з найбільш екологічно чистих джерел світла. Принцип світіння світлодіодів дозволяє застосовувати у виробництві та роботі самої лампи безпечні компоненти. Світлодіодні лампи не використовують речовин, що містять ртуть, тому вони не становлять небезпеки в разі виходу з ладу чи руйнування. Розрізняють закінчені пристрої - світильники та елементи для світильників -змінні лампи.

Перевага світлодіодного світильника в порівнянні з лампами розжарювання:

- низьке енергоспоживання;
- заявлений довгий термін служби від 30'000 до 50'000 і більше годин;
- простота установки;
- більш низька температура корпусу в порівнянні з лампою розжарювання;
- має порівнянну яскравість;
- висока механічна міцність, найчастіше -невеликі габарити.

Основні недоліки:

- висока ціна;
- багато світлодіодні лампи світять тільки в одному напрямку (що може бути і перевагою).

Падіння яскравості також регламентується нормативними актами.

Для робочих приміщень ВРП застосовані світильники з лампами розжарювання. За період експлуатації було виявлено їх головні недоліки- це низька світловіддача та маленький термін служби ламп (1000),тому було обрано світлодіодні лампи з більш високими технічними характеристиками.

Порівняльні характеристики ламп наведені в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 - Порівняльні характеристики ламп

Характеристика	Лампа розжарювання	Світлодіодна лампа
Яскравість	Середня	Висока
Тривалість роботи, год.	1000	30000
Інфрачервоне випромінювання	Дуже високе	Відсутнє
Ультрафіолетове випромінювання	Середнє	Відсутнє
Світлова віддача, Лм/Вт	7-17	50-80
Вартість	Низька	Висока
Споживання енергії, Вт/год.	≥ 25	7-21

Для аналізу системи освітлення підприємства необхідна наступна інформація:

Оскільки, на забезпечення освітлення ділянок підприємства витрачається близько 19% від витрат останнього на електроенергію, то зниження енергоспоживання в даному напрямку є актуальним.

1.9.3 Технічні рішення по реконструкції ТП

Для прийому і розподілу електроенергії на території ВРП передбачається встановити комплектну блокову трансформаторну підстанцію (далі - КТПБР) Рівненського заводу високовольтної апаратури з вищою напругою 35кВ з відкритим розподільчим пристроєм 35кВ (далі - ОРУ35кВ) за схемою 35-2, з вимикачами ВР-35НС. Номінальна напруга обмоток низької напруги (НН) силового трансформатора - 6кВ.

Спорудження підстанції передбачається в дві черги. У першій черзі передбачається установка одного силового трансформатора 35/6кВ потужністю

10000кВА. У другій черзі - встановлення другого силового трансформатора 35/6кВ потужністю 10000кВА.

На низькій стороні застосовується розподільчий пристрій 6кВ типу КРПЗ-6. Конструкція КТПБР розрахована для роботи в умовах кліматичного району У, категорії розміщення І. КТПБР виготовляється за технічними умовами ТУ У 00113997.014-98.

Схема електричних з'єднань головних ланцюгів КТПБР 35/6кВ виконана на підставі «Схем принципів електричних розподільних пристроїв 110, 35, 10 (6) кВ», наведених в ТУ У 00113997.014-98 і ГКД 341.004.001-94 "Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750кВ».

Технічна характеристика КТПБР наведена в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 - Технічна характеристика КТПБР

Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення
Номінальна потужність силового трансформатора не більше	кВА	2x10000
Номінальна напруга,	кВ	35
Найбільша робоча напруга	кВ	40,5
Номінальний струм:	А	
- головних кіл		630
- збірних шин		1000
Ударний струм короткого замикання	кА	52
Струм термічної стійкості (трьохсекундний)	кА	20
Номінальна напруга допоміжних кіл	В	380/220
- змінного струму		220
- постійного (випрямленого) струму		

Схема електричних з'єднань головних ланцюгів - два блоки ліній - трансформатор з вимикачами і неавтоматическою перемичкою з боку ліній.

Схема електричних з'єднань КТПБР наведена в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 - Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів

Найменування електрообладнання, характеристика	Тип
Трансформатор 35/6кВ, 10МВА	ТДНС-10000/35-У1
Вимикач 35кВ з електромагнітним приводом	ВР-35НС-35-20/1600УХЛ1
Роз'єднувачі, заземлювачі 35кВ - з приводом ПРГ УХЛ1 - з приводом ПРГ УХЛ1	РДЗ.1-35(Б)/1000У1 РДЗ.2-35(Б)/1000У1
Трансформатори струму 35кВ	ТФЗМ-35Б-ПУ1

Відкритий розподільний пристрій 35кВ виконано з уніфікованих транспортабельних блоків заводського виготовлення, що складаються з металевих опорних конструкцій, на яких змонтовані апарати високої напруги, елементи ошиновки, а також елементи допоміжних ланцюгів. Металоконструкції блоків забезпечують зручність монтажу та обслуговування апаратів, і дозволяє виконувати транспортування блоків пакетами.

Блоки 35кВ встановлюються на заглиблених фундаментах (залізобетонних стійках). Конструкція блоків прийому ВЛ-35 кВ забезпечує беспортальний прийом і кріплення спусків ПЛ безпосередньо до опорно-стрижневим ізоляторам без застосування гірлянд і натяжних пристроїв.

Для ОРУ-35кВ застосовується жорстка ошиновка з труб алюмінієвого сплаву діаметром 60х3мм. Конструкція вузлів кріплення жорстких шин забезпечує компенсацію температурних змін їх довжини, можливих неточностей в установці блоків, а також зсувів блоків, що виникають внаслідок деформації ґрунту в процесі експлуатації. Для усунення вібрацій жорсткої

ошиновки, що виникають від впливу вітру, застосовані спеціальні виброгасящие пристрої, змонтовані в трубчастих шинах.

У складі КТПБР на стороні 6кВ передбачається розподільний пристрій зовнішньої установки (КРПЗ-6), що представляє собою металеве приміщення, в яке вмонтовані шафи 6кВ серії КУ-10Ц. КРПЗ складається з транспортабельних блоків з шафами КРУ і торцевих блоків, міжблокових сполук головних і допоміжних ланцюгів, елементів повітряних вводів і висновків. Розміщення шаф у приміщенні однорядне з можливістю двостороннього обслуговування. Кріплення шаф до підлоги виконується зварюванням. З'єднання осередків КРУ 6кВ з силовими трансформаторами виконується гнучким сталевалюмінієвий проводом.

Для живлення споживачів власних потреб передбачаються трансформатори потужністю 40кВА напругою 6 / 0, 38кВ, які встановлюються в шафах трансформаторів власних потреб (ШСТ). У середині шаф передбачені втичні роз'єми і запобіжники. Опорні ізолятори для підведення гнучкою ошиновки від силових трансформаторів до ЗРУ-6кВ встановлюються на даху КРПЗ. Шафа низьковольтної апаратури (ШНВА) винесений із загального ряду КРУ і встановлюється як стоїть окремо.

У складі КТПБР застосовується загальнопідстанційний пункт управління (ОПУ) заводського виготовлення, який являє собою будинок, що складається з каркаса і полегшених профільних оцинкованих металевих панелей з утеплювачем. У ОПУ є приміщення для розміщення панелей релейного захисту та управління, сигналізації, власних потреб, апаратури зв'язку та пристроїв телемеханіки, виїзного та ремонтного персоналу. Постійного обслуговуючого персоналу на підстанції немає. Панелі, нагрівальні печі і світильники встановлюються і кріпляться на спеціально передбачених металоконструкціях та кронштейнах.

Контрольні та силові кабелі в ОПУ заводяться через отвори в його нижній частині, а потім, за секціями і внутрішнім кабельним лотків направляються до панелей. ОПУ має два виходи і обладнане електричним освітленням. У приміщенні автоматично в холодну пору року підтримується температура не нижче

50С шляхом включення і відключення нагрівальних електричних печей. Прокладання контрольних неброньованих кабелів по території підстанції здійснюється в наземних залізобетонних лотках. Підведення кабелів до ящиків з затискачами виконується в металевих трубах.

Від прямих ударів блискавки захист КТПБР здійснюється кінцевий опорою ПЛ-35кВ та окремо розташованих стрижневим блискавковідводом висотою 24,3 м, встановленим на стійці СЦП 195-310. Заземлення металоконструкцій блоків, корпусів трансформаторів, КРПЗ 6кВ, ОПУ та інших металевих частин, які можуть опинитися під напругою, виконується смуговий сталлю перетином 40x4 мм і приєднується за допомогою зварювання до контуру заземлення підстанції.

Металеві кабельні конструкції, що складаються з лотків, з'єднаних між собою болтами за допомогою вкладишів, утворюють замкнутий ланцюг заземлення. На початку і в кінці прямої ділянки траси до лотків приєднується провідник від контуру заземлення підстанції. Заземлюючі ножі роз'єднувачів приєднуються до металоконструкції блоку. Заземлюючі ножі лінійних роз'єднувачів з боку лінії 35кВ не блокуються, а їх приводи обладнуються пристосуваннями для замикання навісними замками. Фундаменти під елементи КТПБР (блоки ОРУ35кВ, КРПЗ-6, ОПУ, кабельні лотки, огорожу) передбачаються незаглиблений типу і складаються із залізобетонних елементів (лежнів, брусків, плит), що укладаються на подушку з піщано-гравійної суміші або дрібного щебеню товщиною 100 мм.

Фундаменти під силові трансформатори 35кВ складаються із залізобетонних плит НВВ-1, покладених на щебеневу подушку, виконує також роль мастилогасильного шару. На плити НВВ-1 укладаються рейки Р50, які приварюються до закладних деталей плити. Огорожа мастилоприймача виконується збірними залізобетонними плитами УБК-5.

2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ В СИСТЕМІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ДНІПРОВСЬКОЇ ГЕС

2.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Трансформатор - статичний електромагнітний пристрій, який слугує для перетворення змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги. На підприємстві усі трансформатори понижуючі, для власних потреб.

Забезпечені:

- амперметр в одній фазі, ватметр (Т 3200, 2500, 630);
- амперметр в одній фазі (Т 560);
- амперметр в кожній фазі (Т 180 квар - освітлення, Т 560 кВА№4-зварювання);
- термометр-сигналізатор (Т 3200,2500); - Термометри (Т 560,180);
- скло для показу рівня масла (у всіх) має три риски, що відповідають рівню масла при $t = -35, + 15, + 35$ °С.

2.2 Режими роботи трансформаторів

Номинальний режим - при якому трансформатор може працювати як завгодно довго. на щитку і в паспорті) і номінальними умовами охолодження середовища. Найбільша допустима температура верхніх шарів масла - не більше 95 °С.

Допустимі режими - допускаються аварійні та систематичні перевантаження (при виході з ладу одного з робочих трансформаторів, відсутності резерву), перевищення первинної напруги не більше 5%.

Систематичні перевантаження визначаються:

- по діаграмі навантажувальної здатності (за допомогою K_n -коефіцієнта навантаження);
- по температурі перегріву верхніх шарів масла;
- перевантаження взимку за рахунок недовантаження влітку (допускається 1% на кожен відсоток перевантаження влітку, але не більше 15%);

Сумарне перевантаження не повинне перевищувати 30%.

Обумовлений номінальними: потужністю, напругою, струмом, частотою.

Паралельна робота трансформаторів при невиконанні умов допускається, якщо жоден з трансформатора не буде перевантажений.

Розподільчий пристрій складається з двох систем збірних шин:

- одна складається з двох секцій;
- друга - суцільна, резервна.

