

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Оперативне керування балансом електроенергії в електроенергетичні системі з відновлювальними джерелами енергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
та мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Повстянко К. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС

Лежнюк П. Д.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕ

Шулле Ю. А.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2021 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Повстянко Катерині Олександрівні
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Оперативне керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з відновлювальними джерелами енергії _____
 керівник роботи _____ д.т.н., проф. каф. ЕСС Лежнюк П. Д.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.
Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Надана схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго». Характеристики міні-ГЕС «Слобода-Бушанська»: $P=132$ кВт; $U=0,4$ кВ; $n=750$ об/хв; генератор – асинхронний; гідротурбіна – вертикальна пропелерна. ФЕС «Гальжбіївська» має встановлену потужність $1,431$ МВт., міні-ГЕС «Гальжбіївська», встановленою потужністю $0,27$ МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Поняття балансу в Електроенергетичній системі та його вплив на роботу системи в цілому. 2. Особливості функціонування ЕЕС з ВДЕ в Україні і світі. 3. Резервування нерівномірності генерування вде в балансі електроенергії в ЕЕС. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях роботі на ФЕС. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема балансу потужності в ЕЕС. 2. Схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго»

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П. Д., д.т.н., проф., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.09.21	13.09.21	
2	Аналіз літератури та дослідження питання впливу балансу на роботу ЕС України та закордоном	07.09.21	21.09.21	
3	Формування задачі оптимального керування параметрами електро-енергетичних систем з ВДЕ	21.09.21	28.09.21	
4	Дослідження методів резервування нерівномірності генерування ВДЕ в балансі ЕЕ в ЕЕС	29.09.21	20.10.21	
5	Порівняння рівня впливу обраних типів підвищення енергоефективності ВДЕ	21.10.21	30.10.21	
6	Дослідження зміни показників якості електроенергії від залучення вибраних заходів	31.10.21	07.11.21	
7	Економічна частина	08.11.21	14.11.21	
8	Оформлення пояснювальної записки	15.11.21	22.11.20	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	23.12.21	30.11.21	

Студент

Повстянко К. О.

(підпис)

Керівник роботи

Лежнюк П. Д.

(підпис)

АНОТАЦІЯ

УДК 621

Повстянко Катерина Олександрівна «Оперативне керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з відновлювальними джерелами енергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 128 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 65 назв; рис.: 53; табл. 2.

У даній магістерській роботі кваліфікаційній роботі розглянуто вплив небалансу електроенергії в електроенергетичній системі з відновлювальними джерелами енергії. Показано вплив ВДЕ на баланс електроенергії в енергосистемі на прикладі покриття добових графіків електроспоживання. Досліджено можливості використання різного типу електростанцій для резервування нестабільності генерування ВДЕ. Прикладом для аналізу було використано існуючі фотовольтаїчні електростанції, що працюють в парі з міні гідроелектростанціями.

Новизною в роботі став порівняльний аналіз різних типів резервування потужності щодо їх ефективності та вартості.

В розділі охорони праці розроблено заземлюючий комплекс відповідно до заданого типу підстанції та параметрів.

Ключові слова: ВДЕ, резервування, генерація, добові графіки, навантаження, покриття графіків.

ABSTRACT

УДК 621

Povstyanko Kateryna Oleksandirvna "Operational management of electricity balance in electric power systems with renewable energy sources". Master's thesis in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2021. 128 p.

In Ukrainian language. Bibliogr. : 65 titles; fig. : 53; table 2.

In this master's thesis, the impact of the imbalance of electricity in the power system with renewable energy sources is considered. The influence of RES on the balance of electricity in the power system is shown on the example of coverage of daily schedules of electricity consumption. Possibilities of using different types of power plants to reserve the instability of RES generation have been studied. An example for the analysis was the existing photovoltaic power plants, paired with mini hydropower plants.

A novelty in the work was a comparative analysis of different types of power reserves in terms of their efficiency and cost.

In the section of labor protection the grounding complex is developed according to the set type of substation and parameters.

Key words: redundancy, generation, daily schedules, load, schedule coverage.

ЗМІСТ

ВСТУП	14
РОЗДІЛ 1	17
ПОНЯТТЯ БАЛАНСУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ ТА ЙОГО ВПЛИВ НА РОБОТУ СИСТЕМИ В ЦІЛОМУ	17
1.1 Баланс активної потужності.....	17
1.2 Баланс електроенергії	19
1.3 Баланс реактивної потужності.....	25
1.4 Резерв активної потужності	26
1.4.1 Навантажувальний резерв.....	26
1.4.2 Аварійний резерв потужності.....	27
1.4.3 Ремонтний резерв потужності	29
1.5 Зв'язок балансу потужності та частоти в енергосистемі	30
Висновок до розділу 1	36
РОЗДІЛ 2.....	37
ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЕС З ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ.....	37
2.1. ВДЕ: їх функції та особливості роботи.....	37
2.2. Зміна рівня встановленої потужності та генерації електроенергії ВДЕ, зумовлений зменшенням рівня викидів в атмосферу.....	40
2.3. Підвищення рівня балансової надійності ЕЕС за участі ВДЕ. Проблеми, які стоять на шляху їх реалізації.....	46
2.4. Формування задачі оптимального керування параметрами електро- енергетичних систем з ВДЕ	54
2.5. Зв'язок стану електричних мереж з енергоефективністю ВДЕ	56
Висновки до розділу 2:	59

РОЗДІЛ 3	62
РЕЗЕРВУВАННЯ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЕС	62
3.1. Режимна і балансова надійності ЕЕС з ВДЕ.....	62
3.2 Зменшення рівня похибки прогнозування ФЕС під час балансування режимів ЕЕС з використанням ГЕС	67
3.3. Водневі технології як метод покращення енергоефективності ВДЕ задля балансування режимів ЕЕС.....	71
3.4. Біогазові установки як компенсація нерівномірного генерування ВДЕ.....	81
3.4.1. Передумови зменшення похибки прогнозування графіків генерування ВДЕ за допомогою біогазових установок	81
3.5 Економічний вплив запровадження резервування небалансу електроенергії	90
3.5.1 Порівняння вартості способів резервування нестабільності ВДЕ за допомогою критеріального методу	90
3.5.2 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі.....	95
Висновки до розділу 3	101
РОЗДІЛ 4.....	103
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ РОБОТІ НА ФЕС.....	103
4.1 Задачі розділу	103
4.1 Умови праці, під час виконання монтажних робіт сонячних панелей.....	106
4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі сонячних панелей.....	107
4.3 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою сонячної електростанції	

4.4 Основні заходи протипожежного захисту на сонячних станціях	117
Висновки до розділу 4:	125
ВИСНОВКИ	128
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	129
ДОДАТОК А.....	137
ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	137
ДОДАТОК Б	138
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	138
ДОДАТОК В.....	142
ПОЧАТКОВІ ДАНІ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКУ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ	142
ДОДАТОК Г	146
ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ.....	146
ДОДАТОК Д.....	150
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	150

ВСТУП

Актуальність теми.

Об'єднана енергосистема України (ОЕС) формує єдину мережу, яка містить в собі сукупність електростанцій, електричних мереж, підстанцій. Надійне управління енергосистемою повинне забезпечувати вирішення ряду ключових завдань, від виконання яких буде залежати енергетична безпека країни.

Відповідно до «Кодексу системи розподілу» система формує режим своєї роботи щодо генерації та відпуску електроенергії згідно попередньо сформованого та узгодженого графіку роботи. Графік роботи, в свою чергу включає в себе наступні етапи:

- 1) прогнозування споживання (навантаження) та відпуску електричної енергії з/в системи/систему розподілу;
- 2) планування виведення з роботи обладнання електроустановок користувачів, які впливають на функціонування системи розподілу, та введення їх у роботу;
- 3) планування перемикачів та/або відключень елементів мереж системи розподілу, виведення з роботи обладнання електроустановок системи розподілу та введення їх у роботу.

Останні роки, з активним розвитком ВДЕ, популярність яких спровокована глобальною антропогенною зміною клімату призвела до того, що в усьому світі реагують на існуючі та потенційні небезпеки, що насуваються для суспільства. В результаті світ знаходиться на історичному роздоріжжі, оскільки зусилля щодо глобальної трансформації енергетичного сектору продовжують прогресувати.

Нажаль, глобальне зростання відновлюваної енергії формують нові виклики для роботи ОЕС, зокрема це питання стосується унеможливлення формування чіткого графіку навантаження, згідно якого система повинна працювати для підтримання надійного рівня забезпечення електроенергією, а також, такий вектор розвитку є не таким успішним для України, оскільки є проблеми зі станом обладнання системи.

В ході трансформації та збільшення кількості наявної потужності генерування від ВДЕ, формується 3 актуальні питання, які вимагають термінового рішення:

Технічна сторона: створення відповідних умов для надійної та ефективної роботи енергосистеми, в умовах, що змінюються призводить до нових пріоритетів для енергокомпаній і регулюючих органів. Використання передових інформаційних і комунікаційних технологій (цифровізація) дозволяє поліпшити спостереження і управління енергетичними системами і відкриває можливості для суттєвого розширення управління попитом;

- економічного: зростання розподіленої генерації і підвищення економічності накопичувачів енергії вимагають реформи роздрібного ціноутворення і оподаткування поставок електричної енергії з урахуванням оплати, яку вони поставляють електроенергії і покриттям частини вартості загальної інфраструктури;

- інституційного: зміняться функції і обов'язки суб'єктів управління. Пріоритетним стане поліпшення координації між операторами передавальних і розподільних мережа.

Аналізуючи вітчизняні та зарубіжні літературні джерела, можна досягти висновку, що всі ВДЕ, зокрема ВЕС та ФЕС характеризуються нерівномірним графіком генерування, що має негативний вплив на забезпечення надійності та статичної стійкості системи. Додаткову проблему формує необхідність у постійно ввімкненій резервній потужності, яка має можливість покрити лише 20% недовідпуску. Навіть, з огляду на позитивний екологічний ефект (зменшення парникового ефекту), активне використання даного типу джерел енергії призводить до руйнування ЕЕС.

Дана робота розглядає доцільність використання різних варіантів підвищення енергоефективності використання ВДЕ, зниження рівня похибки їх прогнозування та створення більше сприятливих умов для роботи системи ОЕС в цілому.

Мета і задачі дослідження.

Метою даної магістерської роботи є розроблення можливих доступних варіантів впливу на підвищення ефективності використання ВДЕ в ОЕС України з покриттям нерівномірності їх графіку навантаження задля забезпечення відповідного рівня надійності електропостачання споживачів.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- дослідження природи формування та впливу балансу електроенергії та потужності на режим роботи ОЕС;
- дослідження використання ВДЕ для покриття графіку навантаження споживачів та проблеми, які цим викликані;
- аналіз методів підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем;
- дослідження впливу доступних способів на підвищення енергоефективності ВДЕ;
- економічне порівняння застосування способів впливу на ефективність роботи ВДЕ.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є процес підвищення енергоефективності роботи відновлюваних джерел енергії під час балансування електроенергії в електроенергетичній системі.

Предметом дослідження є методи і засоби покращення роботи відновлюваних джерел енергії з метою корегування їх погодинного графіку генерування.

Методи дослідження.

Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час формування моделі дослідження використовуються елементи теорії відносності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ПОНЯТТЯ БАЛАНСУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ ТА ЙОГО ВПЛИВ НА РОБОТУ СИСТЕМИ В ЦІЛОМУ

Попит споживачів на потужність і електроенергію повинні покривати генеруючі установки електроенергетичній систем. Для виконання цієї мети, плануються і постійно підтримуються баланси потужності і енергії. Технічна, фінансова та економічна діяльність планується на основі енергетичних балансів. Баланс планується для усіх циклів управління від години до декількох років. Всі режимні властивості станцій, мереж, обладнання впливають на енергетичний баланс [1].

Маємо 3 види енергетичних балансів:

- баланс активної потужності;
- баланс електроенергії;
- баланс реактивної потужності.

1.1 Баланс активної потужності

Баланс потужності – рівність потужності, між потужністю споживання та генерування на певному інтервалі часу t . Збіжність споживання та потужності генерації є однією з основних особливостей енергетичного господарства.

Баланс потужності на період t має вигляд:

$$\sum P_{Гit} = \sum_t P_j + \sum_t \Delta P_t \quad (1.1)$$

де P_G - сумарна потужність генераторів;

P_j – сумарна потужність споживання;

ΔP_t – сумарна потужність витрат в мережі та власні потреби електростанцій.

Планується баланс потужності в різному перерізі часу:

- на добу або декілька діб;
- для середньоробочого і максимального дня окремого місяця або всіх місяців в році;
- для максимального навантаження певного періоду.

Баланс потужності дає реальне відображення використання потужностей агрегатів і станцій. Вони необхідні для розрахунку режимів електричних мереж, для проведення ремонтів обладнання на станціях, для розрахунку затрат на експлуатацію станцій і систем.

Для складання балансу потужності потрібно врахувати ряд складових. Необхідні параметри зведемо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Параметри, що враховуються при формуванні балансу потужності

	Потреби	Покриття потреб
1	Навантаження споживачів	Робоча потужність електростанцій
2	Передача потужності в інші системи	Отримання потужності з інших систем
3	Необхідний резерв потужності	Резервна потужність електростанцій

При визначенні потужності, що генерується, використовується наявна потужність всіх типів станцій, маємо:

$$P_{\text{ЕЕС}} = P_{\text{роб.ЕЕС}} + P_{\text{рез.ЕЕС}} \quad (1.2)$$

Наявна потужність системи використовується для забезпечення робочих і резервних потужностей системи. Робочі потужності визначаються сумарним навантаженням. Резервні потужності використовуються для підтримки якості електроенергії та надійності електропостачання. В свою чергу резервні

потужності системи використовуються повністю або частково для забезпечення навантажувального і аварійного резервів.

$$P_{\text{рез.ЕЕС}} = P_{\text{рез.нав.}} + P_{\text{рез.авар.}} \quad (1.3)$$

На основі балансу потужності системи створюються графіки навантаження електростанцій. На основі цих даних, станції планують свою роботу, забезпечують готовність обладнання до роботи і виконання функцій, що закладені на станцію системою

1.2 Баланс електроенергії

Баланс електроенергії складають так само, як баланси потужності для добових, місячних, річних періодів. Частіше всього використовують баланси трьох видів:

- Баланс виробленої електроенергії за певний період t :

$$E_{\text{нав.}} = E_{\Gamma} - E_{\text{наяв.ЛЕП}} - E_{\text{в.п.}} \quad (1.4)$$

- Баланс електроенергії, відпущеної з шин станцій:

$$E_{\text{нав.}} = E_{\text{відп.}} - E_{\text{наяв.ЛЕП}} \quad (1.5)$$

- Баланс електроенергії, відпущеної споживачам:

$$E_{\text{нав.}} = E_{\text{відп.}} \quad (1.6)$$

Баланси потужності і енергії взаємопов'язані, оскільки енергія є інтегральним показником потужності. Баланси електроенергії потрібні для визначення необхідних енергоресурсів, для розрахунку і аналізу електроенергії в мережах, для розрахунку і аналізу споживання електроенергії на власні потреби і

для розрахунку техніко-економічних показників, для організації господарської діяльності ЕЕС.