2.3 Зниження втрат в трансформаторах та зменшення вартості експлуатації

До 60-х років при проектуванні трансформаторів прагнули задовольнити вимоги специфікації при мінімальній вартості трансформатора. Для великих трансформаторів головним було обмеження маси і габаритних розмірів до значень, що визначаються транспортними обмеженнями. При цьому прагнули збільшити щільність магнітного потоку в осерді, вимагаючи від виробників електротехнічної сталі виготовлення сталі, що дозволяє роботу трансформатора при високій індукції з мінімальним збільшенням втрат і рівня шуму.

В кінці 60-х років споживачі електричної енергії усвідомили важливість повної вартості трансформатора і почали включати капіталізовану вартість втрат в тендерну оцінку пропозицій виготовлювачів трансформаторів. Однак

вартість втрат була відносно низькою, і тому не було й категоричної вимоги виготовляти обладнання, що має дуже низькі втрати.

Протягом 70-х років вартість нафти збільшилася приблизно на порядок, що призвело до збільшення вартості інших видів палива та енергії. Відповідно збільшилася і капіталізована вартість втрат.

Відтоді вартість енергії, а також капіталізована вартість втрат продовжували зростати. Немає підстав вважати, що може істотно зменшитися їх вартість в майбутньому. Тому об'єктивно потрібно при проектуванні досягти найменших втрат.

2.3.1 Розрахунок втрат в трансформаторі

При роботі трансформатора мають місце втрати, які складаються з втрат холостого ходу, що виникають внаслідок перемагнічування активної сталі сердечника, і навантажувальних втрат, що являють собою суму втрат в міді обмоток і додаткових втрат в стінках бака та інших металевих частинах, що викликаються потоком розсіювання.

Підвищення вартості енергії стимулювало зниження як втрат холостого ходу, так і навантажувальних втрат, останніх особливо в генераторних та інших трансформаторах, що мають високий коефіцієнт навантаження. За останні 30 років втрати в трансформаторах знижені в середньому на 50%.

2.3.2 Розрахунок втрат холостого ходу

У 50-х роках застосовувана раніше гарячекатана сталь була замінена холоднокатаною сталлю, що має орієнтовану структуру зерен (доменів).

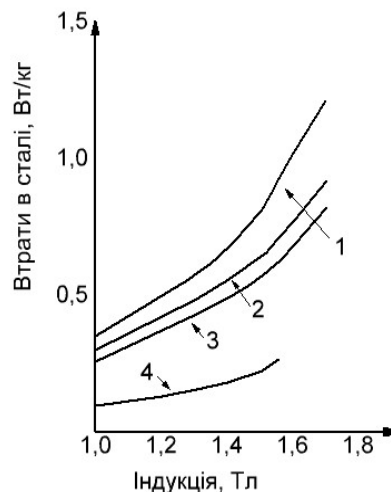
Холоднокатана сталь має високу магнітну проникність і низькі втрати при магнітному потоці в поздовжньому напрямку, в напрямку прокату. Протягом останніх 30 років відбулося значне поліпшення характеристик холоднокатаної сталі, яке було стимульовано зростанням капіталізованої вартості втрат.

При зростанні капіталізованої вартості навантажувальних втрат доцільно підвищувати індукцію, щоб зменшити число витків обмотки і тим самим навантажувальні втрати. Тому треба було створити сталь, здатну працювати в трансформаторах при відносно високих значеннях індукції та при низьких питомих втратах. Втрати в сталі відображені на рисунку 2.1.

З моменту появи на ринку трансформаторної сталі з орієнтованою структурою зерен її якість постійно поліпшувалась і досягла вражаючих результатів.

Поліпшення характеристик сталі відбувалося за рахунок:

- поліпшення орієнтації доменів;
- зменшення товщини листів;
- очищення доменів за допомогою обробки лазером поверхні листів.



1 – звичайна сталь (товщина листа 0,3 мм);

2 – сталь марки Ні-В (товщина листа 0,23 мм);

3 - сталь марки Ні-В оброблена лазером (товщина листа 0,23 мм);

4 – амфорна сталь (товщина листа 0,13 мм).

Рисунок 2.1 - Втрати в сталі при напрузі 50 Гц

В даний час є сталь товщиною 0,27 і 0,23 мм для промислового застосування.

Невелика кількість сталі товщиною 0,18 і 0,15 мм було виготовлено для дослідного застосування.

Поліпшення орієнтації і очищення доменів не впливають на технологію виготовлення трансформаторів, тоді як зменшення товщини листів сталі призводить до збільшення кількості аркушів магнітопроводу і до підвищення механічної чутливості матеріалу. Очевидно, що зменшення втрат у сталі пов'язано зі збільшенням трудомісткості збірки і підвищення вартості матеріалу.

Що стосується рівня шуму, то його зменшення, викликане застосуванням поліпшених матеріалів, незначно в порівнянні із зменшенням втрат. Застосування марки Ні-В з товщиною листа 0,27 мм, обробленої лазером, зменшило втрати на 30%, тоді як результати вимірювання рівня шуму змінювалися від зменшення на 3 дБ до збільшення на 5дБ.

Сьогодні на ринку є сталь з питомими втратами 1,05 Вт / кг при товщині 0,3 мм, 1,00 Вт / кг при товщині 0,27 мм і індукції 1,7 Тл.

Близько 50% втрат у сталі становлять втрати на вихрові струми, і 50% - на гістерезис. Тому виробники стали прагнуть зменшити товщину листів. Можна очікувати, що сталь з товщиною 0,15 мм може мати питомі втрати порядку 0,7 Вт / кг при тій же індукції.

Виробники сталі пропонують широкий вибір сталі з різними характеристиками, і виробник трансформаторів може вибрати сталь в залежності від конструкції трансформатора і необхідних його характеристик.

На рис. 2.1 наведені порівняльні характеристики деяких марок сталі.

Аморфна сталь

Мається певне суперництво між двома шляхами розвитку:

- а) застосування звичайної вуглецевої сталі з поліпшеною орієнтацією і контрольованим розміром зерен та зменшеною товщиною листів;
- б) використанням стрічки з аморфної сталі.

Застосування аморфної сталі вимагає нових ідей при проектуванні і в технології, щоб повністю використовувати її переваги.

Аморфний матеріал отримують методом швидкого охолодження у формі дуже тонкої стрічки товщиною не більше 0,02-0,03 мм. Незважаючи на значно знижені втрати, несхоже, що аморфна сталь замінить звичайну вуглецеву сталь в трансформаторах. Головними недоліками аморфної сталі є низьке значення насичуючої індукції, мале значення коефіцієнта використання і порівняно велика магнітострикція. Крім того крихкість, необхідність відпалу в магнітному полі, механічна чутливість і висока вартість також будуть перешкоджати його широкому застосуванню, принаймні в шихтованих магнітопроводах. Тим не менш, існує можливість застосування аморфної сталі в однофазних розподільних трансформаторах з намотаними магнітопроводами. Це може виявитися доцільним при великих значеннях капіталізації втрат.

Успішні роботи зі склеювання компаундом декількох шарів сталеві стрічки до товщини 0,15 мм можуть відкрити можливість для використання аморфної сталі і в шихтованих магнітопроводах. Оскільки втрати в цій сталі майже не залежать від напрямку намагнічування, з'єднання (стики) можна виконувати дуже простими без збільшення втрат. На загальну думку, в найближчому майбутньому застосування аморфної сталі буде обмежено розподільними трансформаторами за умови, що її ціна буде нижче 2,5 доларів за кг, а вартість втрат вище 2,5 тис. доларів за кВт.

2.1 Розрахунок навантажувальних втрат

На відміну від втрат холостого ходу, зниження навантажувальних втрат не супроводжувалося істотним поліпшенням матеріалів. Навантажувальні втрати складаються з основних втрат PR в проводі обмотки, додаткових втрат в

проводі через вихрових струмів і поверхневого ефекту, і додаткових втрат в стінках бака та металевих частинах конструкції.

Головним методом зниження навантажувальних втрат було зменшення щільності струму в проводі шляхом збільшення його перетину. Однак це мало два негативних слідства. Перше - збільшення простору, займаного обмотками, що збільшувало розміри сердечника, а, отже його масу і втрати холостого ходу. По-друге, збільшення перетину дроту призводило до збільшення додаткових втрат в проводі, втрат, викликаних вихровими струмами і поверхневим ефектом. Застосування компактного дроту, що складається з великої кількості ізольованих і транспонованих провідників із загальною ізоляцією, частково зняло перший недолік і у великій мірі другий.

В даний час у великих трансформаторах застосовується транспонований провід, в якому число елементарних провідників може досягати 80. Провід може мати ізоляцію з епоксидною смолою, яка після полімеризації в процесі сушіння додає велику жорсткість проводу, що підвищує міцність обмоток при впливі струмів короткого замикання.

2.3.3 Зниження додаткових втрат

Додаткові втрати у зовнішніх по відношенню до обмоток металевих частин викликані потоком розсіювання, створюваним обмотками, який залежить від ампер-витків і конфігурації обмоток і не залежить від щільності струму.

Раніше контроль поля розсіювання здійснювався насамперед для того, щоб уникнути неприпустимого нагрівання в окремих точках стінок бака та інших металевих частинах, особливо в трансформаторах великої потужності які мають велике значення опору короткого замикання. Сьогодні такий контроль поля розсіювання проводиться також для зниження додаткових втрат. Заходи

для зниження додаткових втрат полягають у застосуванні провідних екранів для відхилення магнітного потоку від поверхні, що захищається, або електромагнітних шунтів, які збирають і направляють частину магнітного потоку в бажаному напрямку. Немагнітні електричні провідні екрани перешкоджають проникненню потоку розсіювання в магнітний матеріал, в якому можуть індукувати високі втрати.

Перевагою таких екранів є їх простота і можливість додання їм необхідної форми для захисту поверхонь складної конфігурації. Їх недолік полягає в тому, що в самому екрані виникають втрати, які повинні бути оцінені, а самі екрани повинні мати охолодження. При цьому повинен бути контроль відхиленого екраном потоку розсіювання, який може індукувати втрати в інших деталях, виготовлених з магнітного матеріалу.

Однак усяке екранування повинно супроводжуватися контролем нуля розсіювання, тому при неправильній установці екранів додаткові втрати можуть не тільки не зменшитися, але й зрости.

В даний час додаткові втрати можуть становити від 10 до 40% навантажувальних. Можна вважати, що досягнута протягом останніх десятиліть зниження навантажувальних втрат, як і втрат холостого ходу, було у великій мірі стимульовано високою питомою капіталізованою вартістю втрат.

Наразі застосовуються складні розрахункові методи для визначення магнітного потоку розсіювання. Такі розрахунки, наприклад, за допомогою методу кінцевих елементів, можуть виконуватися для двомірного нуля, а в більш складних випадках - для тривимірного нуля. Засновані на цих методах комп'ютерні програми дозволяють визначити найбільш вигідне становище захисних пристроїв (екранів або шунтів), значення втрат, створюваних потоком розсіювання та температуру в місці найбільших втрат. На рис. 2. наведено розподіл втрат в стінці бака, викликаних полем розсіювання в разі відсутності і наявності захисних елементів. Криві отримані розрахунком на комп'ютері за допомогою методу кінцевих елементів.

2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та вибір технологічного обладнання

Існуюче електропостачання Дніпровська ГЕС виконано на напрузі 35кВ від підстанції 330/150/35кВ. Для енергоефективного електропостачання передбачається модернізація існуючої ПС з установкою комплектної двох трансформаторної підстанції 35/6кВ типу КТБР (М) 35-4Н з двома масляними трансформаторами типу ТМН-1000/35-У1, 1000кВА, 35/6кВ, вакуумного вимикача, трансформаторів струму, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги та модернізацією релейного захисту та автоматики.

До установки прийнятий вакуумний вимикач ВР35НС-35-20/1600УХЛ1 зовнішньої установки, з кремній-органічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного масла) і приводом з використанням принципу двохпозиційної "магнітної засувки". Вимикач відповідає технічним умовам ТУ У 22588376.002-96, а також ГОСТ 687-78. Вимикач виготовляється концерном «Високовольтний союз» ТОВ «РЗВА-ЕЛЕКТРИК» м. Рівне, Україна.

Основні параметри вимикача:

- номінальна напруга, кВ	35
- найбільша робоча напруга, кВ	40,5
- номінальний струм, А, при частоті 50Гц	1600
- номінальний струм відключення, кА	20

короткого замикання, кА:

а) найбільший пік (струм динамічної стійкості)	52
--	----

б) середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості для проміжку часу 3с)	20
- механічний ресурс, циклів ВВ	30000
- комутаційний ресурс, циклів ВВ:	
при номінальному струмі	30000
при номінальному струмі відключення	55
- температура	від -60°C до +40°C

Для виконання основних і резервних захистів ПЛ-35кВ встановлюються трансформатори струму типу ТФЗМ 35Б-II У1, 200/5А, клас точності - 0,5. Трансформатори струму - опорні, з масляним наповненням, полімерною ізоляцією, виробництва ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури». Основні параметри трансформаторів струму:

- номінальна напруга 35кВ
- струм термічної стійкості 18кА
- струм динамічної стійкості 48кА.

Кількість вторинних обмоток трансформаторів струму забезпечує:

а) роздільне підключення засобів РЗА, засобів АСКОЕ та інших вимірювань-ний. Для підключення АСКОЕ трансформатори струму мають вимірювальну обмотку класу точності 0,5 s;

б) підключення пристроїв РЗА до різних вторинним обмоткам класу «Р» з метою забезпечення необхідних надійності, резервування і точності вимірювання.

Для захисту від грозових і комутаційних перенапруг електрообладнання ОРУ-35кВ встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-П-35/40, 5/10/1УХЛ1, що випускаються заводом електрозахисних пристроїв, м. Санкт-Петербург, Російська Федерація. Обмежувачі перенапруги нелінійні, з полімерною ізоляцією, з достатньою енергоємністю і необхідним захисним рівнем, обладнані реєстраторами спрацьовування в полімерному корпусі.

Встановлювані роз'єднувачі РД (З) -35/1000УХЛ1, вироблені ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури», мають поліпшену кінематику і контактну систему, з ручним приводом головних ножів і ножів заземлення. Роз'єднувачі - горизонтально-поворотні, з підшипниковими вузлами, які не потребують ремонту з розбиранням протягом усього терміну служби.

Основні параметри роз'єднувача:

- номінальна напруга 35кВ;
- номінальний струм 1000А;
- номінальна частота 50Гц;
- струм термічної стійкості 31,5кА;
- струм динамічної стійкості 80кА.

Траса проходить по незаселеній пересіченій території. По трасі є можливість проїзду транспортних засобів і механізмів для будівництва і експлуатації. При цьому організовується охоронна зона ПЛ-35кВ на всьому протязі траси шириною 15 м по обидва боки лінії від крайніх проводів при їх невідхиленого положенні.

Для ПЛ-35кВ використані багатодротяні проводи й троси. Провід прийнятий марки АС-120/19, грозозахисний трос - ТК-9.1. Грозозахисний трос прокладається тільки на підходах до підстанцій. Вибір проводу і троса виконаний відповідно до вимог ПУЕ. Провід й трос перевірені за умовами корони. Розрахунок наведено на кресленні М2223.8-ЕС.РР. Трос перевірений на термічну стійкість.

Максимальна напруга в дротах АС 120/19 прийнято рівним 13,0 кг/мм². Максимальна напруга в тросі ТК-9.1 прийнято - 40,0 кг / мм². Напруга в тросі в прольотах визначено з умови забезпечення необхідного за рівнем грозоупорності габариту між дротом і тросом і прийнято 32,0-34,0 кг/мм². Відповідно до вимог ПУЕ передбачається установка гасителів вібрації для захисту від танці проводів. Гасителі вібрації для троса не потрібні.

Монтажні стріли провисання проводів і троса і місця встановлення гасителів вібрації наведені на кресленнях «Таблиці монтажних стріл провисання проводів і тросів» і «Відомість гасителів вібрації».

Вибір підвісний ізоляції проведено відповідно до вимог, через викладені в листі ВАТ «Запоріжжяобленерго» від 12.04.06 № Т1018/13-29 (додаток Б) виходячи з нормованої ефективної довжини шляху витоку 1,9 см / кВ для І ступеня забрудненості атмосфери. Провід кріпляться до опор за допомогою ізольованих підвісок з ізоляторами ПСС-70А з подвійним кріпленням проводу на переходах.

Кріплення троса на анкерно-кутових опорах - ізольоване, за допомогою натяжних підвісок з одним ізолятором типу ПСС-70А. Типи підвісок для кріплення проводів і троса наведені на кресленнях «Відомість підвісок проводів і тросів. Зведена відомість підвісок проводів і троса ».

При влаштуванні лінії проміжні опори виконуються на центрифугованих стійках за типовим проектом 3.407.1-164. Анкерно-кутові опори - металеві за типовим проектом 3.407.2-170. На перетині з існуючою ПЛ-150кВ встановлюються анкерні опори в габаритах 110 кВ для зміни розташування проводів. Застосування металевих опор обумовлено дотриманням найменших допустимих відстаней для перетину їх ВЛ згідно гл.2.4 ПУЕ-2006р. Металоконструкції опор виконуються із сталі марки ВСТ-3ПСБ.

На низькій стороні застосовується розподільчий пристрій 6кВ типу КРПЗ-6. Конструкція КТПБР розрахована для роботи в умовах кліматичного району У, категорії розміщення І. КТПБР виготовляється за технічними умовами ТУ У 00113997.014-98. Технічна характеристика КТПБР наведена в таблиці 2.12.

Закладення стійки залізобетонної опори проводиться у свердленні котлован з непорушеною структурою ґрунтів з заповненням пазух піщано-гравійної сумішшю складом 1:1. Фундаменти під сталеву опору прийняті уніфіковані із залізобетонними підніжжями, встановлюваних в відриті екскаватором котловани.

Таблиця 2.1 - Технічна характеристика КТПБР

Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення
Номінальна потужність силового трансформатора не більше	кВА	2x1000
Номінальна напруга,	кВ	35
Найбільша робоча напруга	кВ	40,5
Номінальний струм:	А	
- головних кіл		630
- збірних шин		1000
Ударний струм короткого замикання	кА	52
Струм термічної стійкості (трьохсекундний)	кА	20
Номінальна напруга допоміжних кіл	В	380/220
- змінного струму		220
- постійного (випрямленого) струму		

У зв'язку з установкою опор на ґрунтах II ступеня просадності необхідно для залізобетонної опори виконати подушку висотою 0,5 м з гравійно-піщаної суміші перед установкою опори і глиняний вимощення висотою 0,5 м з ухилом.

Захист лінії від прямих ударів блискавки здійснюється підвіскою грозозахисного тросу на підходах до підстанцій. На переході під діючими лініями 150 кВ підвіска троса не передбачається.

Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів, наведено в таблиці 2.2.

Захисний трос приєднується до заземлювальних контурам опор. Всі встановлюються опори заземлити. Опір заземлювальних пристроїв не повинен перевищувати 10 Ом.

Таблиця 2.2 - Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів

Найменування електрообладнання, характеристика	Тип
Трансформатор 35/6кВ, 1МВА	ТМН-2500/35-У1
Вимикач 35кВ з електромагнітним приводом	ВР-35НС-35-20/1600УХЛ1
Роз'єднувачі, заземлювачі 35кВ - з приводом ПРГ УХЛ1 - з приводом ПРГ УХЛ1	РДЗ.1-35(Б)/1000У1 РДЗ.2-35(Б)/1000У1
Трансформатори струму 35кВ	ТФЗМ-35Б-ПУ1
Обмежувачі перенапруг	ОПН-П-35/40,5 УХЛ1
Пристрій комплектний розподільчий (КРП) з вакуумними вимикачами	КУ-10Ц

Для прийому і розподілу електроенергії передбачається встановити комплектну блокову трансформаторну підстанцію (далі - КТПБР) Рівненського заводу високовольтної апаратури з вищою напругою 35кВ з розподільчим пристроєм 35кВ, з вимикачами ВР-35НС. Номінальна напруга обмоток низької напруги (НН) силового трансформатора - 6кВ.

Схема електричних з'єднань головних ланцюгів КТПБР 35/6кВ виконана на підставі «Схем принципів електричних розподільних пристроїв 110, 35, 10 (6) кВ», наведених в ТУ У 00113997.014-98 і ГКД 341.004.001-94 "Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750кВ ». Схема електричних з'єднань головних ланцюгів - два блоки лінія - трансформатор з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній.

В таблиці 2.14 представлені зведені можливості енергозберігаючих заходів на Дніпровській ГЕС.

Таблиця 2.3 – Можливості енергозбереження на Дніпровській ГЕС

№	Назва можливості з енергозбереження	Річна економія електричної енергії, тис. кВт · год
1	Модернізація системи освітлення	329
2	Компенсація реактивної потужності	66
3	Реконструкція ТП з оптимізацією роботи трансформаторів	244
Всього		654

В результаті впровадження заходів з енергозбереження, економія електричної енергії складе близько 654 тис. кВт · год.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

Виходячи з переліченого, на основі аудиту підприємства, було запропоновано наступні заходи з енергозбереження:

- впровадження засобів компенсації реактивної потужності;
- модернізація системи освітлення
- виведення недовантажених трансформаторів в резерв.

Виробництво все в більшій мірі базується на сучасних технологіях, що широко використовують електричну енергію. У зв'язку з цим зростають вимоги до надійності електропостачання об'єктів, до якості електричної енергії, до її економічного використання та раціонального витрачання матеріальних ресурсів при спорудженні систем електропостачання.

Найважливіший показник системи електропостачання - надійність подачі електроенергії. Всяке відключення - планове (для ревізії і ремонту) і особливо несподіване аварійне - завдає величезної шкоди споживачеві і самій енергетичній системі. Тому необхідно застосовувати ефективні та економічно доцільні заходи щодо забезпечення оптимальної надійності електропостачання споживачів.

Більшість споживачів отримують електроенергію від централізованого джерела - енергосистеми. За цих умов основою системи є електричні мережі. Систему електропостачання необхідно спроектувати таким чином, щоб вона мала найкращі техніко-економічні показники, тобто щоб при мінімальних витратах коштів, обладнання і матеріалів вона забезпечувала необхідну надійність електропостачання та якість електроенергії. Завдання забезпечення електроенергією споживачів при проектуванні систем електропостачання повинна вирішуватися комплексно, з урахуванням розвитку в розглянутій зоні всіх галузей господарства. Проектування сільських електричних мереж необхідно проводити відповідно як із загальними директивними та

нормативними документами (Правила улаштування електроустановок, Правила технічної експлуатації та ін.).

Існує потужний енергетичний комплекс, що забезпечує споживача електроенергією - система електричних мереж напругою 0,4 - 110 кВ, проте зростання навантажень при появі нових споживачів в зонах, вже охоплених централізованим електропостачанням необхідне підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії та потребують подальшого розвитку електричних мереж. Це включає як нове будівництво, так і розширення, і реконструкцію мереж.

При цьому, під новим будівництвом розуміють спорудження нових ліній електропередач і підстанцій, під реконструкцією - заміну проводів ліній електропередачі, заміну трансформаторів, установку засобів компенсації реактивної потужності, секціонування, автоматизації, регулювання напруги і т.п.