Баланси потужності та електроенергії взаємопов'язані, тобто будь-яка зміна балансу потужності в системі призводять до зміни балансу енергії. З цього можна зробити заключення, що баланси енергії і потужності не можуть складатися незалежно один від одного. Вони повинні складатися в погодженні. При складанні енергетичних балансів необхідно врахувати ряд питань:

1. Визначити місце станції в графіку навантаження;
2. Визначити режимні можливості по потужності;
3. Визначити можливості станції по енергії;
4. Скласти баланс енергії з врахуванням усіх потреб і обмежень.

Всі вищеперераховані питання мають особливо велике значення для змішаних енергосистем.

Тобто, для ТЕС необхідно врахувати наявність палива, що в сьогоденній ситуації є питанням нерозв'язаним. В той час участь ГЕС в балансах залежить не тільки від того, яка потужність буде отримана, але і від того, яка кількість енергії ГЕС може використовувати в даний період. Якщо ГЕС має добове регулювання стоку, то вона може використовувати всю кількість води, яка прибула за добу. Проте приток змінюється від доби до доби і, відповідно, змінюється можливість вироблення електроенергії. Якщо ж ГЕС має річне регулювання стоку, то її можливий виробіток електроенергії визначається з врахуванням перерозподілу стоку впродовж року. Оскільки рівень води щороку є різним (повноводний, маловодний, середньоводний і тд.), то вироблення електроенергії також змінюється. Всі ці фактори сильно ускладнюють планування і регулювання балансів потужності та енергії змішаної енергосистеми, якою є енергосистема України.

Порядок складання енергетичного балансу[3]:

В залежності від структури потужності енергосистеми, від її розмірів і особливостей використовуються різні принципи складання балансу потужності ЕЕС. Приведемо деякі загальні положення:

1. Визначення наявної потужності станції системи. Для кожної станції і системи в цілому визначається наявна потужність, сума яких дає наявну потужність системи:

$$P_{\text{наяв.}} = \sum N_{\text{наяв.ст.}} \quad (1.6)$$

По величині наявної потужності перевіряється можливість покриття максимуму навантаження. За даним критерієм система може бути: самобалансованою, профіцитною та дефіцитною, що залежить від співвідношення максимального навантаження та наявної потужності.

2. Визначаються функції електростанцій в системі. В першу чергу – роль станцій в забезпеченні робочої потужності. В базовій частині робочої потужності розміщуються вимушені витрати потужності (по тепловому споживанні для ТЕЦ, для потреб водогосподарства для ГЕС і тд.)
Величина робочої потужності розраховується з врахуванням заданих обмежень. Встановлюється порядок розміщення потужності системи (навантажувального і аварійного).
3. Складання балансу потужності для максимального навантаження. Цей баланс є попереднім, і на наступних етапах розрахунків він уточнюється. Отримані дані показують максимальну потужність станції – робочу та резервну.
4. Складається баланс потужності для всього добового графіку навантаження. Враховуються всі обмеження: вимоги економічності, собівартість електроенергії, тощо.
5. Оптимізації проводиться по критерію мінімум затрат по ЕЕС і здійснюється на основі спеціальних програм розрахунку режиму.

6. Складається баланс вироблення електроенергії, що відповідає балансу потужності. Визначаються плани станцій по виробленню електроенергії.

Для прикладу, який пояснює алгоритм дій при складанні балансу потужності системи, врахуємо, що система складається з декількох типів станцій, а саме: АЕС, КЕС з великогабаритними блоками та високими економічними показниками, КЕС, яка може регулювати потужність, ТЕЦ, що має обмеження в тепловому навантаженні, та врахуємо, що ми знаємо їх потужності[1].

В базу графіка навантаження розташовуємо спочатку АЕС з точки зору умови надійності роботи, а також через специфічні умови роботи АЕС, тобто небажано змінювати режим АЕС часто: протягом доби, тижня, місяця.

В основі графіка навантаження також розміщується поточна потужність ГЕС, яка обумовлена вимогами водогосподарського комплексу, оскільки ГЕС не може працювати з меншим рівнем потужності, ніж є наявний. Наприклад, за умовами роботи річкового транспорту ГЕС, має віддавати певну об'єм води в нижній б'єф, а отже, і потужність. Порушення таких вимог є неприпустимими, а отже на роботу в базовому режимі витрачається частина заданого використання стоку. ТЕЦ має базову теплофікаційну потужність, яка визначається вимогами теплових споживачів, отже це становить обов'язкову потужність.

Потім розміщуються КЕС із великоблочними агрегатами. Такий тип станцій погано регулюють свою потужність і доцільно її не змінювати протягом доби. Крім того, вони економічні, і по можливості їх використовують сповна.

Решту потужності ГЕС доцільно використовувати в якості регулювання. Такі ГЕС розміщується у графіку навантаження так, щоб використовувати всю енергію, яка обумовлена інтегральними обмеженнями стоку для цієї доби, та працювати з максимально можливою робочою потужністю. Її місце у графіку навантаження визначається підбором. Зазвичай ГЕС працює у піку графіка навантаження та веде регулювання потужності відповідно до вимог споживачів. Працюючи у піку ГЕС витісняє із цієї зони ТЕС. Режим ТЕС стає більш рівним, і це забезпечує підвищення їхньої надійності та економічності.

У напівпіковому режимі працює КЕС з докритичними параметрами пари, назвемо її КЕС_{докр}. У неї гірші економічні показники, ніж у великогабаритних КЕС, але вона краще пристосована до регулювання потужності.

Решту графіка навантаження покривають конденсаційні потужності ТЕЦ. Їхні економічні показники суттєво гірші, ніж на КЕС.

При нестачі потужності станцій системи визначаються шляхи її усунення. Якщо при мінімальних навантаженнях системи не виконуються умови роботи ТЕЦ та ГЕС у потрібному режимі з необхідною потужністю, вживаються спеціальні заходи. В цьому випадку на ТЕС частина необхідної теплової енергії може надходити через РОП (редукційно-охолоджувальний пристрій). Для ГЕС за нестачі води може знижуватися рівень води нижнього б'єфу нижче допустимого. Тому може розглядатися питання розвантаження у нічний час блокової КЕС, звичайно, якщо це допустимо за надійністю.

Резерви системи також розподіляються поміж станціями різного типу. По можливості навантажувальний резерв розміщується на ГЕС, а аварійний резерв різних станціях, мають вільні потужності. Схематично суть наведеного прикладу показано на рис. 1.1.

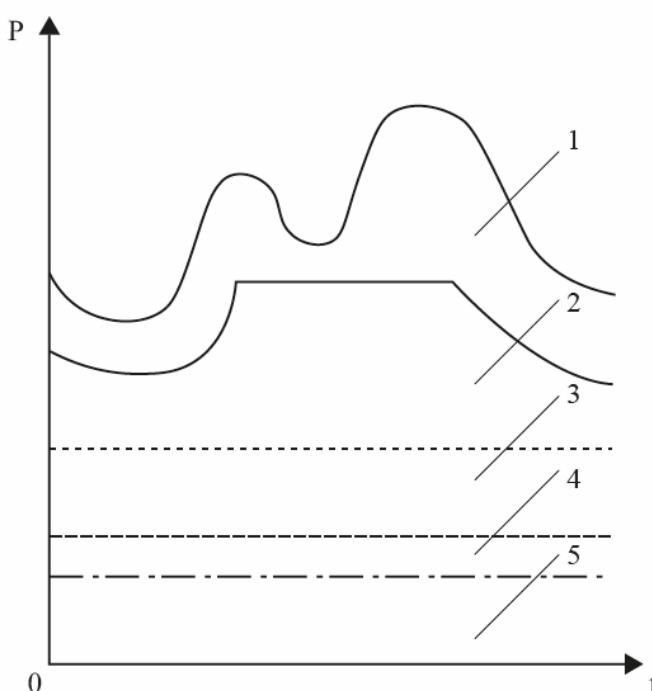


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення графіка навантаження

(1- ГЕС з заданим рівнем генерації електроенергії та зі збереженням обмежень по її мінімальній потужності; 2 – КЕС_{ср}; 3 – великогабаритна КЕС; 4 – ТЕЦ; 5 – АЕС) [1]

Неможливо на простих прикладах розглянути всі особливості складання балансів потужності в різних енергосистемах, тому ці положення є надзвичайно спрощеними.

1.3 Баланс реактивної потужності

Баланс реактивної потужності впливає рівні напруги системи. Необхідно підтримувати його, виходячи із заданих рівнів напруги у певних вузлах системи [2]. Рівняння балансу має вигляд:

$$\sum Q_{Гіт} + \sum Q_{к.у.т} + \sum Q_{ЛЕПт} = \sum Q_{нав.т} + \sum q_{наяв.т} \quad (1.7)$$

Наближено можна оцінити вплив кожної складової, так $Q_{Г}$ - 60%, $Q_{к.у.}$ (потужність синхронних компенсаторів та батарей) – 20%, $Q_{ЛЕП}$ – 20% (в мережах 110 кВ і вище), при чому в трансформаторах втрачається до 75% цієї величини.

Основними споживачами реактивної потужності є промислові підприємства, причому до 75% споживають асинхронні двигуни, до 20% - трансформатори підприємств, втрати становлять 10%.

Баланс реактивної потужності підтримується установками системи та споживачами. Зазвичай баланс реактивної потужності регулярно не складається, але помічаються спеціальні заходи щодо його підтримки, і це також найважливіша умова нормального електропостачання. В енергосистемі є робочі та резервні реактивні потужності на станціях та підстанціях.

При зниженні доходної частини балансу відбувається зниження рівнів напруги та навпаки. Напруга є одним із показників якості електроенергії, отже, регулюючи баланс реактивних потужностей, необхідно підтримувати певні рівні напруги. Баланс реактивної потужності підтримується у локальних зонах системи, а чи не по всій системі. Це з тим, що передавати реактивну потужність великі відстані не вигідно, оскільки передача реактивної потужності супроводжується втратами активної потужності, і що більше відстань передачі, то більше втрат [3].

1.4 Резерв активної потужності

Резерв потужності необхідний для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

Загальний резерв складається із наступних складових: навантажувального, аварійного, ремонтного:

$$P_{\text{рез}} = P_{\text{нав}} + P_{\text{авар}} + P_{\text{рем}} \quad (1.8)$$

1.4.1 Навантажувальний резерв

Навантажувальний резерв призначений для покриття різких випадкових змін навантаження. Характерні при роботі великих прокатних станків, на залізниці, тощо.

В реальності миттєві значення потужності мають вигляд «пилкоподібної» кривої. Відповідно, для покриття випадкового збільшення навантаження, енергосистема повинна мати додатковий навантажувальний резерв.

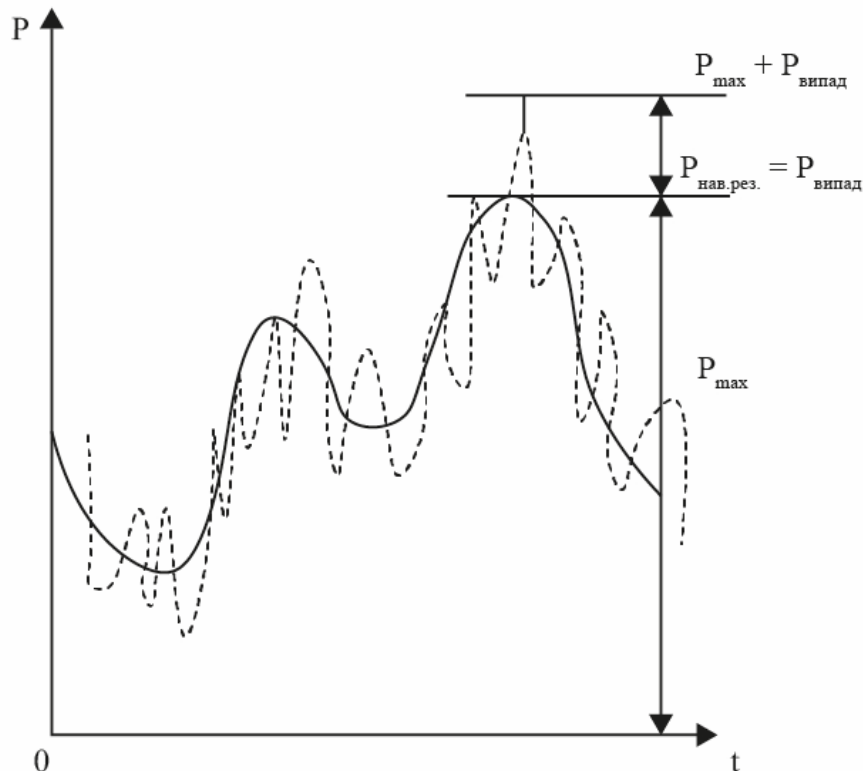


Рисунок 1.2 – Навантажувальний резерв потужності

Миттєве навантаження не можна спрогнозувати, тому досвід роботи енергосистем визначає рівень випадкових навантажень в діапазоні 1-3% від максимального навантаження системи.

Найбільш небезпечними є «стрибки» навантаження в момент проходження максимуму навантаження системи, саме тому величина навантажувального резерву визначається в залежності від максимального навантаження. Для того, аби мати змогу покривати випадкове збільшення навантаження, необхідно мати гарячий резерв потужності. Навантаження змінюється миттєво, а найбільш швидкий запуск агрегату на ГЕС здійснюється за 2-5 хвилин. Відповідно, агрегати навантажувального резерву повинні увесь час бути увімкнені в мережу, і лише тоді вони можуть автоматично і швидко покривати випадкові стрибки навантаження.

З випадковими змінами навантаження пов'язана частота системи, тому навантажувальний резерв також називають частотним.

1.4.2 Аварійний резерв потужності

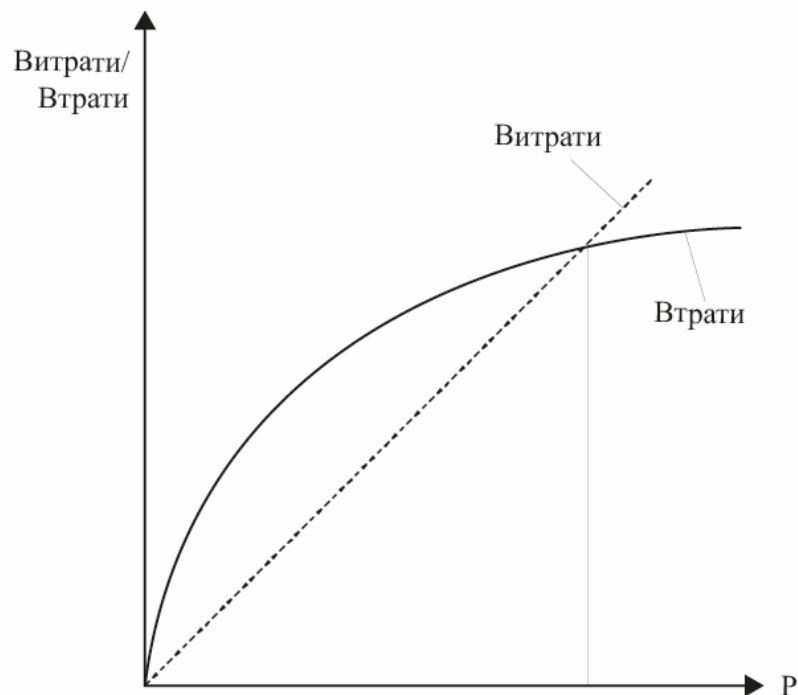


Рисунок 1.3 – Аварійний резерв потужності

Вибір потужності аварійного резерву

Залежно від ймовірностей аварій і потужностей агрегатів, що відключаються. Найбільш імовірною є подія, при якій відключається один агрегат, менш ймовірно одночасне відключення двох агрегатів, ще менша ймовірність відключення трьох агрегатів. Відповідно зменшується і збитки. Імовірність одночасного відключення трьох агрегатів дуже мала, тому подальше збільшення числа аварійно відключених агрегатів розглядати недоцільно. Збитки падають, а витрати лінійно зростають зі збільшенням числа агрегатів. Ця методика містить багато умовностей. Вважається, що всі агрегати мають однакову можливість відключення, у всіх однакова потужність та ін. Тому величину аварійного резерву визначають з досвіду експлуатації енергосистем.