3.1 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності

Більшість споживачів електроенергії становлять електричні машини (двигуни, генератори, трансформатори), в яких протікає реактивний струм, що індукуює реактивну електрорушійну силу, яка обумовлює створення фазового зсуву між напругою і струмом. Підключене навантаження не тільки споживає активну енергію (віддає при роботі генератора) з мережі, а також реактивну енергію, що приводить до збільшення повної потужності в середньому на 20-25% по відношенню до активної. При незначному завантаженні електричної машини (холостий хід) зсув фаз між напругою і струмом, як правило, збільшується, а $\cos\varphi$ зменшується в середньому 0,2-0,4. Якщо не

використовувати компенсацію реактивної потужності, значно збільшиться споживаний струм при тій ж споживаній потужності.

Як правило, основним засобом компенсації реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств є конденсаторні установки. Це пояснюється їхніми значними перевагами у порівнянні з іншими засобами компенсації, а саме:

- малими, практично постійними в зоні номінальної температури довколишнього середовища, втратами активної енергії, що не перевищують 0,4% чи 0,004 кВт/кВАр компенсуючого приладу (для порівняння: в синхронних компенсаторах це значення досягає 10% номінальної потужності компенсатора, а в синхронних двигунах, що працюють в режимі перезбудження - 7%);
- відсутністю частин, що обертаються;
- порівняно незначними капітальними вкладеннями;
- можливістю підбору будь-якої необхідної потужності конденсаторів;
- встановлення їх у будь-яких точках мережі;
- відсутністю шуму під час їхньої роботи;
- простота монтажу и експлуатації.
- за допомогою компенсуючого приладу можливі наступні види компенсації:

4. Індивідуальна (не є регульованою) – компенсуючі прилади розташовуються безпосередньо у електроприймачів і комутуються одночасно з ними. При індивідуальній компенсації від реактивного навантаження розвантажуються не тільки мережі вищої напруги, а й цехові розподільчі мережі. Вона є найкращою при компенсації окремих електроспоживачів, що працюють у тривалому режимі. Недоліки даного виду компенсації реактивної потужності - залежність часу підключення компенсуючого приладу, від часу підключення електроприймачів і необхідність узгодження ємності компенсуючого приладу з індуктивністю електроприймача, реактивне

навантаження якого компенсує компенсаторна батарея, для запобігання виникнення резонансних явищ або застосування спеціальних схем підключення (перемикання з "зірки" на "трикутник", яке передбачає паралельне підключення до обмоток двигуна трьох однофазних конденсаторів).

5. Групова (також не є регульованою). Застосовується при компенсації реактивної потужності кількох індуктивних навантажень, що приєднані. Компенсуючий прилад встановлюються в цехах і приєднуються до розподільних пунктів чи шин 0,38 кВт. Від реактивної потужності розвантажуються трансформатори на підстанції та мережі 0,38 кВ, що живлять. Недоліки - окрема комутація конденсаторів і неповне розвантаження розподільних мереж підприємства від реактивної потужності (не розвантаженими залишаються розподільчі мережі до окремих споживачів).

6. Централізована (як правило, є регульованою). Застосовується в системах з великою кількістю споживачів, що мають великий розкид коефіцієнту потужності протягом доби, тобто для змінного навантаження. Централізована компенсація може здійснюватись на боці вищої напруги, коли конденсатори приєднуються до шин 6-10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) або на боці нижчої напруги. Перший варіант забезпечує гарне використання конденсаторів: їх треба менше та вартість одного квар нижче, ніж при інших варіантах. Проте при компенсації за цією схемою від реактивної потужності розвантажуються тільки розташовані вище ланки розподільної мережі. Розподільні мережі 6 – 10 та 0,38 кВ при цьому не розвантажуються, отже втрати енергії в них не зменшуються, і потужності трансформаторів 6 – 10/0,38 кВ не можуть бути зменшені. При централізованій компенсації на боці нижчої напруги, коли компенсуючий прилад приєднується до шин 0,38 кВ трансформаторної підстанції 6 – 10/0,38, від реактивної потужності розвантажуються не тільки мережі 6 – 10 кВ, що живлять, а й трансформатори на підстанції. Не розвантаженими лишаються лише внутрішньоцехові розподільні мережі напругою 0,38 кВ. Регулювання потужності компенсуючого приладу може здійснюватись в функції реактивного

струму навантаження, але для цього компенсуючий прилад повинен бути обладнаний спеціальним автоматичним регулятором, а його повна компенсаційна потужність розділена на ступені, що окремо комутуються. Такі комплектні компенсуючі прилади називаються автоматизованими. Даний тип компенсуючих приладів виконує компенсацію реактивної потужності відповідно до фактичного споживання реактивної потужності.

При компенсації реактивної потужності споживаний струм з мережі зменшується в залежності від $\cos\phi$ на 30-50%. Установка засобів компенсації реактивної потужності забезпечує підтримання близького до 1 значення $\cos\phi$, чим спонукає зниження практично до 0 оплати за реактивну енергію, значне збільшення пропускної здатності трансформаторів, кабелів (наращення споживаної потужності підприємства без реконструкції енергосистеми) за рахунок відсутності втрат активної потужності, які виникають при протіканні реактивного струму, а також ефективне розвантаження електромереж приводить до економії від 5-15% споживаної активної електроенергії.

Найбільш вигідний коефіцієнт потужності електроустановок визначається за умов досягнення найбільшої річної економії електроенергії в зв'язку із зниженням втрат електроенергії від реактивних навантажень електричної лінії або використання збільшеної пропускної спроможності електромережі (ліній і трансформаторів) у зв'язку з компенсацією реактивного навантаження.

До заходів, які не потребують застосування компенсуючих пристроїв, належать:

- упорядкування технологічного процесу, що створює кращий енергетичний режим роботи обладнання;
- заміна або відключення трансформаторів, які завантажені у середньому менше ніж на 30% номінальної потужності;
- плавне регулювання напруги за допомогою тиристорних пристроїв;
- заміна, перестановка і відключення трансформаторів, завантажених менш як на 30% від своїх номінальною потужності;
- застосування перетворювачів з великою кількістю фаз

випрямлення;

Якщо ці заходи не підвищують $\cos\varphi$ до 0,9-0,95, то застосовуються штучні компенсуючі пристрої для цього потрібно розрахувати необхідну потужність компенсуючого пристрою.

Розглянемо споживання активної та реактивної енергії (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Споживання активної та реактивної енергії за січень місяць

Номер приєднання	Річне споживання активної та реактивної енергії	
	Активна енергія, кВт·год	Реактивна енергія, квар·год
1	73680	22920
2	1800	1500
3	3420	8220
4	557400	196320
5	203400	60840
6	81720	33300
Всього	921420	323100

Визначимо сумарну споживану реактивну потужність:

$$\sum Q = 22920 + 60840 + 33300 + 1500 + 8220 + 196320 = 323100 \text{ квар.}$$

Визначимо реактивну потужність споживану за одну годину:

$$Q = \frac{323100}{744} = 434,24 \text{ квар.}$$

Виходячи з принципу компенсації реактивної потужності, можливі 3 варіанти:

I варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 0.4 кВ;

II варіант - компенсуючі прилади розміщені на стороні 0.4 кВ та на стороні 10 кВ;

III варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 10 кВ.

У варіанті вигідно розміщення компенсуючого приладу безпосередньо приєднаного до шин розподільчого пристрою 10 кВ фідерної підстанції.

Однолінійна схема електропостачання фідерної підстанції №3 зображена на рисунку 3.4.

Як видно з рисунку 3.4 на підстанції розташовано 3 секції шин, тому вигідно розташувати по одному компенсуючому пристрої на кожній секції.

Визначимо реактивну потужність одного компенсатора:

$$Q_k = \frac{434,24}{3} = 144,76 \text{ квар.}$$

За розрахованими даними обираємо компенсатор КРП-10,5-150-6-25-У3.

На рисунку 3.1 зображений зовнішній вигляд обраного компенсуючого пристрою.



Рисунок 3.1 – Компенсуючий пристрій КРП-10,5-150-6-25-У3

Характеристики за якими слід обирати компенсуючий пристрій:

- номінальний режим роботи;
- номінальний струм;
- номінальна напруга змінного струму,
- частота;
- ступінь захисту: при відкритих;

- кліматичне виконання;
- висота установки над рівнем моря;
- робоче положення;

Допускається відхилення від робочого положення не більше 5 градусів.

Розрахунок терміну окупності від встановлення компенсаторів реактивної потужності виконуємо за формулою:

$$T = \frac{\text{капітальні затрати}}{\text{річна економія}}, \quad (3.1)$$

Річна економія визначається за формулою:

$$\text{Річна економія} = (\sum Q \cdot 12) \cdot 0,14, \quad (3.2)$$

де 0,14 – ціна за 1 квар;

$$T = \frac{204665}{542808} = 0,4 \text{ років.}$$

На рисунку 3.2 показано споживання реактивної енергії до та після впровадження компенсуючого приладу.

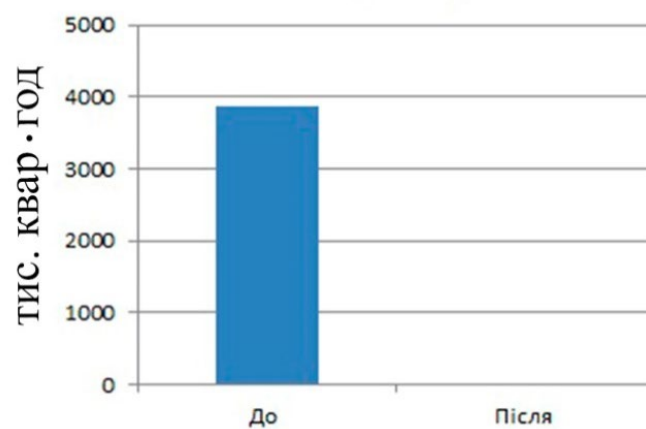


Рисунок 3.2 – Споживання реактивної енергії до та після впровадження компенсуючого приладу

На рисунку 3.3 зображений запропонований компенсуючий пристрій. Його габаритні розміри .

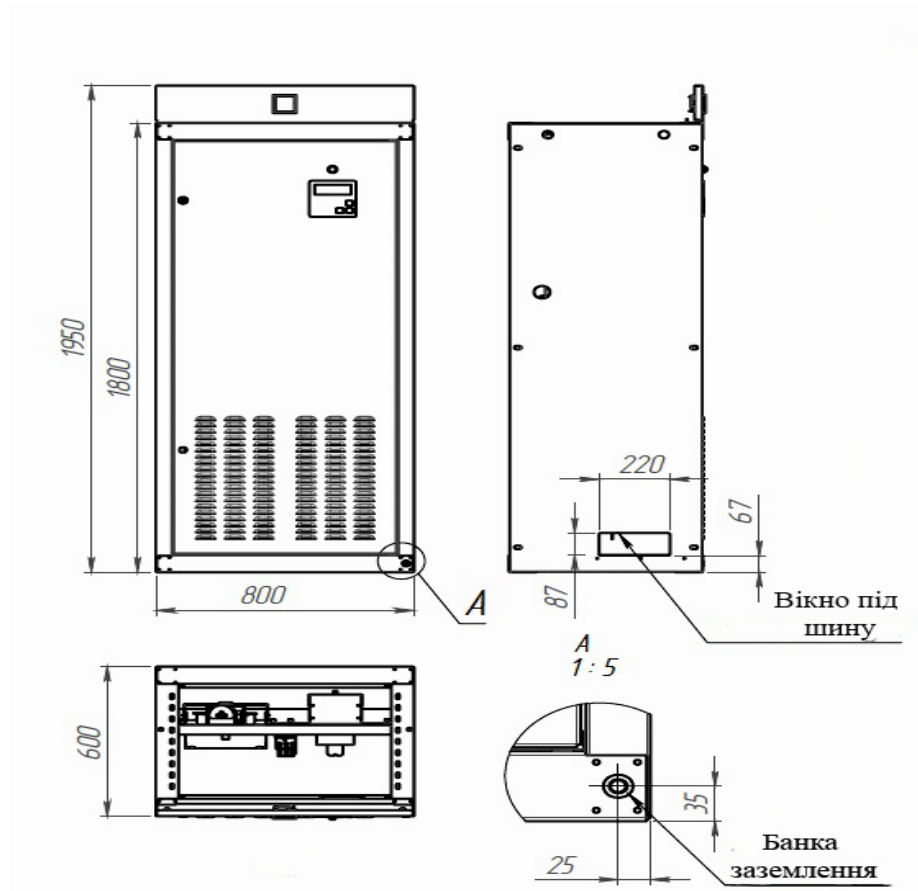


Рисунок 3.3 – Габаритні та установочні розміри компенсуючого пристрою

3.2 Економічний ефект від реконструкції ТП з виводом трансформаторів в резерв

Для передачі електроенергії споживачам на підстанції встановлено 4 трансформатори рисунок 3.1. Параметри трансформаторів, за допомогою яких передається електроенергія до споживачів наведено в таблиці 3.2.