У практиці використовуються величини, одержані на основі експлуатаційного досвіду. Аварійний резерв змінюється у межах від 5 до 30 % потужності працюючих агрегатів. Чим він більший, тим вища надійність. Аварійний резерв повинен бути не меншим за потужність найбільшого агрегату станції системи.

Тримати у гарячому стані всі агрегати аварійного резерву економічно не вигідно, тому цей резерв має чотири черги використання.

Перша черга - гарячий резерв для забезпечення надійної роботи системи при випадкових аваріях. Розмір цієї потужності 3...5 %, і вона визначається за умови збереження безперебійності електропостачання, частоти та напруги. Найбільш раціонально розміщувати його на ГЕС або на агрегатах ТЕС, які працюють із неповною потужністю.

Друга черга - холодний резерв, який входить у роботу досить швидко, приблизно за 1...3 хв. Обладнання цього резерву має бути підготовлене до пуску: електрична схема зібрана, котел перебуває у робочому стані. Ця частина резерву може розміщуватися і на ГЕС, і на ТЕС.

Третя черга - резерв включається протягом 2-6 годин, і на цей час споживання обмежується. Цей резерв розміщується на "холодних" агрегатах. Наприклад, може знадобитися запуск котла.

Четверта черга - ця частина резерву призначена для резервування під час тривалої заміни устаткування на період його аварійно-відновлювального ремонту. Найчастіше він розміщується на ТЕС[1].

Резерв вимагає потребує витрат. Аварійний резерв потребує енергоресурсу. На ГЕС необхідно завжди мати аварійний запас води у водосховищі, а на ТЕС - запас палива. До резерву належать також амортизаційні відрахування, частина заробітної плати.

1.4.3 Ремонтний резерв потужності

На кожній електростанції протягом певного часу агрегати виводяться у ремонт. Планові ремонти обладнання можна проводити лише тоді, коли навантаження енергосистеми знижується. Тоді на електростанціях утворюється вільна потужність. На річному графіку максимальних навантажень це відповідає провалу навантаження (рис. 1.3). У такі періоди проводяться капітальні ремонти обладнання, тривалість яких сягає місяця і більше.

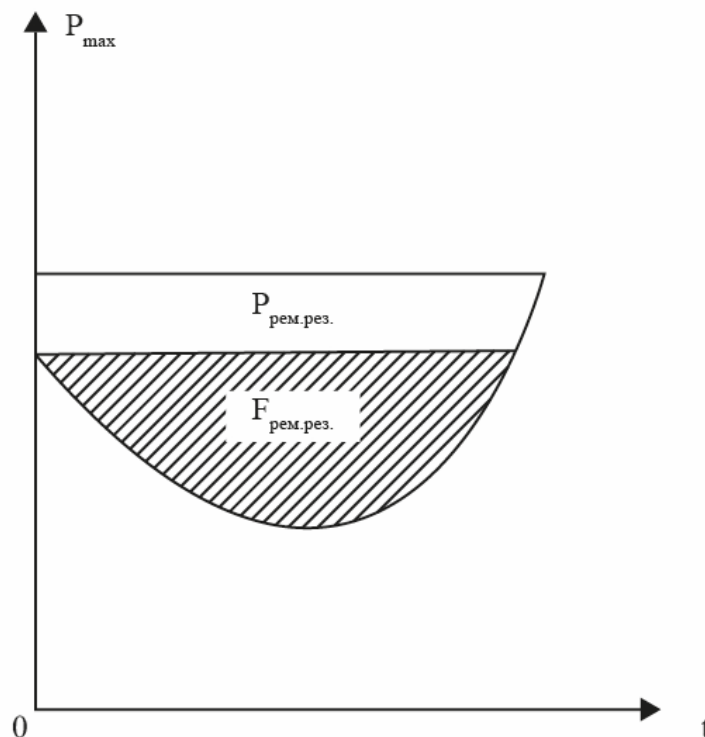


Рисунок 1.4 – Схематичне зображення «провалу» навантаження

Провал навантаження дає можливість для проведення ремонту, яка визначається:

$$F_{\text{рем}} = \sum P_{\text{агр}} \cdot T_{\text{рем}} \quad (1.9)$$

Розмір ремонтного резерву $P_{\text{рем.рез.}}$ залежить від форми графіка річних максимальних навантажень, від потужностей агрегатів електростанцій та часу їх ремонту. При значному сезонному провалі навантаження ремонтний резерв може не знадобитися. Розміщення ремонтного резерву є економічним завданням. На ГЕС роль ремонтного резерву своїх агрегатів може виконувати сезонна потужність чи спеціально встановлені «додаткові» агрегати, які замінюють агрегати у ремонті.

Ремонтний резерв встановлюється лише у тому випадку, якщо без нього не можна провести планово-попереджувальні ремонти обладнання станцій. Поточні ремонти проводяться регулярно і зводяться до ревізій обладнання та усунення дефектів, які не вимагають розбирання агрегатів. Зазвичай поточні ремонти проводяться у дні зі зниженим навантаженням, наприклад, у вихідні дні. На ГЕС завжди передбачається резерв щодо поточних ремонтів у вигляді 4...8 % від встановленої потужності станції. На ГЕС такої потреби у ремонтному резерві немає, оскільки майже весь рік ГЕС не працює на повну потужність.

Резерв для проведення капітальних ремонтів встановлюється тоді, коли під час літнього провалу навантаження теплові станції що неспроможні повному обсязі провести необхідні ремонти[2].

1.5 Зв'язок балансу потужності та частоти в енергосистемі

Рівень генерації енергоблоків та навантаження споживачів, підключених до мережі необхідно контролювати для безпечної та якісної синхронної роботи енергосистеми. Контроль за залежністю «генерація-навантаження-частота», технічні резерви та інші показники контролю є важливими для того, щоб оператори передачі могли щодня якісно виконувати свою роботу.

Під час роботи енергосистеми, мають місце відхилення частоти від номінального значення, в номінальних та аварійних режимах, в результаті постійного впливу нерегулярних коливань навантаження, тимчасових порушень балансу потужності, та через вплив великих збурень, що стають причиною значних змін загального балансу. Величина відхилення частоти від номінального значення визначається за виразом:

$$\Delta f(t) = f(t) - f_{\text{ном}}, \quad (1.10)$$

де $f(t)$ - фактичне значення частоти в момент t ;

$f_{\text{ном}}$ - номінальне значення частоти [7].

Частота і активна потужність агрегатів регулюються автоматично за допомогою автоматів регулювання швидкості турбіни. Всі турбіни мають АРШ (автоматичний регулятор швидкості). За допомогою АРШ здійснюються пуск, зупинка, збільшення та зниження потужності турбіни та паралельна робота агрегатів. Працює АРШ за спеціальною програмою, яка залежить від частоти системи (рис. 1.5, 1.6). Частіше всього характеристика статичного регулювання і дає однозначну залежність між потужністю і частотою.

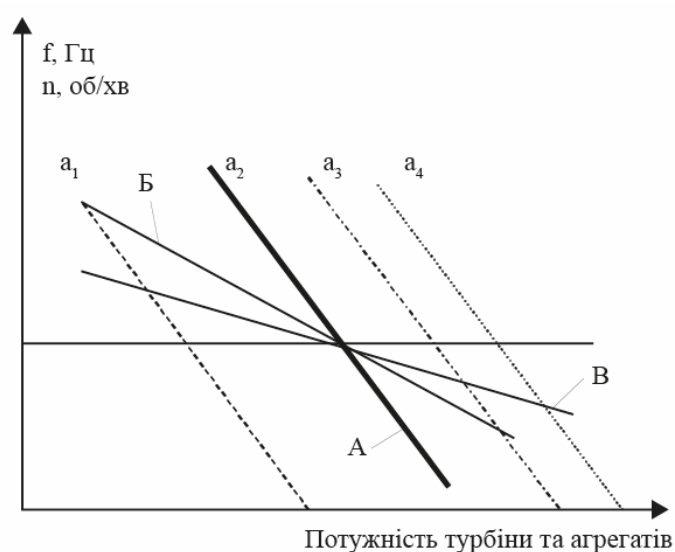


Рисунок 1.5 – Види характеристик АРШ

Статичні характеристики можуть мати різний статизм (нахил), що змінює чутливість агрегату до частоти. Статистичні характеристики - це відносна зміна потужності агрегату щодо зміни частоти:

$$k = -\frac{\delta P}{P_{\text{ном}}} / \frac{\delta f}{f_{\text{ном}}}$$

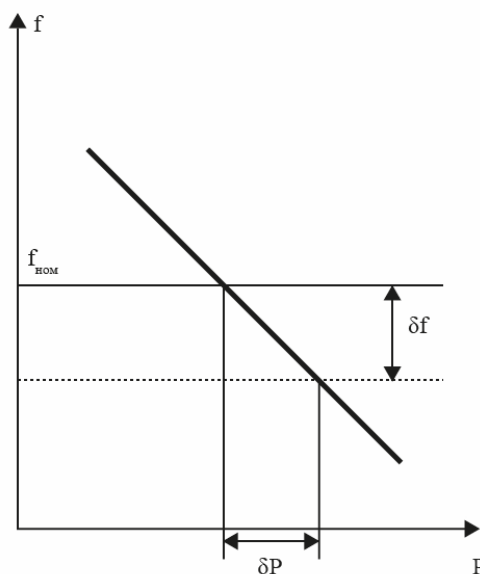


Рисунок 1.6 – Статична характеристика АРШ

Встановлюючи певний нахил (статизм), можна змінювати реакцію різних станцій на зміну частоти. Якщо статизм великий, то станція чутлива до зміни частоти та її потужність змінюється на порівняно велику величину, якщо - маленький, то станція незначним чином змінює свою потужність при зміні частоти системи. Статичні показники забезпечують правильну логіку процесів. Якщо частота знижується, то потужність турбіни збільшується, якщо збільшується, то потужність зменшується.

Регулювання частоти і потужності в енергосистемі має виконувати функцію відновлення балансу потужності та стабілізувати її частоту. В більшості сучасних енергосистем світу задача регулювання частоти підрозділяється на три взаємопов'язані автоматичні і оперативні завдання: первинне, вторинне та третинне регулювання.

Первинне регулювання частоти забезпечує стабільність частоти, тобто утримання відхилень частоти в допустимих межах при порушенні загального балансу потужності в будь-якій частині об'єднання і за будь-якої причини. Первинне регулювання розпочинається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників паралельної роботи і здійснюється за допомогою автоматичного регулювання швидкості обертання турбіни.

На рис. 1.7 зображена характеристика нерегульованої турбіни, потужність якої незмінна, - це пряма, паралельна вертикальній осі, $P_{T1} = \text{const}$. Статистичні характеристики навантаження по частоті – криві 1, 2, 3, що відповідають навантаженням $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$. При навантаженні P_{H1} режим визначається перетином характеристики турбіни і характеристики навантаження 1, при цьому частота дорівнює номінальній. При зміні навантаження частота в системі приймає нове, відмінне від номінального значення. Тобто, перетин характеристик турбіни і навантаження P_{H2} відповідає частоті f_2 , тобто збільшення навантаження від P_{H1} до P_{H2} призводить до зменшення частоти від $f_{\text{ном}}$ до f_2 [2.]

Якщо турбіна має автоматичний регулятор швидкості, то він змінює відпуск енергоносія (пара/вода) через турбіну в залежності від навантаження. Регулятори швидкості турбін виконують стабілізуючий вплив на частоту в системі і тому називаються первинним регулятором частоти [5].

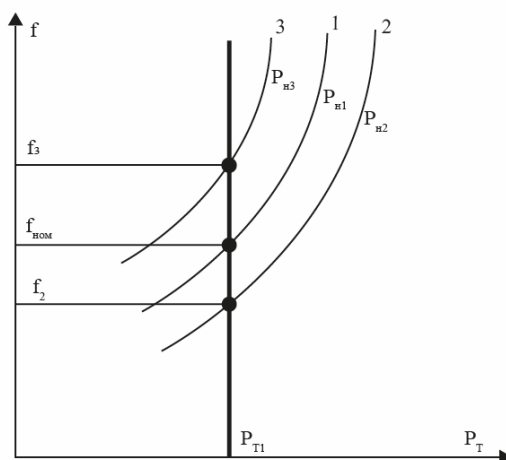


Рисунок 1.7 – Характеристика нерегульованої турбіни

Регулятори швидкості турбіни можуть мати астатичну або статичну характеристику. При зміні електричного навантаження під дією регулятора швидкості або відновиться номінальна частота, або встановлюється деяка нова частота, близька до $f_{\text{ном}}$. У випадку, коли після зміни навантаження і закінчення перехідного процесу регулятор відновлює номінальну частоту, регулювання називається астатичним.

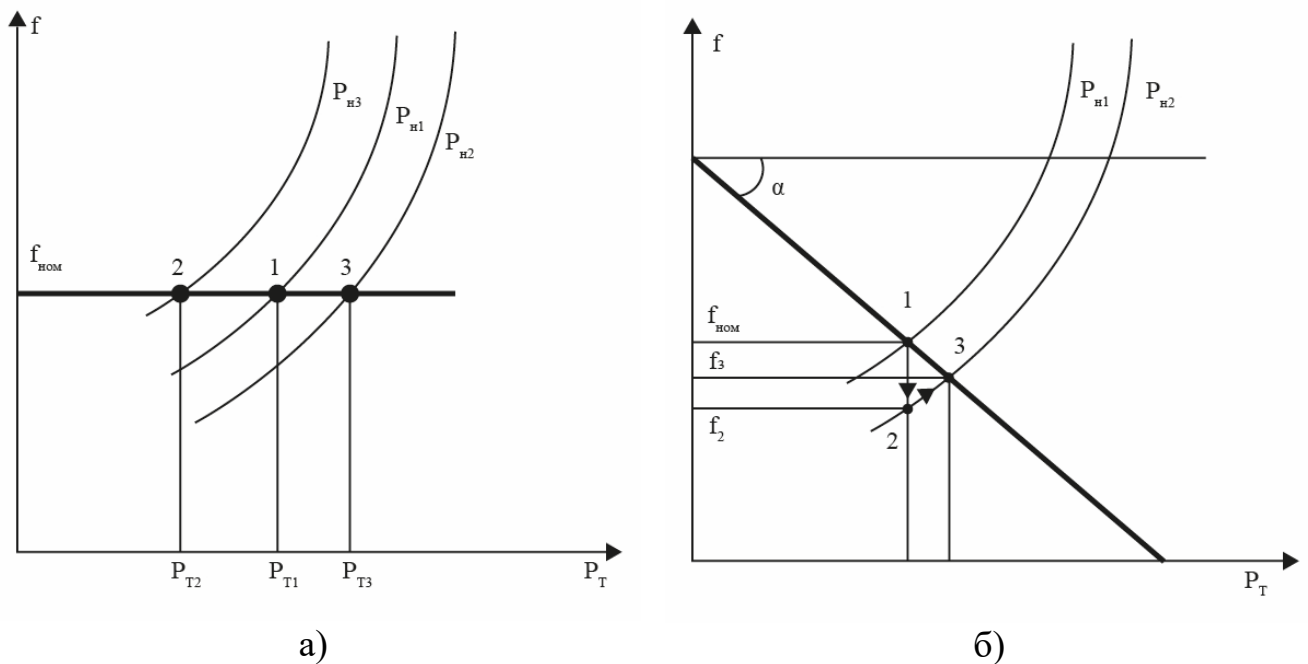


Рисунок 1.8 – Статична (а) та астатична (б) характеристика регульованої турбіни

Якщо при зміні навантаження і закінчені перехідного процесу встановлюється нова, відмінна від номінальної частота, то таке регулювання називається статичним[3].

Реальні регулятори швидкості мають статичну характеристику. Отримати астатичну характеристику реально дуже важко.

Для астатичного регулювання використовуються вторинне регулювання.

Вторинне регулювання частоти забезпечує відновлення номінального рівня частоти та оперативне або автоматичне регулювання планових режимів обміну заданої потужності між енергосистемами з корекцією по частоті (сальдо

зовнішніх перетоків). Вторинне регулювання вводиться в дію централізовано в області регулювання протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання. Здійснюється вторинне регулювання за допомогою зміни потужності енергоблоків, які беруть участь у автоматичному регулюванні частоти в межах заданого вторинного резерву.

Третинне регулювання частоти забезпечує постійну ефективність дії первинного і вторинного регулювання частоти завдяки оперативній корекції режимів роботи ОЕС в порядку надання взаємодопомоги або здійснення оптимізації їх режимів роботи із постійної наявності первинних та вторинних резервів. Третинне регулювання вводиться в дію в області регулювання і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації або зовнішніх перетоків чи споживання. Третинне регулювання здійснюється за допомогою швидкого пуску або зупинки агрегатів маневрених гідроелектростанцій (ГЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) для оперативного коригування режиму[4].



Рисунок 1.9 – Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі [4]

Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі, яка передбачає сполучення зазначених видів регулювання, показана на рис. 1.9. Заходи з регулювання частоти і потужності здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості. Ці заходи є взаємозалежними і передбачають введення одного замість іншого та застосування для цього засобів автоматики.

Співвідношення цих процесів у часі на прикладі виникнення дефіциту активної потужності і зниження частоти умовно показано на рис.1.10.

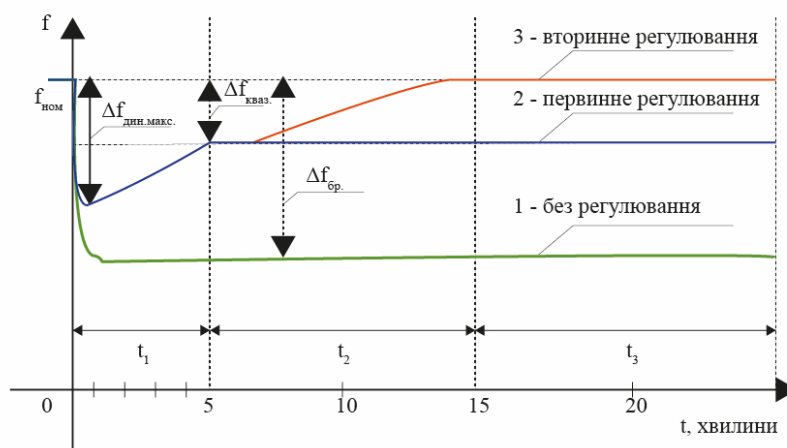


Рисунок 1.10 – Процес регулювання частоти [4]

Висновок до розділу 1

Аналізуючи літературу та нормативні документи, можна прийти до висновку, що ОЕС повинна беззаперечно дотримуватися графіку генерування та навантаження задля того, аби роботи зберігала свою надійність. В силу своєї природи, процес накопичення електроенергії, на сьогоднішній день, є дороговартісним та важкодоступним, тому актуальним є питання маневрених потужностей, за допомогою яких є можливість покриття раптових змін пов'язаних з провалами або, навпаки, зростанням навантаження. Задля таких аспектів розроблено каскад заходів – первинне, вторинне, третинне регулювання, тощо, аби у критичних ситуаціях підтримувати роботу системи, до відновлення її нормального режиму роботи.

РОЗДІЛ 2

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЕС З ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ

2.1. ВДЕ: їх функції та особливості роботи

Дані отримані від Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA – міжурядова організація, її метою є допомога країнам у переході до сталого енергетичного майбутнього, а також дослідження усі типи ВДЕ для досягнення сталого розвитку, доступу до електроенергії, енергетичної безпеки та використання безвуглецевих технологій генерування електроенергії) стверджують, що спостерігається швидке зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії [8], у тому числі відновлюваних джерел енергії з нерівномірним графіком генерування. У нормативному документі СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101: 2014 «Норми технологічного проектування електричних систем та електричних мереж 35 кВ і більше» під електростанцією з негарантованою потужністю розуміється електростанція, що використовує нестабільні природні джерела енергії, обмежений або нездатний коригувати свою роботу відповідно до встановленого денного графіка [9], тобто має природно нерівномірний графік генерування.

У вимогах до вітрових електростанцій (ВЕС) та фотоелектричних станцій (ФЕС) при паралельній роботі з ОЕС України зазначено, що ВЕС та ФЕС вважаються електростанціями з природно нерівномірним погодним графіком генерування. Тобто, існує ризик припинення видачі електроенергії в мережу для вітрогенераторів при швидкості вітру менше 3-5 м/с, для сонячних електростанцій менше 200 Вт/м²[10].

Аналізуючи вітчизняні та зарубіжні літературні джерела, можна досягти висновку, що всі ВДЕ, зокрема ВЕС та ФЕС характеризуються нерівномірним графіком генерування, що має негативний вплив на забезпечення надійності та статичної стійкості системи[11]. Додаткову проблему формує необхідність у постійно ввімкненій резервній потужності, яка має можливість покрити лише 20%

неповідпуску[12]. Навіть, з огляду на позитивний екологічний ефект (зменшення парникового ефекту), активне використання даного типу джерел енергії призводить до руйнування ЕЕС[13].

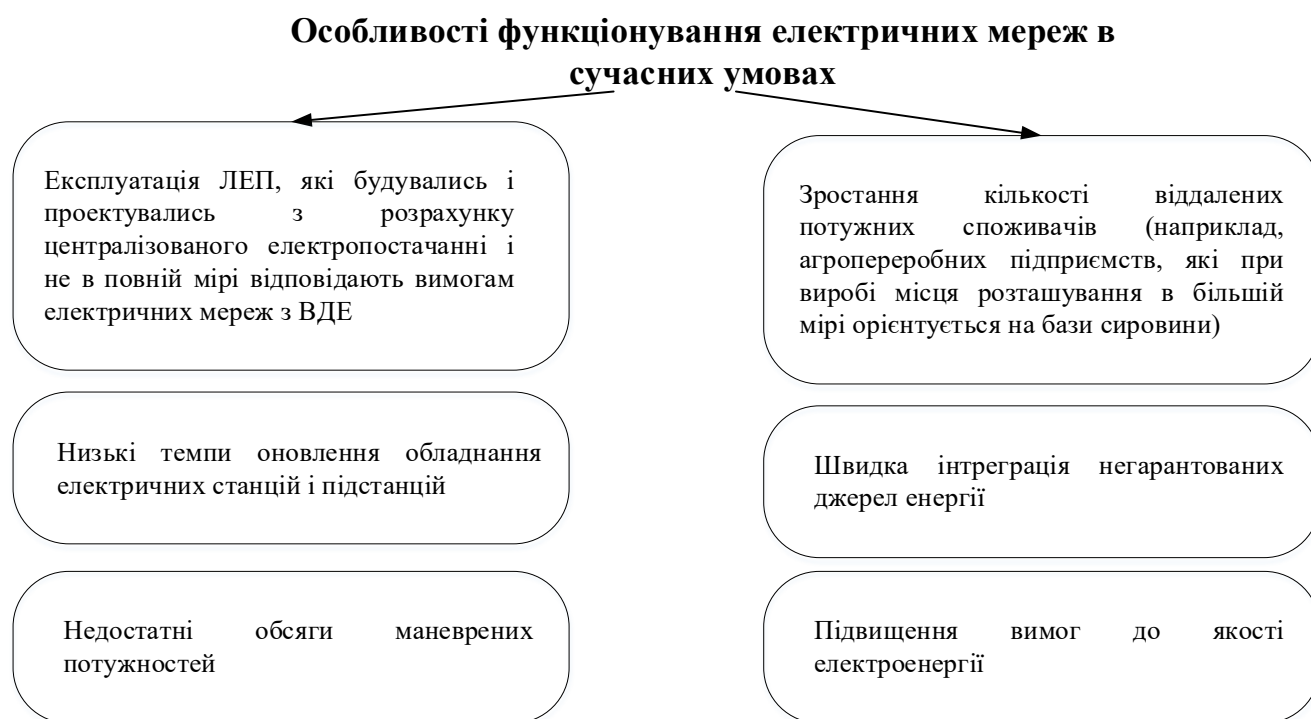


Рисунок 2.1 – Актуальні переваги та недоліки використання ВДЕ в ЕЕС [13]

Ефективна робота ВДЕ вимагає адаптації існуючих розподільчих мереж, а саме їх оновлення. Оскільки ідея розвитку ВДЕ приваблює велику кількість підприємців, які згодні вкладати у такі проекти кошти, тому необхідно ретельніше слідкувати за певними показниками, серед яких: струм КЗ, коефіцієнт навантаження, а особливо коефіцієнт надійності [14].

З огляду на сучасний стан електричних мереж України [15], можна сказати, що близько 50% обладнання потрібно оновити вже сьогодні. Підсумовуючи всі характеристики, параметри, які мають негативний вплив на розвиток ВДЕ, а також на приваблення іноземних інвесторів, відображаються у табл. 2.1

Екологічні проблеми, пов'язані з видобутком викопного палива, а також зменшенням їх запасів, перевантаженням низьковольтних електричних мереж та

їх незадовільний стан є мотивацією для інтеграції ВДЕ (малої генеруючої потужності) та реструктуризації існуючої системи електропостачання. Тому йдеться про створення локальних електричних систем та мікроелектромереж, які б сприяли підвищенню енергоефективності ВДЕ при їх експлуатації.

Оптимізація режимів роботи таких мереж, які виникають внаслідок швидкого інтегрування ВДЕ, є викликом для операторів електричних мереж (ОМ). Наразі гостро стоїть проблема якості електроенергії. Якість електроенергії є дуже важливою характеристикою систем з ВДЕ. Сьогодні споживачі є більш чутливими до збурень в мережі[16].

Оптимізація таких режимів роботи, які виникають внаслідок швидкої інтеграції ВДЕ, є проблемою для операторів електричних мереж. Водночас гостро стоїть проблема якості електроенергії. Якість електроенергії є однією з найбільш важливих характеристик для роботи ВДЕ.



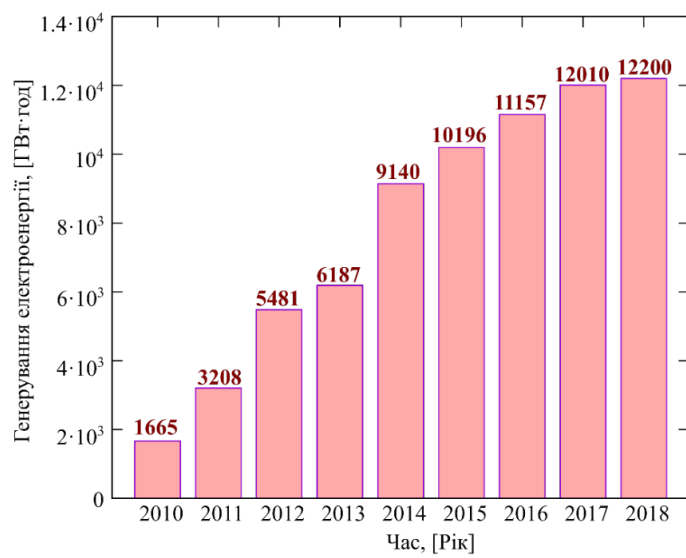
Рисунок 2.2. Негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України що зменшують енергоефективність ВДЕ.

На особливості якості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах впливає також тип ВДЕ та його режими роботи. Тому для формування стратегії підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС потрібно дослідити тенденції зміни встановленої потужності ВДЕ та обсягів генерування електроенергії ними [17].

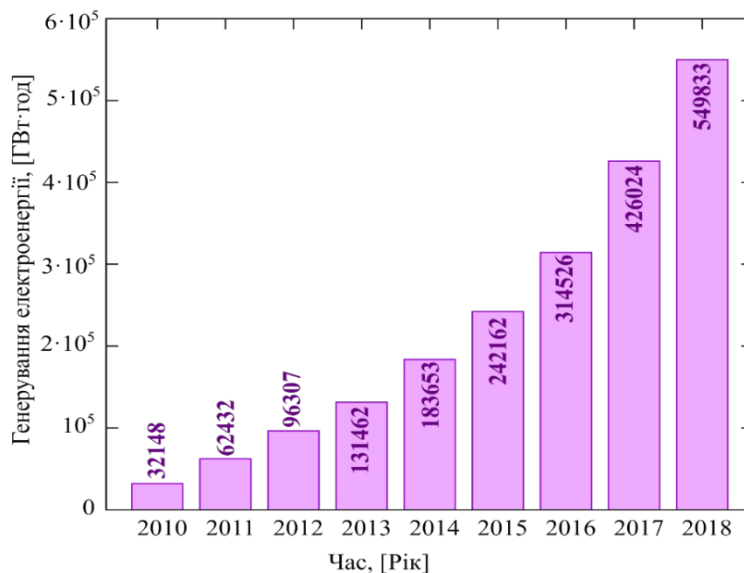
Якісні властивості електричної мережі з ВДЕ в сучасних умовах експлуатації також залежить від типу ВДЕ та способу його роботи. Тому для розробки заходів щодо підвищення рівня ВДЕ в балансі електроенергії необхідно враховувати тенденції зміни наявної ВДЕ та електроенергії [17].

2.2. Зміна рівня встановленої потужності та генерації електроенергії ВДЕ, зумовлений зменшенням рівня викидів в атмосферу

Викопні види палива міцно зайняли свої позиції в економіці майже кожної держави, проте з плином часу, використання даного ресурсу почало приносити негативні наслідки, не лише економічні, а й особливо екологічні. Станом на сьогодні робота електростанцій на таких видах палива продукує 75% від загальної кількості викидів в атмосферу. Опираючись на ці факти, світові лідери прийняли рішення залучати альтернативні джерела енергії, а саме ядерні та відновлювальні технології. Найбільшої популярності серед них набули: сонячна енергія, енергія вітру, що відображає і графік збільшення рівня генерації за останні роки.



a)



б)

Рисунок 2.3. Тенденція збільшення генерування електроенергії за даними IRENA в світі: а) сонячні термальні станції; б) ФЕС.