Кількість годин роботи трансформатора за місяць, $T_n=744$ години.
Кількість годин роботи трансформатора під номінальним навантаженням, $T_{роб}=650$ годин.

Таблиця 3.2 - Паспортні данні трансформатору

Тип трансформатора	Номинальна потужність, кВА	$U_{к.з.}, \%$	$I_{х.х.}, \%$ $I_{НОМ}$	Втрати, кВт		Кількість трансформаторів, шт
				хх	кз	
ТНМ-2500/10	2500	6,5	1,1	7,5	23,5	4

Розрахункові дані:

Втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході визначаються аналогічно для кожного, оскільки вони однакові:

$$Q_{xx} = S_{НОМ} \cdot \frac{I_{xx}}{100}, \quad (3.3)$$

де $S_{НОМ}$ – номінальна потужність;

I_{xx} – струм холостого ходу;

$$Q_{xx} = 2500 \cdot \frac{1,1}{100} = 27,5 \text{ квар.}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора при короткому замиканні:

$$Q_{кз} = S_{НОМ} \cdot \frac{U_{кз}}{100}, \quad (3.4)$$

де $U_{кз}$ – напруга короткого замикання;

$$Q_{кз} = 2500 \cdot \frac{6,5}{100} = 162,5 \text{ квар.}$$

Середньо зважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0.8$.

Коефіцієнт завантаження трансформатора T_{II} визначаємо з формули:

$$K_3 = \frac{Ea}{S_{ном} \cdot T_{роб} \cdot \cos \varphi}, \quad (3.5)$$

де Ea - витрати;

$T_{роб}$ - кількість годин роботи тр-ра під номінальним навантаженням;

$$K_3 = \frac{78979}{2500 \cdot 650 \cdot 0,8} = 0,06.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора T_{12} визначаємо аналогічно до T_{11} :

$$K_3 = \frac{131631}{2500 \cdot 650 \cdot 0,8} = 0,1.$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів T_{21} , та T_{22} , 0,14 та 0,4 відповідно.

Визначимо втрати активної та реактивної енергії за місяць для трансформатору T_{11} .

Активна енергія:

$$\Delta Ea = P_{xx} \cdot T_n + P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot T_{роб}, \quad (3.6)$$

де P_{xx} – втрати холостого ходу;

T_n – кількість годин роботи тр-ра за місяць;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання;

K_3^2 – коефіцієнт завантаження;

$$\Delta Ea = 7,5 \cdot 744 + 23,5 \cdot 0,06^2 \cdot 650 = 5635 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Реактивна енергія:

$$\Delta E_p = Q_{xx} \cdot T_n + Q_{кз} \cdot K_3^2 \cdot T_{роб}, \quad (3.7)$$

де Q_{xx} – втрати реактивної потужності тр-ра при холостому ході;

$Q_{кз}$ – втрати реактивної потужності тр-ра при короткому замиканні;

$$\Delta E_p = 27,5 \cdot 744 + 162,5 \cdot 0,06^2 \cdot 650 = 20840 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Результат аналогічних розрахунків приведений в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку

Назва	Втрати активної енергії, кВт·год	Втрати реактивної енергії, квар·год
Трансформатор 1	5733	21516
Трансформатор 2	5879	22530
Трансформатор 3	8024	37360

Коефіцієнт завантаження трансформатора має бути на рівні 0,6 – 0,7. Оскільки завантаження трансформаторів значно менше, то їх можна вивести в резерв, а споживачів перевести на діючий.

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформатора T_{22} після підключення споживачів від інших.

$$K_3 = \frac{921420}{2500 \cdot 650 \cdot 0,8} = 0,7.$$

З розрахунку видно, що переведення субабонентів на трансформатор T_{22} - дає можливість виключити втрати активної енергії недовантаженого трансформаторів.

Розрахуємо втрати активної енергії яких вдалось уникнути:

$$\sum E = 5635 + 5733 + 5879 = 17247 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість цих втрат - 18626,76 грн. за місяць.

Розрахуємо час за який окупиться встановлення вакуумного вимикача.

Ціна трансформатору з роботами дорівнює 1712500 грн. За рік економія від виведення в резерв трьох трансформаторів складе:

$$\text{Річна економія} = 18626,76 \cdot 12 = 223521,12 \text{ грн.}$$

Економія від даного заходу складе 197037 грн. на рік.

3.3 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки на забезпечення освітлення Дніпровської гідроелектростанції витрачається близько 19% від витрат власних потреб на електроенергію, то зниження енергоспоживання в даному напрямку є актуальним.

Вартість устаткування:

$$C_{уст} = C_{св.} + C_{л.}, \quad (3.8)$$

де $C_{св.}$ - вартість світильників 37451 грн.;

$C_{л.}$ – вартість ламп 8849 грн.

$$C_{уст} = 37451 + 8849 = 46300 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу світильників і заміни ламп становить $C_{зам.л.} = 2535$ грн.

Капітальні витрати:

$$KB = C_{уст} + C_{зам.л.}, \quad (3.15)$$

Капітальні витрати в нове обладнання становлять:

$$KB = 46300 + 2535 = 48835 \text{ грн.}$$

В таблиці 3.4 приведені результати розрахунків основних характеристик освітлювальних приладів

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків основних характеристик освітлювальних приладів

Параметр	Одиниця виміру	Проекту-емий варіант	Базовий варіант
Тип світильника	-	HDK 100400	РСП 400
Тип лампи	-	HPI Pluss400	ДРЛ 400
Кількість ламп	шт.	44	72
Ціна світильника	грн.	851,14	-
Вартість світильників	грн.	37451	-
Ціна лампи	грн.	201,10	-
Вартість ламп	грн.	8849	-
Загальна вартість у цеху (витрати на придбання)	грн.	46300,00	-
Вартість заміни ламп	грн.	2534,40	-
Кількість спожитої електроенергії в рік одним світильником	кВт	1108	2000
Кількість спожитої електроенергії на освітлення в рік	кВт	48750	145000
Вартість 1кВт·год	грн.	0,8232	
Вартість спожитої електроенергії за рік	грн.	40131	119364

Річна економія електроенергії після реконструкції:

$$E_e = E_1 - E_2. \quad (3.9)$$

де E_1 – витрати на річне споживання електроенергії лампами ДРЛ -400 до реконструкції $E_1=119364$ грн.;

E_2 – витрати на річне споживання електроенергії лампами НРІ Plus400 після реконструкції $E_2=40131$ грн.

$$E_e = 119364 - 40131 = 79233 \text{ грн.}$$

Щорічні експлуатаційні витрати на амортизацію й обслуговування, визначаються за формулою:

$$(I_a + I_o) = \frac{K_a + K_o}{100} \cdot C_{уст}, \quad (3.10)$$

де $K_a = 14,5\%$; $K_o = 1\%$ - нормативні коефіцієнти на амортизацію й обслуговування.

$$(I_a + I_o) = \frac{14,1 + 1}{100} \cdot 37451 = 5\,284 \text{ грн.}$$

У такий спосіб економічний ефект складе:

$$E = E_e - (I_a + I_o), \quad (3.11)$$

$$E = 79233 - 5\,284 = 73\,949 \text{ грн.}$$

Строк окупності розраховуємо за формулою:

$$T_{ок} = \frac{KB}{E} \quad (3.12)$$

$$T_{ок} = \frac{48835}{72241,7} = 0,68 \text{ рік}$$

Чиста поточна вартість (NPV) визначається за формулою (3.12), їх розрахунок показаний в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахунок поточної вартості системи освітлення

№	Рядок		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Сума
1	Грошовий потік проекту	тис. грн.	-49	40	79	79	79	79	79	387
2	Грошовий потік наростаючим підсумком	тис. грн.	-49	-9	70	149	228	308	387	387
3	Коефіцієнт дисконтування (K_d)		1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	
4	$a = 1/K_d$		1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	
5	Дисконтований баланс коштів	тис. грн.	-49	36	65	60	54	49	45	260
6	Баланс коштів накопиченим підсумком	тис. грн.	-49	-13	53	112	166	215	260	260
7	Строк окупності з урахуванням дисконтування	рокі в			2,2					

На рисунку 3.2 наведений графік чистого грошового потоку. В таблиці 3.7 приведений розрахунок внутрішньої норми прибутку.

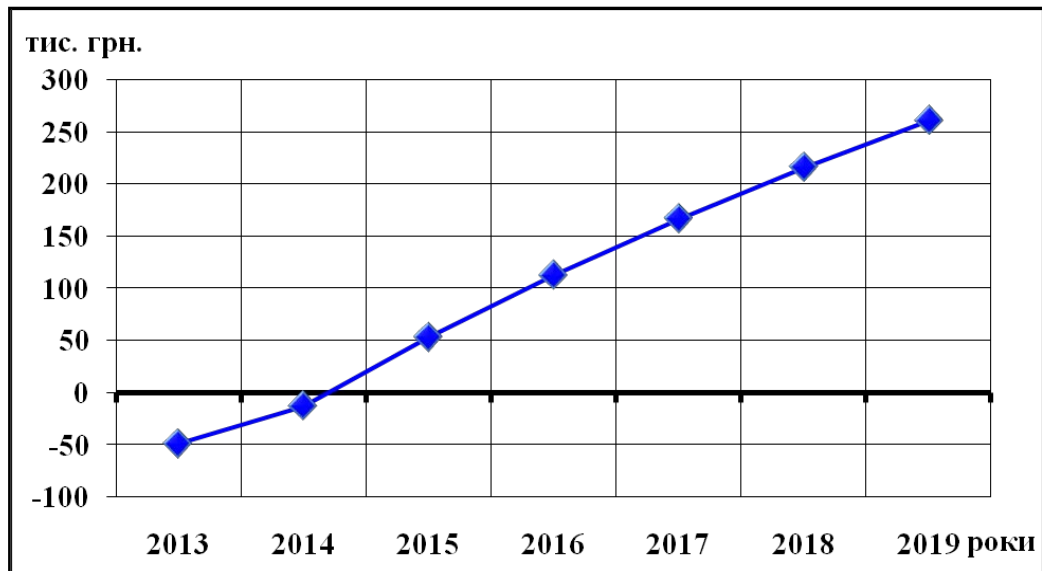


Рисунок 3.4 - Графік чистого грошового потоку системи освітлення

Внутрішня норма прибутку, ВНП, (IRR), визначається з рівняння (3.13) і зведена в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок внутрішньої норми прибутку проекту модернізації системи освітлення

Рік		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Всього
t -рік	0	1	2	3	4	5	6	
Грошовий потік проекту, тис. грн	-48,8	39,6	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2	387
$(1+IRR)^t$	1,0	2,2	4,8	10,6	23,4	51,5	113,4	
Дисконтований грошовий потік	-48,835	18,01	16,37	7,44	3,38	1,54	0,70	-1,40
IRR		1,2 > 0,15						

Згідно з техніко-економічним обґрунтуванням, даний проект є економічно ефективним. Економія від запропонованого заходу склала 79233грн./рік. Строк окупності склав 0,68 року.