Основною метою Європейської енергетичної стратегії зеленого курсу є стати кліматично нейтральним континентом вже до 2050 року. В зв'язку із цим, окрім значного позитивного екологічного впливу, ВДЕ має переваги з економічної точки зору, а саме: розширення переліку палива для виробництва електроенергії та їх переоцінка, а також зменшення рівня залежності від країн, з великими запасами палива (нафти та газу).

Додатковим ефектом є й те, що розвиток нових об'єктів ВДЕ дає змогу створювати нові робочі місця для населення Європи, зокрема. Мова йде значне зниження рівня безробіття, оскільки, частка відновлювальних джерел енергії припадає одразу на 3 сектори споживання: електроспоживання, транспорт, опалення та охолодження [19].

Згідно даних IRENA, рівень зростання відновлювальної енергетики, не обійшов і Україну. Дані, щодо збільшення рівня генерування представлені на рисунку 2.4.

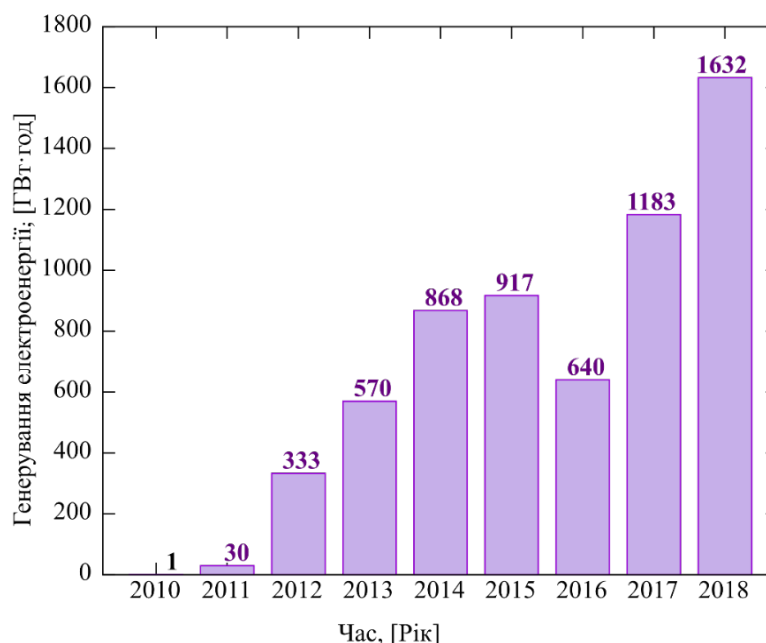


Рисунок 2.4. Тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС в Україні за даними IRENA.

7955 МВт – рівень генерації, який досягли ВДЕ в Україні станом на жовтень 2021 рік, тенденція до збільшення обсягів генерації не припиняється, все більше нових приєднань до ОЕС України є саме відновлювальними джерелами.

Загальна встановлена потужність генеруючих установок зросла майже у 2 рази за останніх 2 роки (2019-2021). Тобто станом на жовтень 2019 – рівень генерації ВДЕ становив 3985,6 МВт [21].

Зміна потужності ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго» представлена на рис. 2.5.

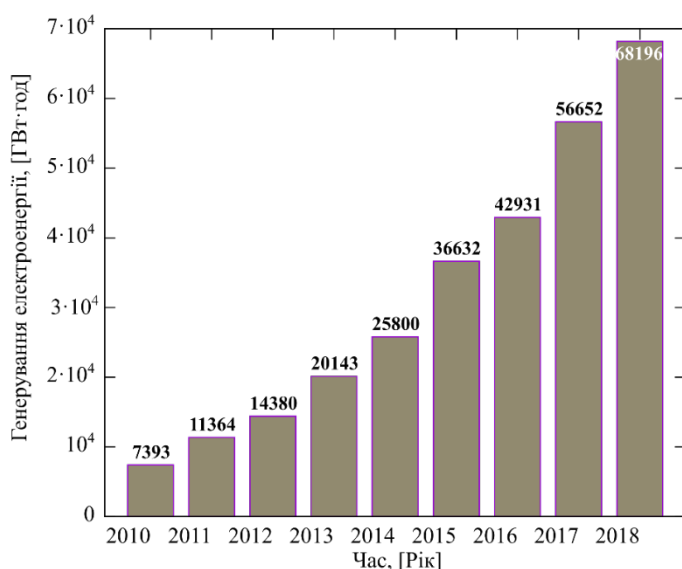


Рисунок 2.5. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго».

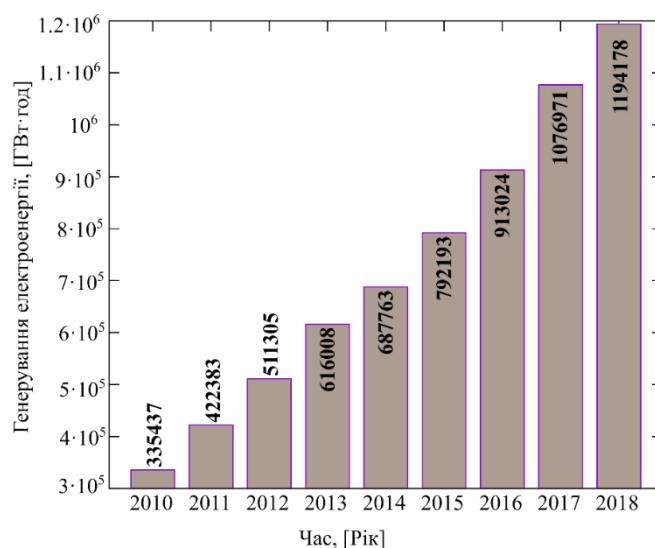
Станом на жовтень 2021 року від загального об'єму 56067,4 МВт генерація традиційних електростанцій становить: ТЕЦ – 10, 91%, ТЕС – 38,96%, АЕС – 24,68%, ГЕС та ГАЕС – 11,26%, на ВДЕ припадає 14,19%. Для покриття пікових навантажень, а також компенсації нерівномірності генерування ВДЕ в Україні традиційно використовуються ГЕС, ГАЕС та ТЕС, що, нажаль, зменшує їх енергоефективність [21].

З огляду на факт того, що в найближчі роки вся енергетична база планети зміниться. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO₂, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. Додатково, з точки зору економічних показників, допоки державою підтримується «зелений тариф» багато підприємців зацікавлені у вкладанні коштів в характерні проекти, а саме у ВЕС та ФЕС, оскільки гідроелектростанції вимагають більших інвестицій та особливих природних умов.

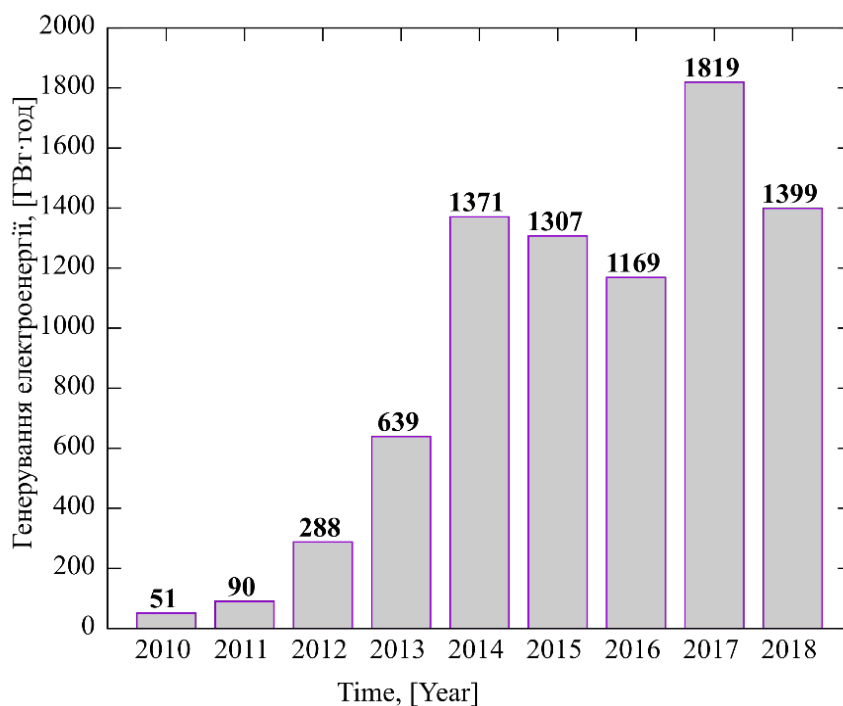
Однак, швидкий розвиток і збільшення об'ємів генерації від ВДЕ, вимагає більш скрупульозного контролю параметрів ВДЕ до чого ОЕС України наразі не готова [22]. Враховуючи ці фактори, найкращим рішенням стає використання ГЕС.



а)



б)



в)

Рисунок 2.6 – Обсяги генерування електроенергії за даними IRENA: а) у світі Offshore вітроелектростанціями; б) у світі Onshore вітроелектро електростанціями [23]; в) обсяг генерування електроенергії ВДЕ в Україні.

Генерування електроенергії ГЕС є одним із пріоритетних напрямків розвитку ВДЕ. ГЕС стає альтернативою як для електроенергії, так і для екології.

Виробництво електроенергії за рахунок ГЕС має багато переваг. На ряду з постійним поновленням водних ресурсів та контрольованим стабільним генеруванням, є також зменшення дефіциту електроенергії споживачам, оскільки низький технічний стан ліній електропередачі та нерівномірність графіку генерування електроенергії ФЕС та ВЕС спричиняють негативні ситуації для споживача. Ці ситуації зумовлюють можливі режими часткового живлення деяких споживачів мережі.

ГЕС є популярними у всьому світі та Україні, це можна стверджувати з огляду на річне генерування електроенергії ГЕС у світі та в Україні, що показано на рис. 2.9, а) та рис. 2.9, б) відповідно.

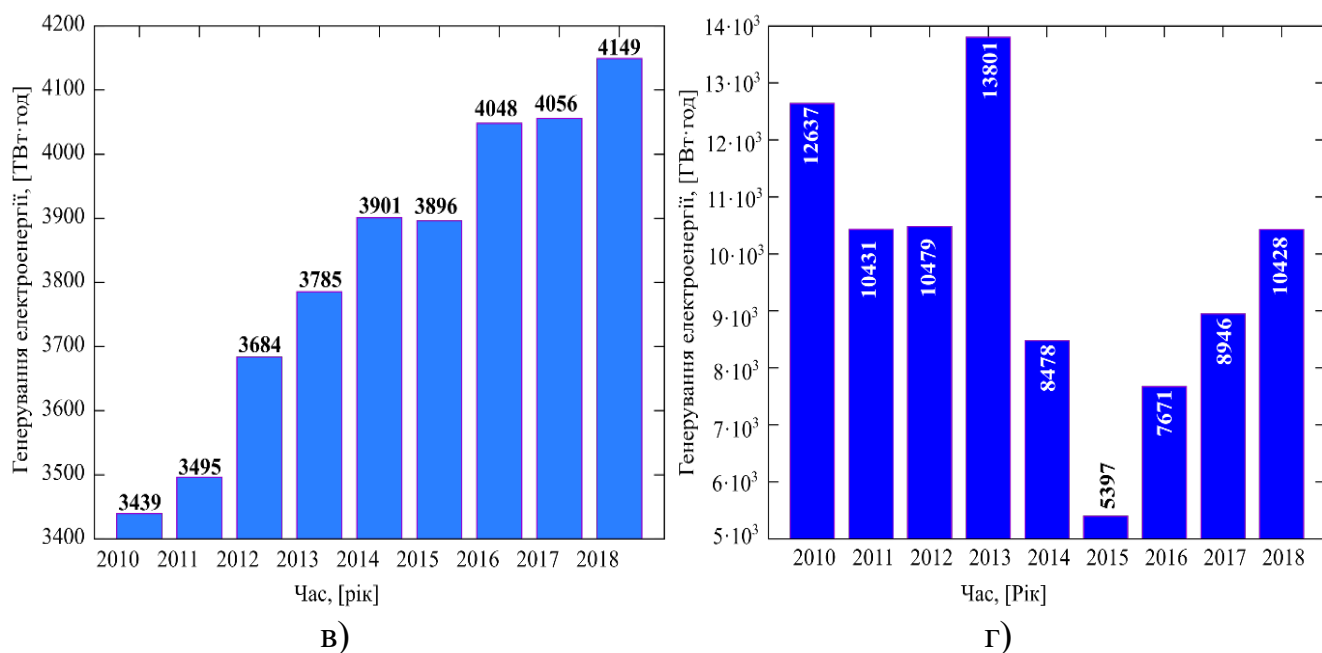


Рисунок 2.7. Встановлена потужність ГЕС за даними IRENA: а) в світі; б) в Україні; обсяги генерування електроенергії: в) у світі; г) Україні.

Питання можливості компенсації нерівномірності ВДЕ за допомогою ГЕС є актуальним і потребує більш детального дослідження.

2.3. Підвищення рівня балансової надійності ЕЕС за участі ВДЕ. Проблеми, які стоять на шляху їх реалізації

2.3.2. Основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ

З огляду на швидкий розвиток ВДЕ, енергосистема України потребує додаткової генерації від більш надійних, але маневрених джерел. За рахунок цього вдасться підтримати балансову надійність, в умовах стрімкого розвитку джерел з нерівномірним графіком, а також сформує більш сприятливі умови для ефективного запровадження ще більшої кількості ВДЕ, особливо тих їх видів, які потребують планування графіку погодинного та безпосередньо на наступну добу [24].

Основні технології, що забезпечують балансову надійності ЕЕС в умовах інтеграції ВДЕ з нерівномірним графіком генерування станом на 2021 рік показані на рис. 2.10.

Сьогодні метеорологічні додатки в парі з сучасним обладнанням обліку електроенергії споживання/генерації забезпечують високий рівень прогнозування необхідного ресурсу в межах доби, або навіть години, проте не може контролювати цей процес.

Реалії роботи балансуючого ринку такі, що процес балансування включає в себе три основні компоненти, усі які виконує оператор системи передачі:

- 1) визначає рівень потреб в балансуючих резервах;
- 2) заковує дефіцит балансуючої потужності;
- 3) заковує необхідну балансуючу потужність.

При цьому проблема забезпечення балансуючого резерву є особливо гострою. Існує загроза, що інвестори не встигнуть дати чітку відповідь на зріст попиту на нову потужність і оперативно ввести необхідний обсяг балансуючих резервів, особливо це стосується початкових етапів роботи оптового ринку з уведеними обмеженнями [24].

Отже, робота ВДЕ потребує наявності достатнього балансуючого резерву системи, який має забезпечуватися не лише за рахунок ГЕС і ГАЕС, а також і ТЕС. Сьогодні, коли є дефіцит маневрених потужностей, цей провал покривається за рахунок вугільних ТЕС. За рахунок такого типу використання, ТЕС працюють в передбачених для них умовах, а тому їх пуски і зупинки, що відбуваються позапроектно, зменшують допустимий термін експлуатації, підвищується аварійність блоків та зростає рівень споживання палива, все супроводжується додатковими витратами на ремонт та обслуговування станції[25].

За експериментальними даними, пуск енергоблоку потужністю 300 МВт вимагає 70 тон мазуту, в той час понаднормові витрати складають приблизно 10-30%, що потребує додаткових 7-21 т мазуту. Окрім, додаткових витрат, це також провокує зайве забруднення навколишнього середовища.

Опираючись на звіт НКРЕП за 2018 рік досить велика кількість блоків,

особливо ТЕС, потребують заміни або реконструкції, так як їх термін експлуатації вийшов, вони відпрацювали свій нормативний ресурс або наближаються до нього. 68 енергоблоків із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій (78,7%) працює понад парковий термін експлуатації, 2 з них (2,8%) експлуатується понад граничний термін експлуатації і термін 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6%) вже є понад проектним (рис. 2.11) [20]. З огляду на фактичний стан теплових електростанцій, на які переважно і лягає резерв щодо компенсації нерівномірного графіку генерування ВДЕ, не дають змоги бути впевненими, що ТЕС становлять недійний резерв для ВДЕ на тривалий час, тому є необхідність досліджувати та розвивати інші способи резервування ВДЕ в складі ЕЕС.

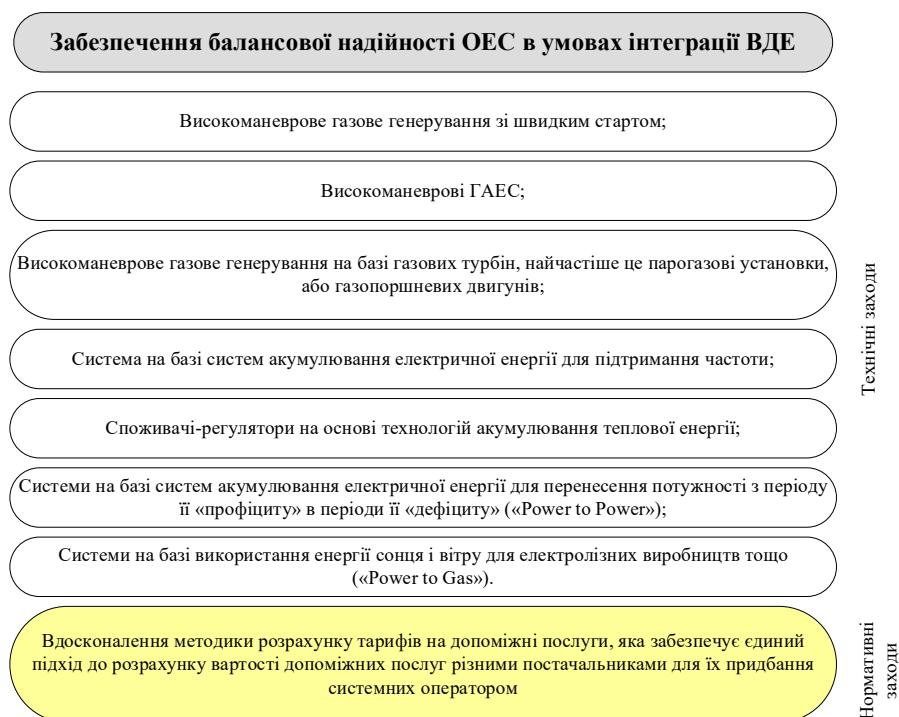


Рисунок 2.8. Методи підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем

З вже відомих, але мало реалізованих варіантів значного впливу на зменшення витрат енергосистеми на виробництва електроенергії є задача щодо узгодження нерівномірності графіків електричного навантаження енергосистеми з графіками генерування ВДЕ. Такий метод, у поєднанні з існуючими маневреними

потужностями, може зберегти нормальний режим роботи ВДЕ в перший час, доки інші способи, які вимагають більших капіталовкладень, не будуть введені в роботу. Серед відомих на сьогодні способів це можуть бути хімічні накопичувачі електроенергії, біогазові установки, водневі технології, тощо [26].

Регулювання потужності необхідне для підтримки надійної роботи ЕЕС, в свою чергу вона вимагає особливі умови режимів роботи електростанцій. Оскільки основна властивість електроенергії це необхідність в одночасності споживання та генерування, то основною вимогою балансу в ЕЕС є те, що споживання і генерування мають бути рівними. На основі цих принципів, формується режим роботи електричних станцій та їх графіки генерування, обов'язково з врахуванням графіків споживання також.

З огляду на технологічні можливості та властивості різних типів електростанцій, їх відповідно розподіляють у загальному графіку генерування. Таким чином, АЕС з блоками ВВЕР абсолютно не придатні для регулювання потужності в будь-який момент часу, тому саме вони утворюють нерухому основу графіку, працюють з постійною номінальною потужністю і покривають базис [27].

Через ряд таких обмежень гостро стоїть проблема щодо компенсації небалансу потужності усіма можливими способами. В Україні насамперед використовуються накопичувачі: Дністровська, Ташликська ГАЕС. Також великий потенціал до регулювання потужності і частоти мають теплові електричні станції конденсаційного типу (діапазон регулювання потужності становить 40-50% від номінального значення), саме через це ТЕС та ГЕС формують необхідний резерв потужності для забезпечення надійності роботи ЕЕС. Як вже згадувалося раніше, резерв потужності складається з декількох складових та складає 20-25% від середньодобового споживання:

- покриття недогенерування від джерел з нерівномірним графіком;
- навантажувального;
- аварійного;
- ремонтного резерву.

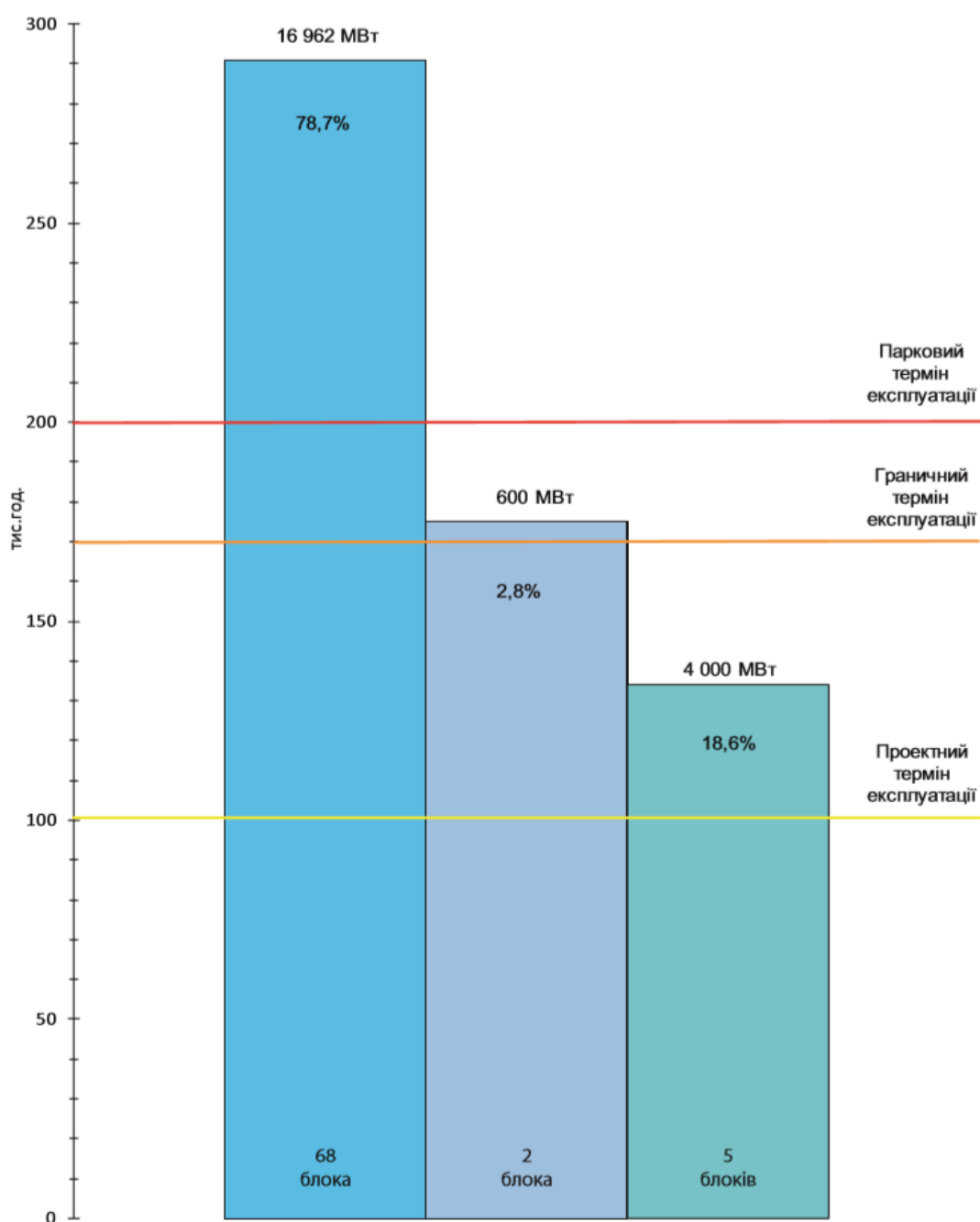


Рисунок 2.9. Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 02.02.2019.

На сьогодні відновлювальні джерела енергії, а особливо ВЕС та ФЕС є чинними учасниками процесу надання послуг з виробництва електроенергії, проте їх зміна потужності від нуля до номінального значення становить певну перешкоду, а тому ускладнює роботу.

Робота в режимі неконтрольованого генерування, відсутність обмежень з боку ЕЕС (вся вироблена електроенергія віддається в мережу), окрім позитивного ефекту, сформувало і певних ряд проблем щодо балансування режимів ЕЕС. Через це, для власників потужних ВДЕ та компанії, що займаються встановленням і обслуговуванням ВДЕ, було поставлено задачу по встановленню системи накопичення енергії (СНЕ). Такий захід, допоможе розширити перелік послуг, а насамперед, дасть можливість ефективніше врегулювати питання балансування потужності в ЕЕС і закріпити високий рівень енергоефективності ВДЕ. Даний аспект давно був затребуваний на ринку допоміжних послуг, а також на балансуєчому ринку.

Така складова на даний момент потребує створення законодавчого та регуляторного поля, яке дасть можливість визначити ще одного учасника ринку – оператора системи накопичення енергії, розв'язати питання приєднання електроустановок СНЕ до електричних мереж, які належать операторам системи передачі та основних споживачів, а також чітко врегулювати технічні вимоги до цих установок в світлі надання відповідних послуг.

Система накопичення енергії – стратегічного важлива задача, яка розширить можливості ОЕС України з точки зору підвищення гнучкості, що в майбутньому дасть можливість підвищити обсяги генерації «чистої» електроенергії з відновлювальних джерел енергії [28].

Ще одним досить перспективним напрямком розвитку ВДЕ є запровадження біогазових технологій, що є актуальним для такої аграрної країни як Україна. В державі потужні агропромислові комплекси, розташовуються на великих територіях, їх будівництво розташовується якнайближче до сировини, при таких вхідних даних, електропостачання є сенс здійснювати в мережі 10-0,4 кВ, та лише в окремих випадках 110 кВ.

Задля формування міцного теплового та електричного постачання, підприємства агропромислового комплексу багато частіше почали використовувати ВДЕ, насамперед через їх широкий діапазон потужностей, а також через велику кількість різновидів та мобільність майже кожного виду. З

іншого боку, такий крок призводить АПК не лише до завершення енергетичної залежності, а й сформує додаткове джерело доходу. Цей аспект чітко регламентується Законом України «Про електроенергетику» та Законом України «Про альтернативні джерела енергії». В зазначених документах описаний механізм стимулювання підприємств і не тільки, до розвитку виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії, за рахунок створення так званого «зеленого» тарифу [29].

2.3.2. Відповідальність за небаланси у ВДЕ

На даний момент відповідальність формується в таких нормативних документах, як: Закон України «Про ринок електричної енергії»; Постанова НКРЕП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та аукціонною ціною» №641 від 26.04.2019 р. та Постановою НКРЕП «Про затвердження правил ринку» №307 від 14.03.2018 р., саме вони змушують власників ВДЕ до розвитку шляхів зростання енергоефективності даних установок.

На основі цих ж документів, чітко формуються основні базові принципи регулювання відповідальності. Схематично зобразимо їх на рис. 2.12

Відповідальність за баланс – це поняття включає в себе: обов’язок учасників ринку виконувати погодинні графіки генерації, а також чітко їх формувати та повідомляти залежно від обсягів купленої та проданої електричної енергії. Нести фінансову відповідальність врегулювання небалансів.

Небаланс електричної енергії в цьому випадку означає, розраховану, відповідно до правил ринку, для кожного розрахункового періоду різницю, яка формується між фактичним обсягом відпуску або споживання, експорту, імпорту електроенергії, сторони відповідальної за небаланс, та об’ємом придбаної або проданої електроенергії, зареєстрованої на основі діючих правил ринку.

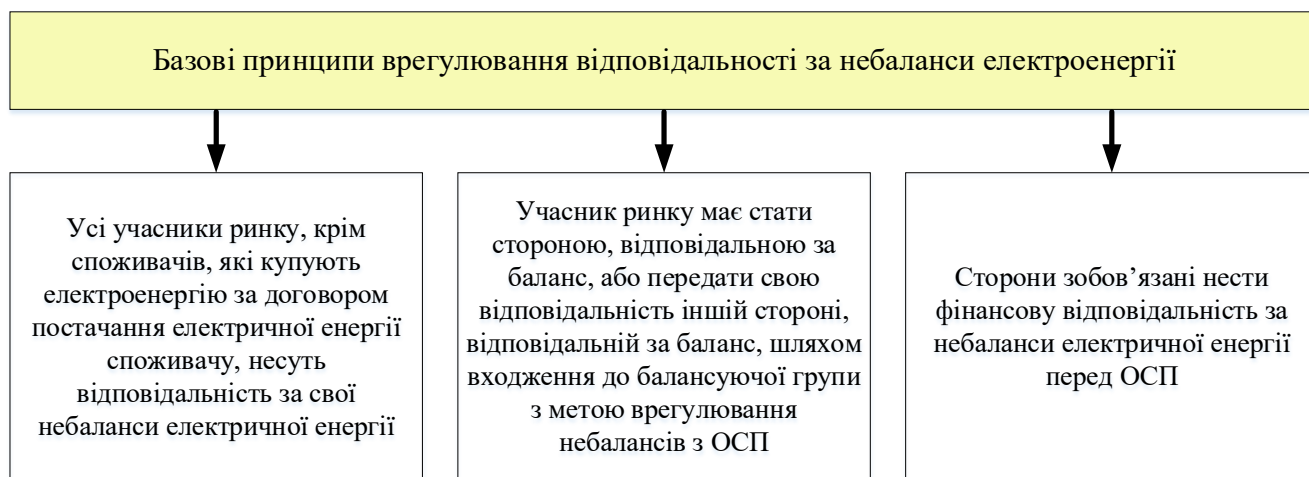


Рисунок 2.10. Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії.

Рівень відповідальності за небаланс, що лежить на плечах виробника перед покупцями, відображений на рис. 2.13. Такий тип відповідальності сформувалася 1 липня 2019 року для власників альтернативних джерел енергії, у той час фінансова відповідальність учасників балансувальної групи перед гарантованим покупцем з'явився лише з 1 січня 2021 року.