ВИСНОВКИ

В роботі дана загальна характеристика споживачів електричної енергії та електроспоживання на Дніпровській ГЕС-1.

Основним напрямком діяльності підприємства, що розглядається, є виробництво електричної енергії в піковий та напівпіковий період. Водозливна гребля Дніпрогес відноситься до типу гравітаційних гребель, має криволінійне округлення радіусом 600 м, загальна довжина її дорівнює 760,5 м, найбільша висота 62,0 м, максимальний напір 38,7 м. Дамба водозливу має 25 діючих прогонів водозливів і може пропускати максимальну витрату $21300 \text{ м}^3/\text{с}$. Максимальна сумарна робоча потужність 1 164,0 МВт.

Для забезпечення складного технологічного процесу Дніпровської ГЕС необхідна велика кількість електричної енергії, постачання якої відбувається від генераторів самої станції.

Найбільша кількість електроенергії, а саме 59%, використовується для забезпечення роботи гідрогенераторів, 19% займає різноманітне двигунне навантаження, 19% - внутрішнє та зовнішнє освітлення, 3% - зварювальне та технологічне обладнання.

Взявши до уваги перелічені найбільші споживачі та проаналізувавши проблеми в системі електроспоживання власних потреб, було запропоновано наступні заходи з підвищення ефективності використання електроенергії:

- впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності з тиристорним керуванням;
- реконструкція системи електропостачання власних потреб із заміною трансформатору;
- модернізація системи зовнішнього та внутрішнього освітлення з переходом на енергоефективні лампи.

1. Для зменшення споживання реактивної енергії з мережі, основними споживачами якої є асинхронні двигуни та трансформатори запропоновано

впровадити відповідні пристрої компенсації з тиристорним керуванням, що відрізняється плавністю та автоматизацією регулювання. При капітальних вкладеннях близько 205 тис. грн., термін окупності складає до півроку, Економія коштів за рахунок цього заходу складе 543 тис. грн. на рік.

2. Для зменшення втрат енергії на підстанції 10/0,4 кВ при її передаванні пропонується модернізувати її шляхом установки енергоефективного комутаційного обладнання та із одночасною заміною трансформатору власних потреб, що дозволить зекономити близько 293 тис. грн. на рік.

3. Також пропонується модернізувати системи зовнішнього та внутрішнього освітлення станції шляхом заміни частини застарілих ртутних ламп з низьким ККД на енергоефективні. Капітальні витрати в захід 18,8 тис. грн., економія електричної енергії складе 37,5 тис. грн. на рік, а строк окупності не перевищить 0,4 року.

4. В результаті реалізації заходів передбачуване споживання реактивної енергії з мережі знизилася практично на 100%, а втрати активної потужності на 49%.

5. Сумарна економія від запропонованих заходів складе близько 874 тис. грн. на рік., а сумарний строк окупності 2,2 року.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Чилікін, М.Г. Загальний курс електроприводу [Текст]: підручник / М.Г. Чилікін, А.С. Сандлер– 6-те вид., переробл. і доповн. - М.: Енергоіздат, 1981.- 576с.
2. Фотієв, М.М. Електропривод та електрообладнання металургійних цехів [Текст]: підручник / М.М. Фотієв – Москва: Видавництво «Металургія», 1990.-352с.
3. Копилов, І.П. Електричні машини [Текст]: підручник/ І.П. Копилов – Москва: Видавництво «Енергоатоміздат», 1986.-360 с.
4. Загірняк, М. В. Електричні машини [Текст]: підручник / М. В. Загірняк, Б. І. Невалін. – 2-ге вид., переробл. і доповн. – К. : Знання, 2009. – 399 с. – ISBN 978-966-336-644-6.
5. Закладний, О.М. Енергозбереження засобами промислового електроприводу [Текст] / О.М. Закладний, А.В. Проховнік, О.І. Соловей. – К. : Кондор, 2005. – 408. – ISBN 966-7665-23-2.
6. Волинський, Б.С. Електротехніка [Текст]/ Б.А. Волинський, Е.Н. Зейн, В.Е. Шетрніков.-М.: Енергоатоміздат, 1987.-528 с.
7. Тихомиров, А. К. Теплопостачання району міста [Текст]: Навчальний посібник / А. К.Тихомиров. – Хабаровськ : Видавництво «Тихоокеан», 2006. – 135 с. ISBN 5 –7389 – 0515 – 6.
8. Качан Ю.Г. Основи енергозбереження [Текст]: Конспект лекцій/ Ю.Г. Качан.- Запоріжжя: ЗДІА, перевид. 2005.-184 с.
9. Качан Ю.Г. Методичні вказівки до дипломного проектування для студентів спеціальності 7.000008 «Енергетичний менеджмент» [Текст]/ Ю.Г. Качан, В.В. Артем'єв, О.Г. Воронін.-З.: ЗДІА, 2006.-50с.
10. Методи зниження втрат в тепломережі [Електронний ресурс] Енергосовет.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=156> – Заголовок з екран.

11. Методи зниження втрат в тепломережі [Електронний ресурс] Энергосовет.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=156> – Заголовок з екран.

12. Регулювання обертання синхронних двигунів [Електронний ресурс] Электричні машини.– Режим доступа : \WWW/ URL: http://www.induction.ru/library/book_002/glava6/6-15.html– Заголовок з екран.

13. Частотне регулювання насоса – переваги і недоліки [Електронний ресурс] ОптимЕлектро.– Режим доступа : \WWW/ URL: http://optimele.ru/articles/poleznye_sovety/chastotnoe_regulirovanie_nasosa_preimushestva_i_nedostatki/– Заголовок з екран.

14. Каталог продукції Siemens [Електронний ресурс] Siemens.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.siemens-ru.com/taxonomy/term>– Заголовок з екран.

15. Частотні перетворювачі ТОВ «Лідер» [Електронний ресурс] Лідер.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://lider-privod.ru/production/chastotnye-preobrazovateli/> – Заголовок з екран.

16. Частотні перетворювачі Delta Electronics [Електронний ресурс] Delta Electronics.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.delta-electronics.info/VFD> – Заголовок з екран.

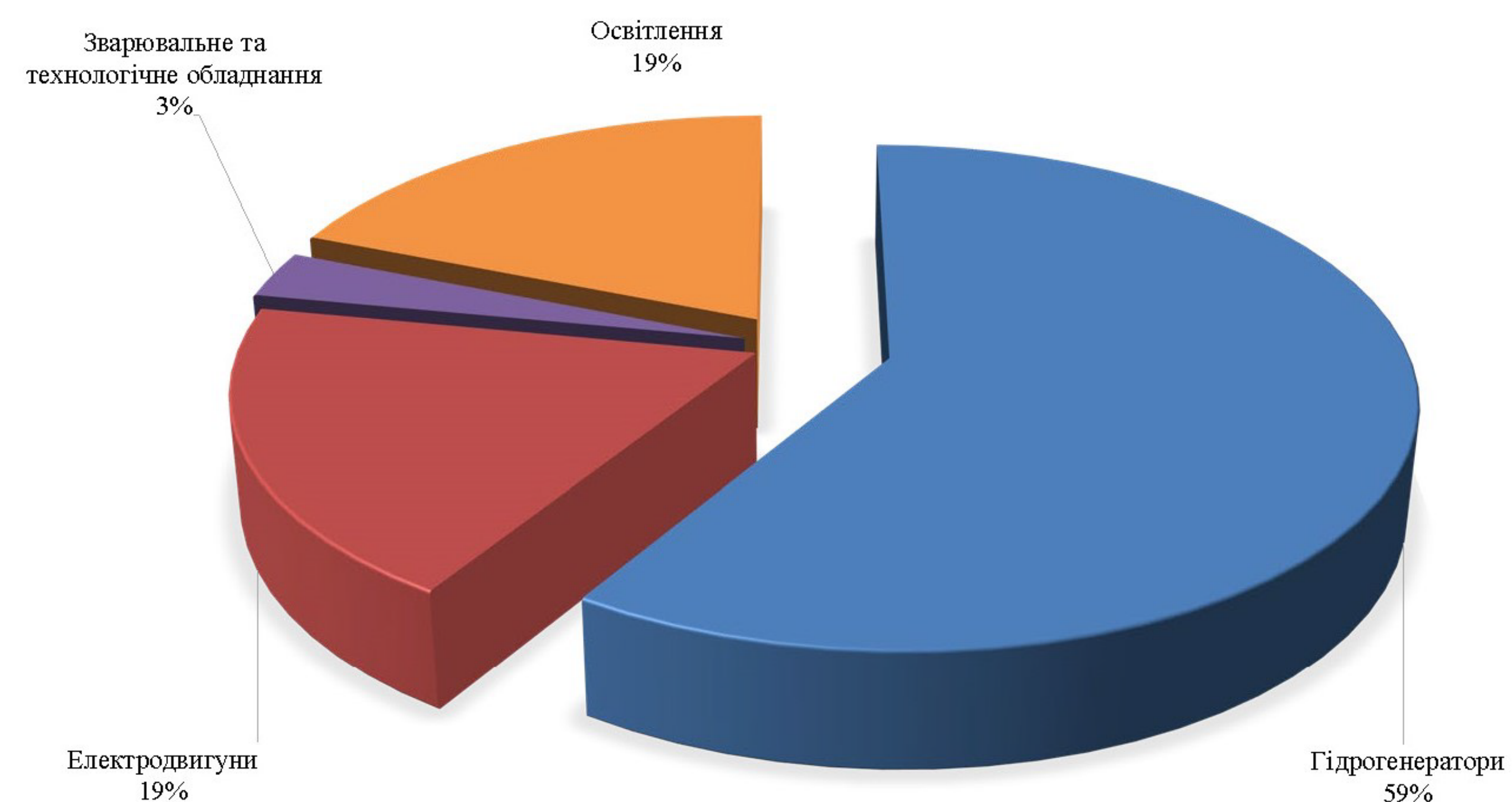
ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи

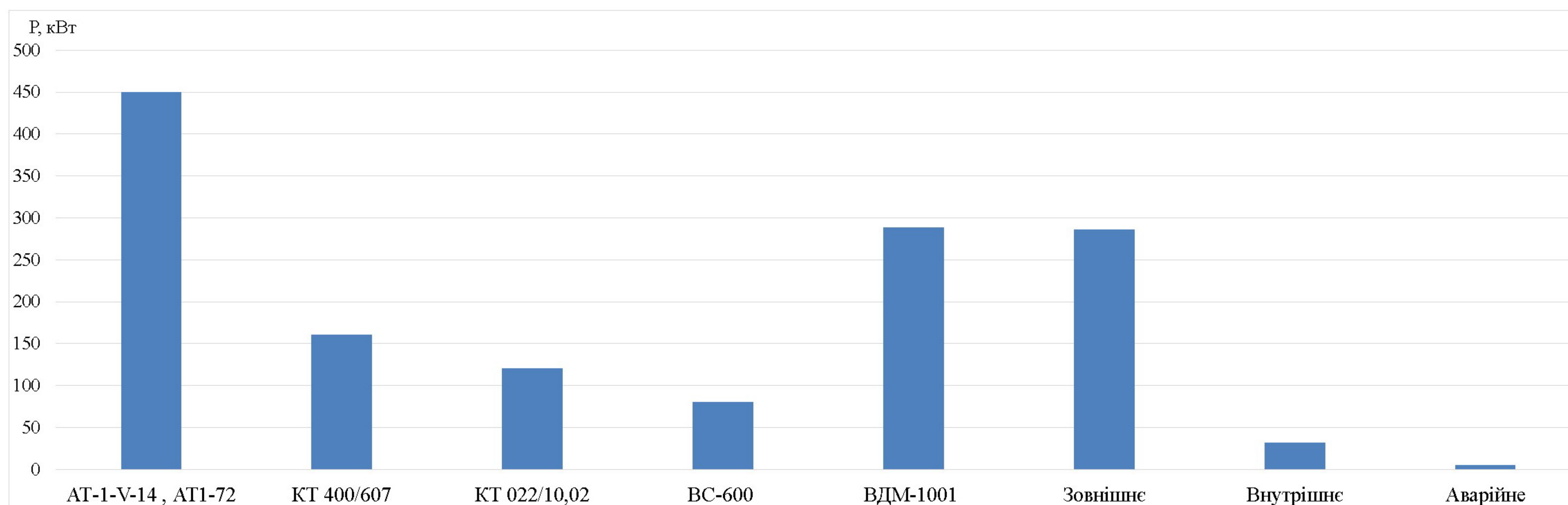
Структура електроспоживання

Обладнання	Тип	Кількість обладнання, шт	Споживана потужність, кВт	Загальна потужність, кВт	Час роботи год. на рік	Загальне споживання електроенергії кВт·год·рік	Витрати на електроенергію грн.	%
Гідрогенератори	АТ-1-V-14 , АТ1-72	10	45	450	5840	2628000	4073400,00	59,0
Електродвигуни	КТ 400/607	20	8	160	3016	482560	747968,00	19,0
	КТ 022/10,02	20	6	120	3016	361920	560976,00	
Зварювальне та технологічне обладнання	ВС-600	4	20	80	368	29440	45632,00	3,0
	ВДМ-1001	6	48	288	368	105984	164275,20	
Освітлення	Зовнішнє	714	0,4	286	1920	548352	849945,60	19,0
	Внутрішнє	158	0,2	32	8760	276816	429064,80	
	Аварійне	96	0,1	4,6	4380	20148	31229,40	
Всього						4453220,00	6902491,00	100,0

Баланс витрат на енергоносії

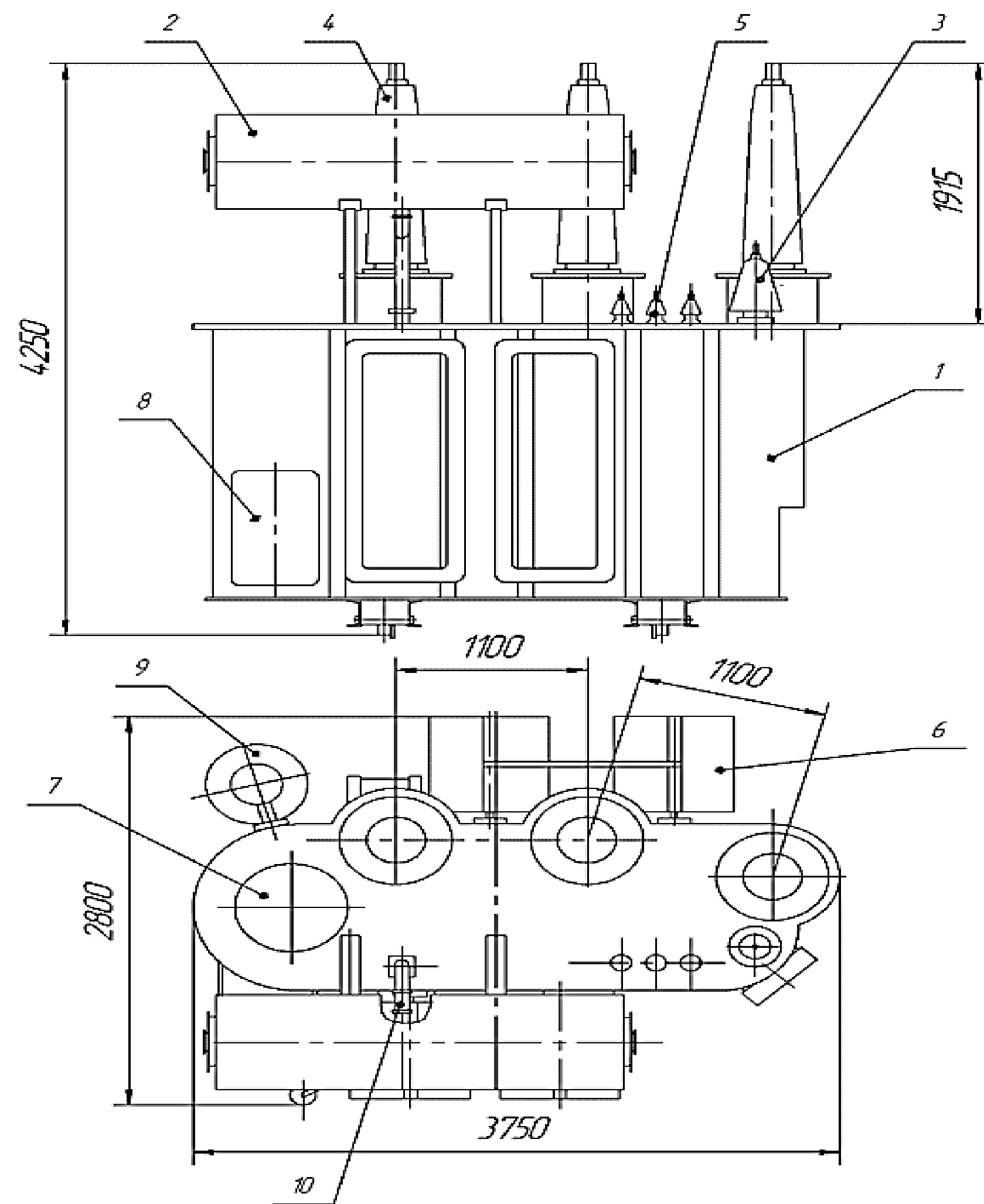


Потужність основних споживачів власних потреб



ЗАПРОПОНОВАНІ ЗАСОБИ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ДНІПРОВСЬКОЇ ГЕС

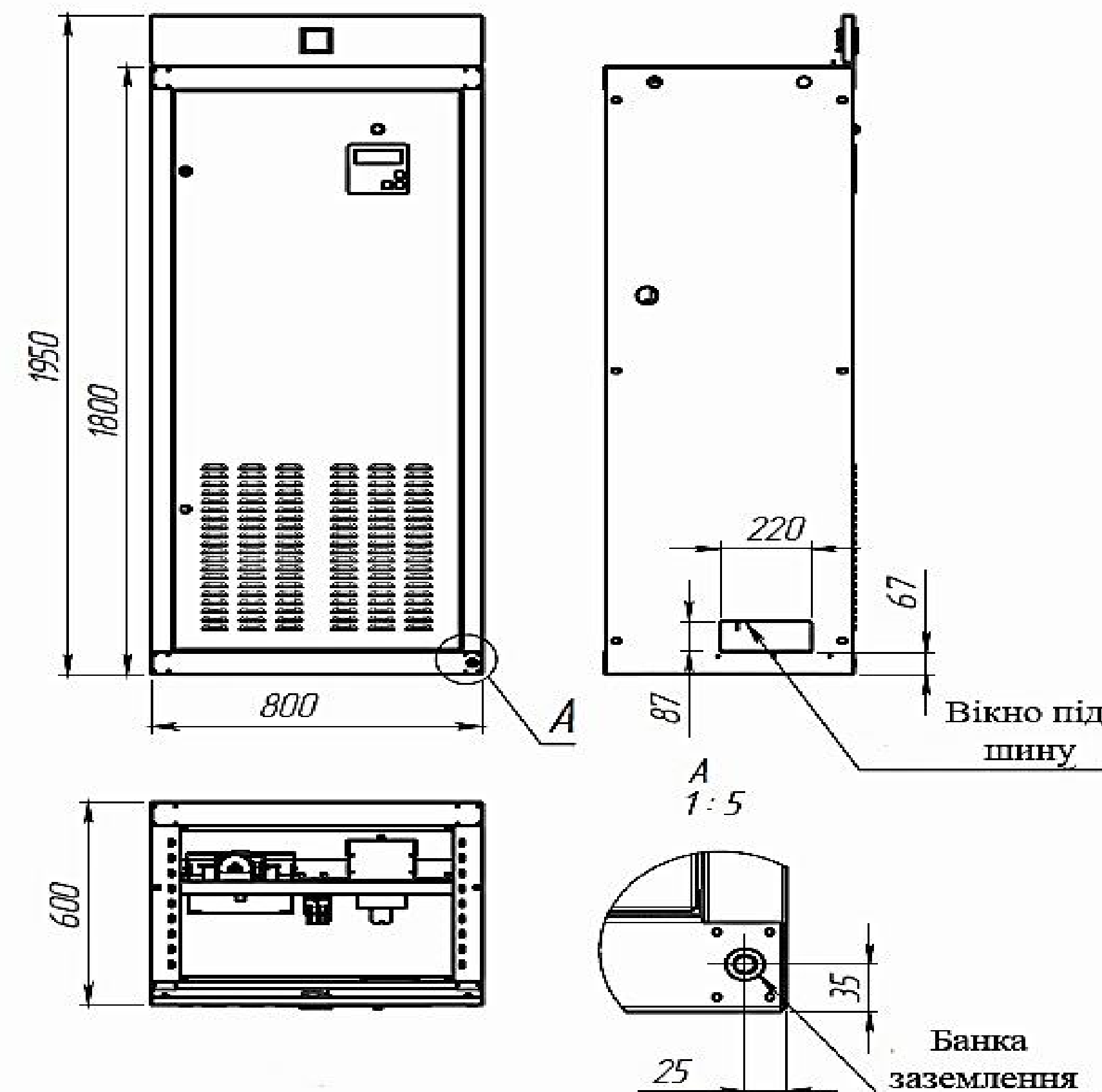
ТМН-2500/10/0,4



1-бак трансформатора; 2-розширювач; 3-введення «0» ВН;
4- введення ВН; 5-введення НН; 6-радіатор; 7-пристрій регулювання напруги;
8- шафа; 9-фільтр термосифонний; 10-реле Бухгольца;

Технічні параметри трансформатора ТМН-2500								
Тип трансформатору та позначення	Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга обмоток, кВ		Схема з'єднання обмоток	Напруга короткого замикання, %	Струм холостого ходу, %	Втрати, кВт	
		ВН	НН				ХХ	КЗ
ТМН 2500/10/0.4	2500	10	0.4	УН	6.5	1.1	7.5	23.5

КРП-10,5-150-6-25-У3



Технічні параметри КРП-10,5-150-6-25-У3

Вхідні параметри	
Тип мережі	трьохфазна 4-х провідна
Номинальна вхідна напруга (лінійна), В	10500
Частота вхідної напруги, Гц	50±2
cos Φ	0,6-0,9
Вихідні параметри	
Номинальна потужність, кВАр	150 кВАр
cos Φ	0,8-0,98
Діапазон системи регулювання, %	0-100
Принцип регулювання	конденсатори
Тип ключів	тиристорний
Ступені регулювання	6
Крок регулювання, кВАр	25
Швидкодія системи регулювання, сек	1-250