У формуванні відповідальності також має місце допустима похибка прогнозування (Tolerance margin), яка має наступний зміст: відшкодування суб'єкту господарювання, що генерує електроенергію на об'єктах електроенергетики, які в свою чергу використовуються енергію або сонячного випромінювання, або вітру, та обов'язково входить до складу балансувальної групи, до 31 грудня 2029 здійснюється лише у випадку відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску від його погодинного графіку більш ніж на 5% - СЕС, та більш ніж 10% - ВЕС. Разом із розвитком технологій, створенням нових програмних, та накопиченням баз даних, очікується зниження похибки прогнозування, а разом із тим і підвищення енергоефективності самих ВДЕ.

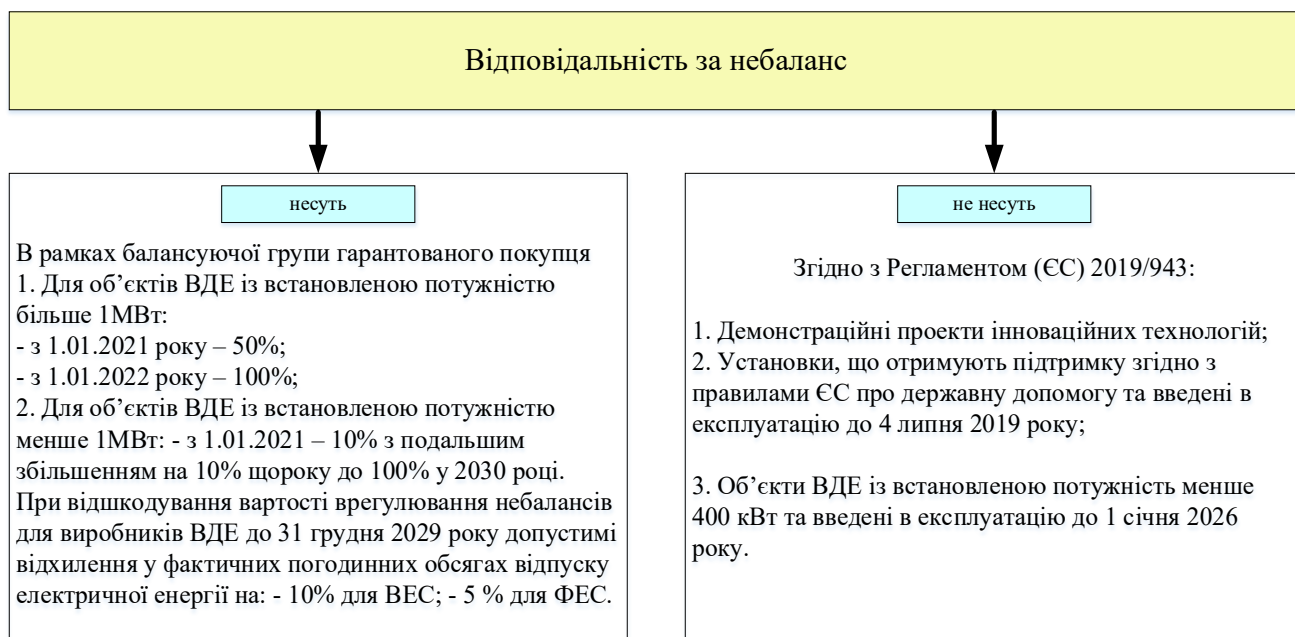


Рисунок 2.11. Відповідальність за небаланс об'єктів енергетики.

2.4. Формування задачі оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з ВДЕ

Формування задачі оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС з відчутним рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії, що несуть за собою нерівномірний графік генерування, можна описати як інтегральний критерій та загалом відобразити це як задачу теорії оптимального керування з квадратичним критерієм якості [28]:

мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Hx(t) + u_t(t)Lu(t)] dt, \quad (2.1)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = Ax(t) + Bu(t); \quad x(t_0) = x_0, \quad (2.2)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t), \quad (2.3)$$

де $x(t)$, $u(t)$, $y(t)$ – відповідно вектори стану, керування і спостереження; A , B , C , D , H , L – матриці постійних коефіцієнтів, за фізичним сенсом - загальні параметри ЕЕС; t_0 , t_k – початок і кінець інтервалу часу мінімізації функції керування (для ЕЕС - 15 хв.); x_0 – початкове значення вектору стану.

$$x(t) = \begin{bmatrix} \dot{J}(t) \\ \dot{U}_\Delta(t) \\ U_\delta \end{bmatrix}, \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_B(t) \\ \dot{I}_B(t) \\ U(t) \\ \dot{S}_{ВДЕ_план}(t) \end{bmatrix}, \quad u(t) = \begin{bmatrix} k(t) \\ Q_{ДРП}(t) \\ \dot{S}_{ВДЕ}(t) \\ P_{НЕ}(t) \\ S_{ВУ,Біо}(t) \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

де $\dot{J}(t) = \hat{U}_\Delta^{-1}(t) \hat{S}(t)$ – вектор струмів у вузлах ЕЕС; $\dot{U}_\Delta(t)$ – діагональна матриця вузлових напруг; $\dot{S}(t) = P + jQ$ – вектор потужностей у вузлах; $\dot{U}_\Delta(t)$ – вектор напруг вузлів відносно базисного; U_δ – напруга у базисному вузлі; $\dot{U}(t)$ – вектор напруг вузлів; $\dot{S}_B(t) = P_B + jQ_B$, $\dot{I}_B(t)$ – вектори потужностей і струмів у вітках ЕЕС, де відбуваються телевиміри; $\dot{S}_{ВДЕ_план}(t)$ – вектор значень потужностей генерування ВДЕ, що прогнозуються; $k(t)$, $Q(t)$, $\dot{S}_{ВДЕ}(t)$, $P_{НЕ}(t)$ – вектори коефіцієнтів трансформації, навантажень джерел реактивної потужності, потужностей ВДЕ і накопичувачів електроенергії; $S_{ВУ,Біо}(t)$ – вектор потужності водневих і біогазових установок. При цьому основні елементи критерію оптимальності при керуванні можуть бути узагальнені, як показано на рис. 2.14 [29].



Рисунок 2.12. Основні складові критерію оптимальності при керуванні ЕЕС.

2.5. Зв'язок стану електричних мереж з енергоефективністю ВДЕ

Станом на сьогодні, значно збільшилась кількість ВДЕ, а особливо у розподільних мережах. Для цих мереж є характерними понаднормові відхилення напруги, а також, за деяких умов, мають місце значні зростання значень переданої потужності по ЛЕП, що перевищують максимально допустимі значення для перерізів, що існують, особливо важливе значення це має для застарілих ЛЕП під час пікового генерування. В загальному, саме через ці причини, підвищився рівень пошкоджень ЛЕП напругою 35-110 кВ, кабельних ліній, розрядників, трансформаторів напруг вимірювальних, оливних вимикачів, тощо [30]

За рахунок збільшення кількості та потужності ВДЕ, які приєднують до зношених розподільних мереж – має місце збільшення пошкодження цих же мереж, що в свою чергу має вплив на роботу ВДЕ. За цієї причини, вони можуть або зменшувати свою потужність через невідповідність параметрів, наприклад: комутаційні перенапруги або ж зміну напруги вище/нижче номінального значення, або взагалі відключатися через відсутність зв'язку з мережею. В таких випадках, будь які порушення призводять до зменшення знегерованої ВДЕ електричної енергії та погіршення економічного ефекту.

Оскільки показники якості електропостачання прямо пов'язані з якістю функціонування електричних мереж, що можна характеризувати рівнем рівнем надійності, а саме: індексом SAIDI; індексом SAIFI; індексом MAIFI; індексом ENS, тощо[31]. Загальна таблиця відображена на рис 2.15.

Наведемо значення індексів SAIDI для: Чехії – 84 хв., Данії – 12хв., Німеччини – 12 хв. Значення SAIDI та ENS для України відображені на рис. 2.16

З огляду на особливості ВДЕ можливі три варіанти розвитку їх впливу на електричну мережу:

Варіант № 1. Вплив ВДЕ помітно підвищує якість функціонування електричних мереж. Це має місце, оскільки попередньо мережа мала лише одне джерело живлення для споживачів, а наразі два та більше, тобто, можна сказати, що надійність електропостачання споживачів зросла, а тому і енергоефективність ВДЕ також.

Варіант № 2. Наявність ВДЕ має позитивний вплив на роботу електричних мереж лише за певних умов. З такої точки зору, факторами що позначаються на роботі ВДЕ є метеорологічні фактори, оскільки вони мають стохастичний характер. Саме тому, умовою що складає якість функціонування електричних мереж з ВДЕ є достовірність прогнозованих метеопараметрів та технічний стан обладнання електричних мереж. Таким чином показники якості електропостачання споживачів, будуть змінюватись залежно від надійності та енергоефективності роботи не тільки самих ВДЕ, а і електричних мереж.

Сценарій № 3. Найгірший варіант, при якому вплив ВДЕ лише знижує якість функціонування електричних мереж. Такий вплив має КЗ на шинах ВДЕ.

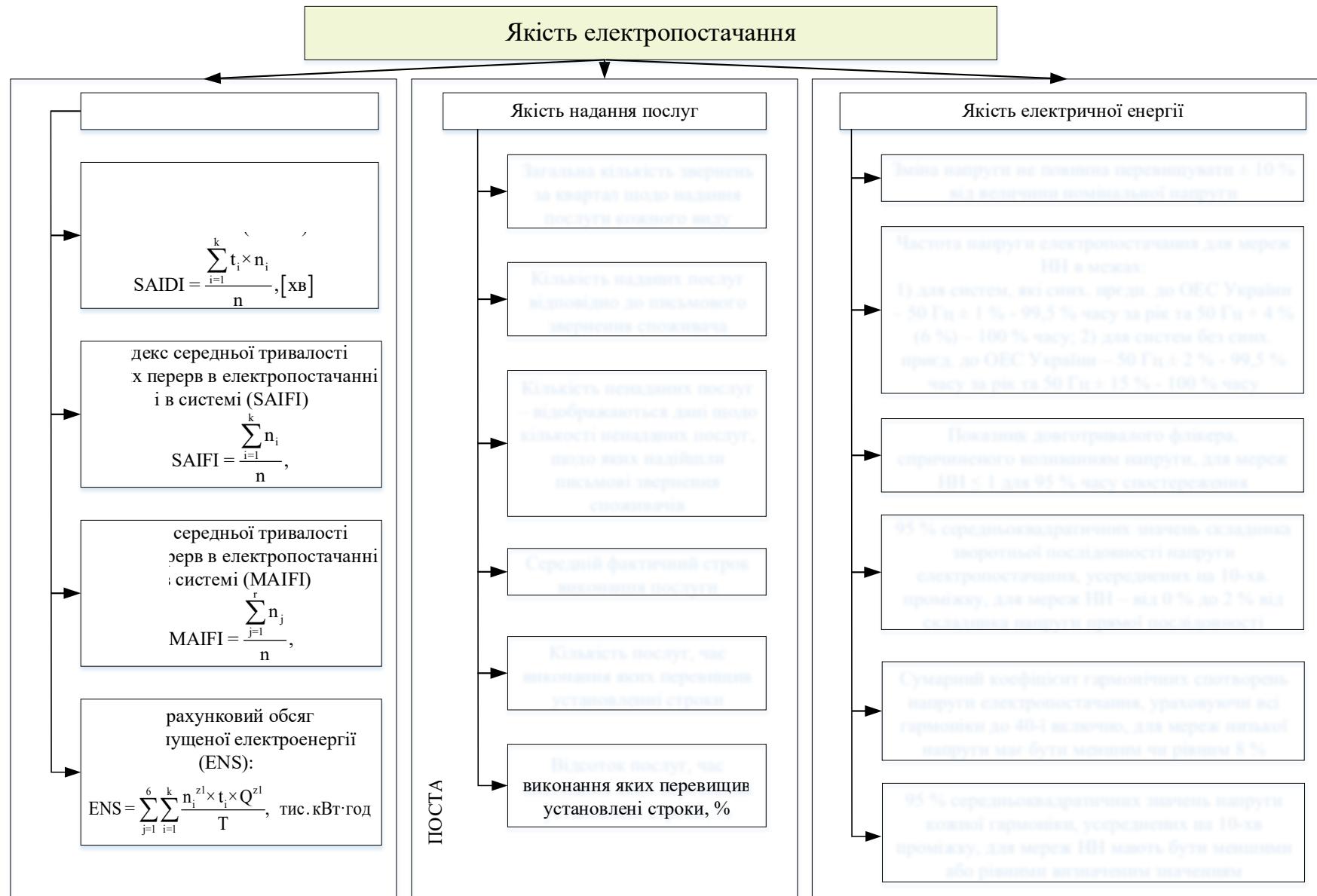
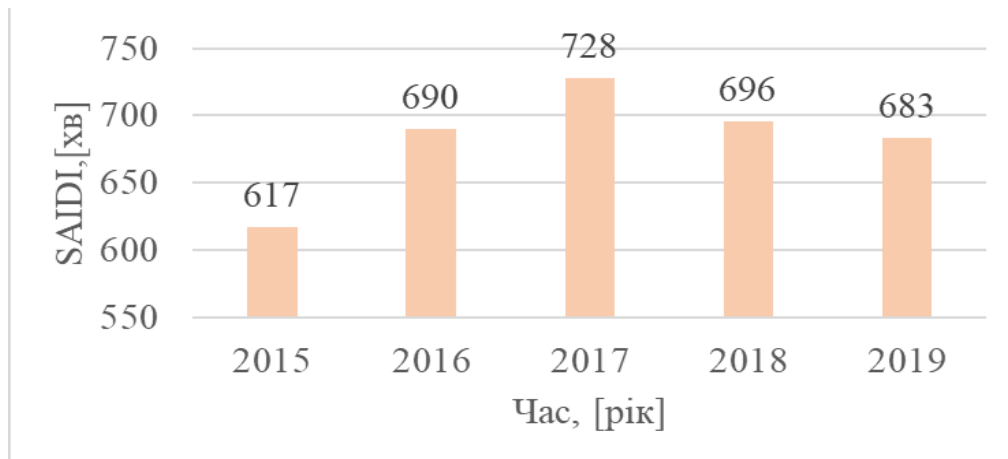
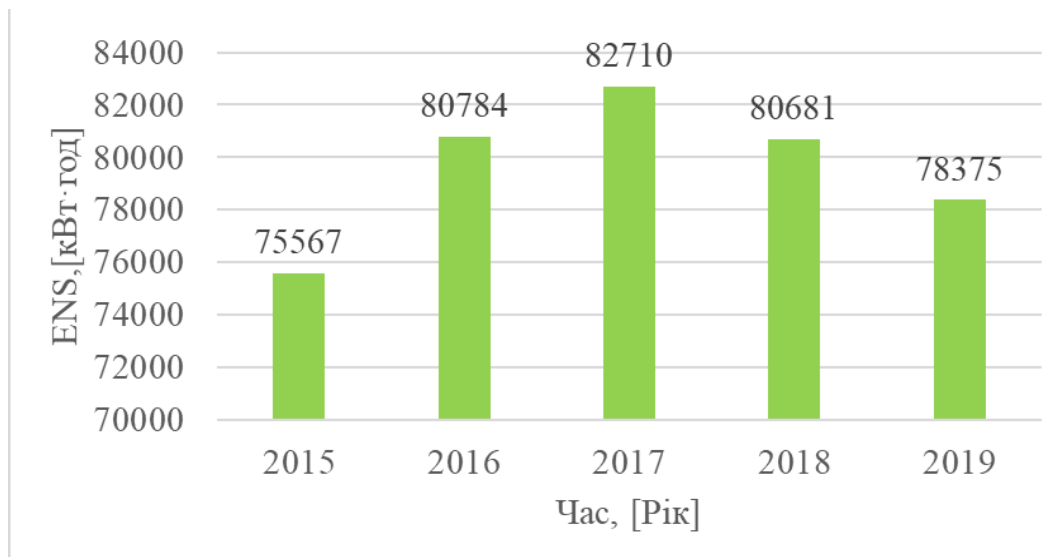


Рисунок 2.13. Показники, які характеризують якість електропостачання і визначаються постановами НКРЕКП [31].