Реконструкція системи освітлення

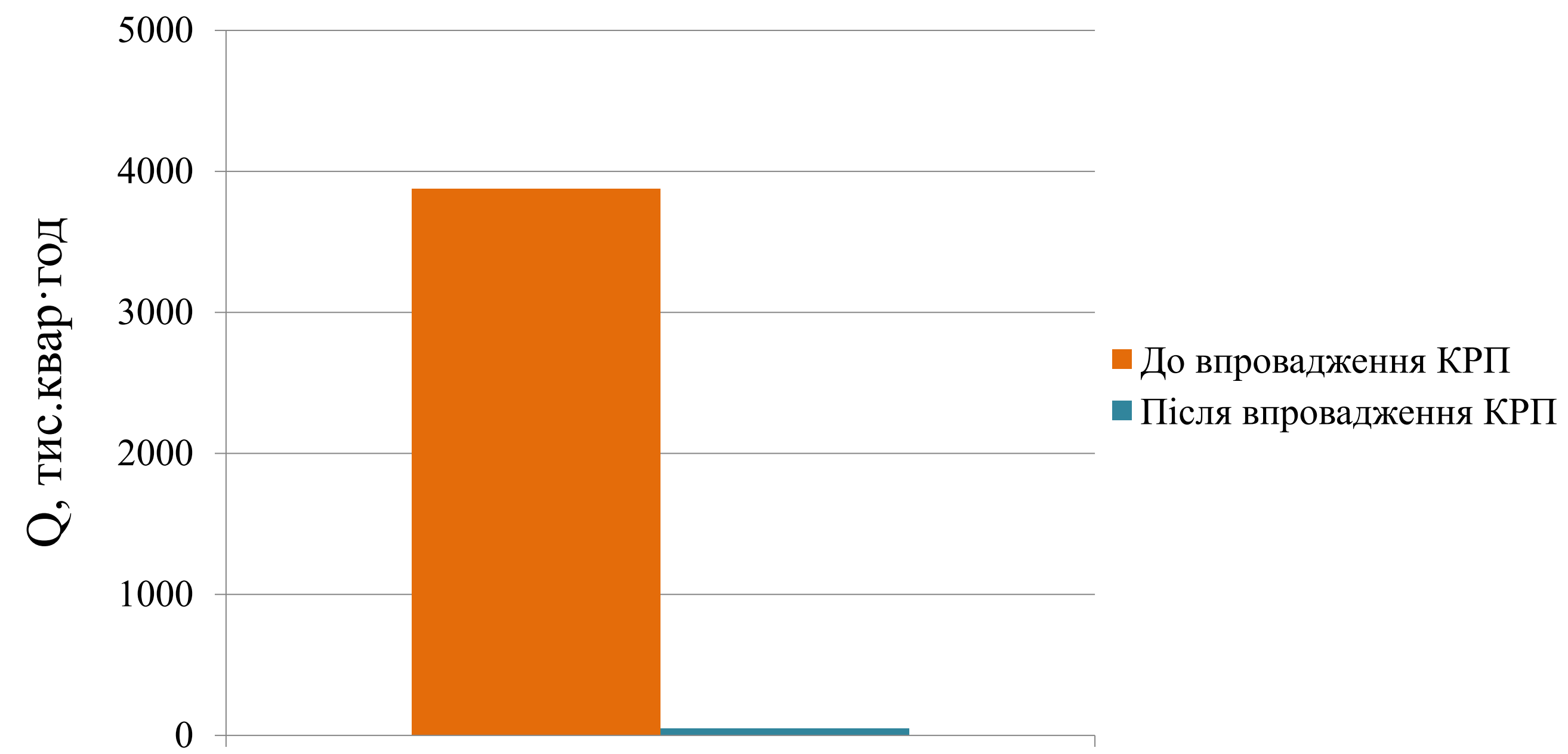


Зовнішній вигляд енергозберігаючої лампи 40-150 Вт

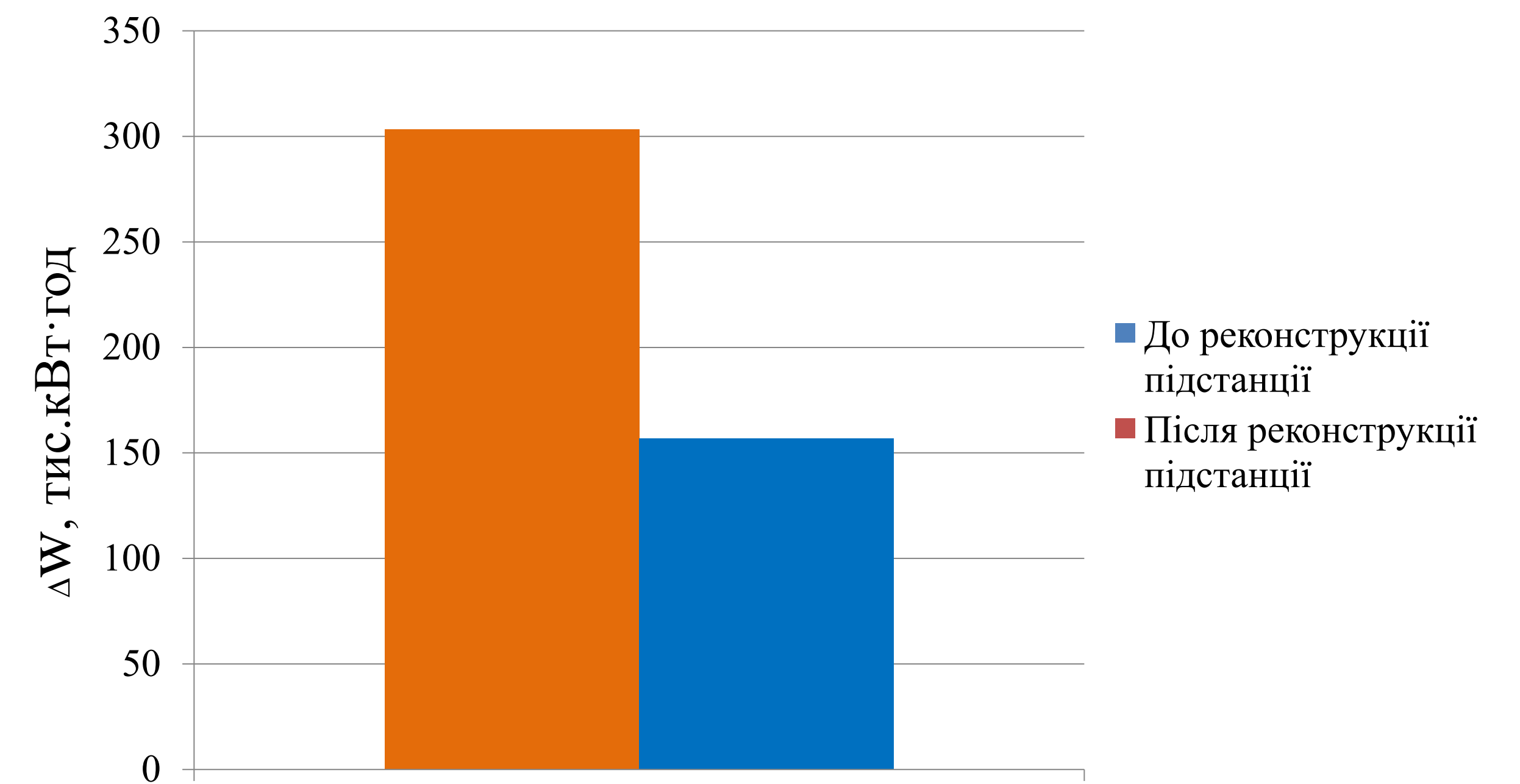
Технічні характеристики енергозберігаючої лампи

Тип лампи	Електролюмінесцентна
Тип цоколя	Різьба
Цоколь	E40
Потужність	105 Вт
Еквівалентна потужність лампи розжарювання	525 Вт

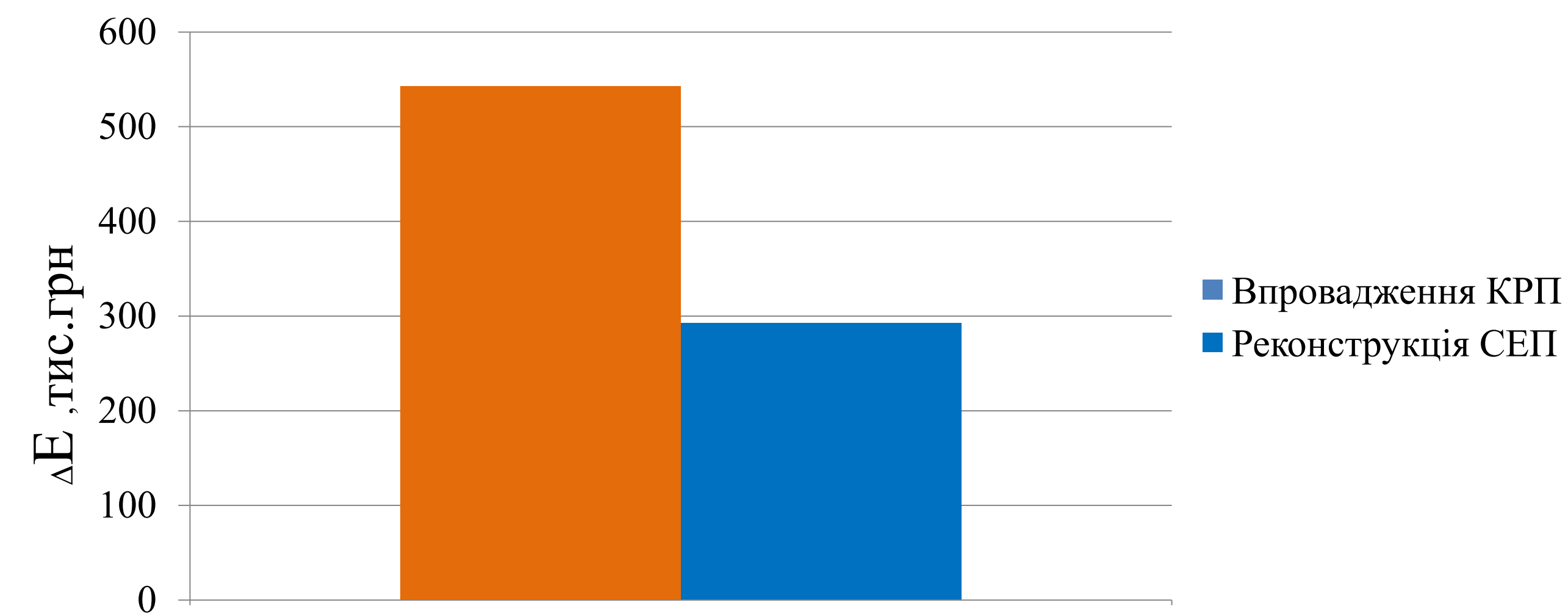
Споживання реактивної енергії



Втрати активної енергії



Економія від впровадження запропонованих заходів



ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

Загальні техніко-економічні показники

Показники	Одиниця виміру	Енергозберігаючий захід			Всього
		Компенсація реактивної потужності	Заміна трансформатора	Модернізація системи освітлення	
Капітальні витрати	грн.	204665	1712500	16820	1933985
Економія, за рахунок ЕЗЗ	грн.	542808	293512	37500	873820
Ефективність капіталовкладень		2,65	0,17	2,23	0,45
Термін окупності	років	0,4	5,8	0,4	2,21

Економічний ефект за енергозберігаючими заходами