а)



б)

Висновки до розділу 2:

В сьогоденних умовах роботи ЕЕС, інтеграція системи з ВДЕ є обов'язковою з точки зору виконання зобов'язань на шляху до декарбонізації плани, проте задача щодо підвищення енергоефективності ВДЕ через їх нерівномірний графік генерування в балансі потужності залишається актуальною.

Щодо ОЕС України, то спостерігаються помітні проблеми з балансуванням електроенергетичній системі. Цей ефект спровокований, в першу чергу, збільшенням потужності ВЕС та ФЕС та недостатнім рівнем

маневреної потужності для балансування, оскільки процеси розвитку маневреної потужності та розбудови ВДЕ, не відбувалося паралельно. На тлі тенденції до щорічного збільшення встановленої потужності, створена ситуація в електричних мережах, формує нові задачі для вирішення в найближчий час.

Оскільки з 1 січня 2021 р. набула чинності постанова про фінансову відповідальність за небаланс потужності в електроенергетичній системі, то для української енергетики дана проблема постає ще більш актуально[32]. Згідно даного документу, енергопостачальні компанії, які генерують електроенергію за допомогою ВДЕ, будуть змушені платити штрафи у випадку порушення балансу електроенергії. За даних обставин набирає обертів проблема аналізу нерівномірності генерування ВДЕ при керуванні параметрами нормальних режимів роботи електроенергетичних систем.

За мінімально можливою похибкою за недостовірні прогнози, стоїть зниження величини можливої компенсації, що є цінним для власників ФЕС, ВЕС та міні-ГЕС. Точний проноз стає ключовим інструментом для підвищення економічної ефективності інтеграції усіх видів ВДЕ у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи.

Свої корективи також вносить такий факт, що попри велику кількість програмного забезпечення та алгоритмів, які дають змогу формувати прогнозні дані, питання надійного та точного прогнозування досі створює велику проблему на потребує більше ретельного дослідження. Останні роки погода є значно нерівномірною та важкопрогнозованою, а оскільки процес аналізу природної нерівномірності генерування ВДЕ передує процесу прогнозування, тому і ідентифікація найвпливовіших параметрів є дещо важким завданням.

Розглядаючи питання підвищення енергоефективності ФЕС, не можна залишати осторонь і задачі визначення технічного стану їх обладнання та не припиняти розробку апаратно-програмного комплексу онлайн моніторингу генерування ФЕС. При підвищенні енергоефективності ВДЕ, а саме ФЕС, актуальною є задачі визначення технічного стану їх обладнання та розробка апаратно-програмного комплексу онлайн моніторингу генерування ФЕС.

Вдосконалення існуючих та розвиток нових балансувальних потужностей з залученням новітніх технологій буде позитивно впливати на підвищення енергоефективності ВДЕ.

Найбільш оптимальним є комплексний підхід, оскільки для підвищення енергоефективності ВДЕ застосовують різні способи резервування для забезпечення компенсації нерівномірності графіків генерування. Для такого підходу є характерним зниження сумарні витрати на підвищення енергоефективності ВДЕ за рахунок резервування. Задачі оптимізації витрат на способи підвищення енергоефективності ВДЕ можна розв'язати методами критеріального програмування та нечіткого моделювання [33], що дає можливість визначити чутливість витрат до встановленої потужності кожного способу резервування та визначити наскільки вони співрозмірні.

РОЗДІЛ 3

РЕЗЕРВУВАННЯ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЕС

В залежності від того, чи виконується підтримка балансу потужності в ЕЕС, має місце проблема відповідності якості електричної енергії, а саме відхилення напруги і частоти струму від номінальних значень. В ЕЕС з даною метою формуються особливі маневрені потужності задача яких автоматично системами первинного і вторинного регулювання підтримувати баланс між генерування та споживанням електроенергії. Рівень потужності резерву розраховується таким чином, аби виконати забезпечення статичною та динамічною стійкістю ЕЕС, а споживачів, в свою чергу, якісною електроенергією. Однією з перепон на шляху до збільшення об'ємів потужності ВДЕ, також є рівень резервної потужності, зачасту його стає недостатньо, оскільки він є дороговартісним, а тому використовують інші методи підтримки балансу, а саме – обмеження генерування вже існуючих ВДЕ.

Додатковою проблемою для ФЕС і ВЕС є їх залежність від метеорологічних факторів, що мають стохастичний характер. Вплив невідповідного рівня технічного обладнання різко ставить під загрозу режимну та балансову надійність ЕЕС. Відносно вирівнювання нерівномірності графіка генерування ВДЕ дає можливість частково підтримати баланс електроенергії в ЕЕС. З даною метою актуальним питанням є використання сучасних технологій, тобто застосування інших типів ВДЕ та акумулювання електроенергії.

3.1. Режимна і балансова надійності ЕЕС з ВДЕ

Режимна та балансова надійність розуміє під собою можливість утримувати стабільний усталений режим роботи ЕЕС у випадку часткових змін

її параметрів, а також збереження балансу активної і реактивної потужності [34].

Саме завдяки можливості виробництва водню під час того, як ВДЕ генерують понаднормово, а потім виробництво електроенергії з цього ж водню, коли генерування ВДЕ йде на спад, дає можливість розглядати водневі установки, як повноправні елементи групи балансу, та за рахунок їх можливостей зменшити збитки для компаній, вийти з санкційних меж та забезпечити покупця гарантованою електроенергією відповідної якості.

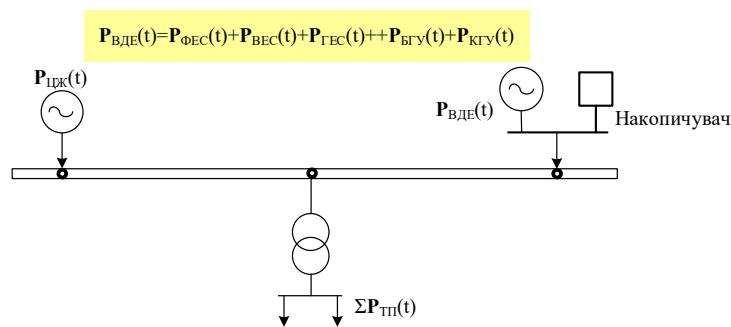
Враховуючи всі переваги, водневі технології є перспективним напрямком, чим активно користується Європа та запускає програми Hydrogen for Climate Action. 11 проєктів, що анонсовані на основі водневих технологій, дають шанс на збереження клімату та недопущення екологічної катастрофи на Землі. Ці технології розраховані на глобальне використання у всіх сферах життєдіяльності людини: будівництво великих суден, що працюватимуть на водні, централізоване опалення, інфраструктура і тд.

Через властивість водню виділяти велику кількість теплової та електричної енергії під час з'єднання та роз'єднання з іншими хімічними елементами, його відносять до відновлювальних джерел енергії. [35].

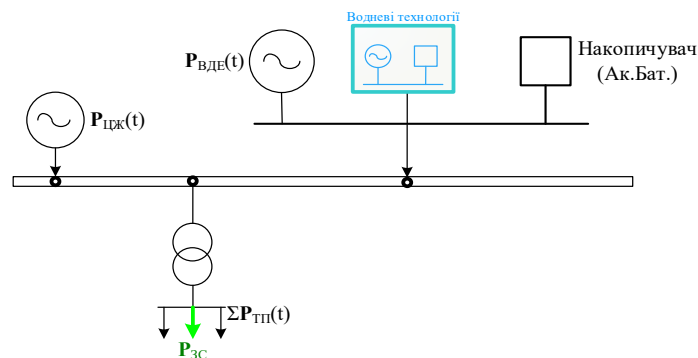
Як зазначав директор з інновацій ДТЕК – Е. Вольпе, декарбонізація – головна мета на шляху розвитку ДТЕК, оскільки в найближчому майбутньому, а саме до 2040 року, компанія збирається зайняти статус вуглецево-нейтральної. А саме по цій причині, від України також чекають кроків назустріч, один з яких – 10 ГВт потужності електролізерів. Частина – 2,5 ГВт розподіляться на розвиток локального ринку, а 7,5 ГВт в свою чергу повинні забезпечити транскордонну торгівлю з ЄС в перспективі на 2025 рік. [36].

Українці досить активно підтримують таку стратегію, і вже станом на липень 2020 року було зареєстровано близько 23 тисяч електромобілів і дещо більше автомобілів гібридного типу, що разом становить приблизно 50 тисяч автівок. Такий перехід на нові технології спровокований не лиш моральними принципами українців, а й активним стимулюванням Національною

транспортною стратегією до 2030 року. До питань, які підіймає транспортна стратегія належать також розробки змін у державні будівельні норми в частині електрозаправок на дорогах. Враховуючи ці зміни, є пропозиція змінити графічне представлення балансу потужності в локальній системі, що можна побачити на рис. 3.1 а) та б) [37]. На даному рисунку зображено процес формування балансу потужності за допомогою комбінованого живлення. В даному випадку, генерування забезпечується такими джерелами: внутрішніми джерелами ВЕС і ФЕС, малими ГЕС, когенераційних (КГУ) і біогазовими установками та джерелами централізованого живлення. В свою чергу навантаження на трансформаторні підстанції формується з навантаження споживачів та генеруючих джерел енергії, які працюють в балансі [37].



а)



б)

Рисунок 3.1. Баланс потужності в ЕЕС: а – типовий [37]; б – з урахуванням сучасних тенденцій: встановлення зарядних станцій для електромобілів ($P_{ЗС}$) та застосування водневих технологій і сучасних накопичувачів.

Оскільки на сьогодні є тенденція до розвитку нових, прогресивних технологій споживання та генерування ВДЕ, мають місце виникати нові задачі оптимізації з використанням комбінованого електропостачання.

З врахуванням останніх тенденцій розвитку прогресивних технологій споживання та генерування ВДЕ можуть виникати нові задачі оптимізації для ЕЕС з комбінованим електропостачанням (див. рис. 3.2).



Рисунок 3.2 Задачі оптимізації для ЕЕС з різнотипними ВДЕ

По причині збільшення рівня генерування ВДЕ в електричних мережах актуальності набуває задача, що формується таким чином [36]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right) dt \rightarrow \min \quad (3.1)$$

де $P_{\text{ВДЕ}}(t)$ – наявний графік сумарного генерування ВДЕ в ЕЕС; $\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – поточне сумарне генерування керованими ВДЕ в ЕЕС; n – кількість керованих ВДЕ в ЕЕС.

Баланс потужності в мережі, можна представити рівнянням [36,37]:

$$P_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{\text{ТПj}}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.2)$$

де $P_{\text{ЦЖ}}(t)$ – потужність, що надходить в ЕЕС від централізованих джерел енергії; $P_{\text{ТПj}}(t)$ – навантаження на трансформаторні підстанції, що враховують зарядні станції автомобілів; $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в ЕЕС.

Отже, потужність централізованого живлення формується за наступним виразом (3.3) отриманим з (3.2):

$$P_{\text{ЦЖ}}(t) = - \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{\text{ТПj}}(t) + \Delta P(t) \quad (3.3)$$

Розглядаючи ідеальні умови роботи ЕЕС, то вона повинна працювати в режимі, за яких всі ВДЕ є цілком керованими, генерація є сталою та забезпечує потреби навантаження в повному обсязі з необхідною точністю:

$$\begin{cases} P_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0; \\ P_{\text{ВДЕ}}(t) = \sum_{i=1}^m P_{\text{ТПj}}(t). \end{cases} \quad (3.4)$$

Але, в реальних умовах це не є так, оскільки інформація щодо метеорологічних умов для ВДЕ є негарантованою, та і самі ВДЕ є умовно-керованими і використовуються для оперативного керування параметрами нормальних режимів роботи ЕЕС з врахуванням їх технологічних обмежень.

3.2 Зменшення рівня похибки прогнозування ФЕС під час балансування режимів ЕЕС з використанням ГЕС

3.2.1. Підвищення енергоефективності ФЕС в балансі потужності та електроенергії з використанням малих ГЕС.

Використання ГЕС з метою підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування представлений на прикладі ФЕС «Слобода-Бушанська». Станція побудована в 2011 році в Ямпільському районі Вінницької області та має встановлену потужність 1,875 МВт. У тандемі з ФЕМ розташована міні-ГЕС «Слобода-Бушанська», яка працює з 2011 року та має встановлену потужність 0,264 МВт її зовнішній вигляд зображений на рис. 3.3.

Характеристики міні-ГЕС «Слобода-Бушанська»: $P=132$ кВт; $U=0,4$ кВ; $n=750$ об/хв; генератор – асинхронний; гідротурбіна – вертикальна пропелерна.

Погодинний графік генерації ФЕС «Слобода-Бушанська» на 9 липня 2020 року наведено на рис. 3.4, на якому: зелена крива – прогнозований графік генерування, що був переданий гарантованому покупцеві для балансування режиму ЕЕС; синя крива – невідповідність фактичного вироблення електроенергії з прогнозованим, через зміну погодних умов. З огляду на отримані дані можна підрахувати, що похибка складає 14,45%, що перевищує допустимий рівень на 5%, а отже ФЕС потрапляє під санкції.



Рисунок 3.3. Зовнішній вигляд ФЕС та ГЕС «Слобода-Бушанська»

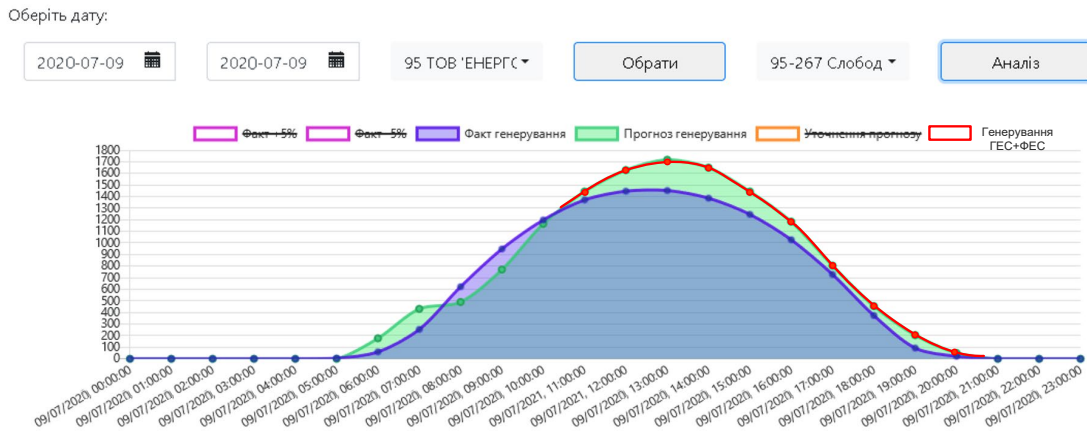


Рисунок 3.4. Генерування ГЕС і ФЕС «Слобода-Бушанська» 9 липня 2020 р.: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

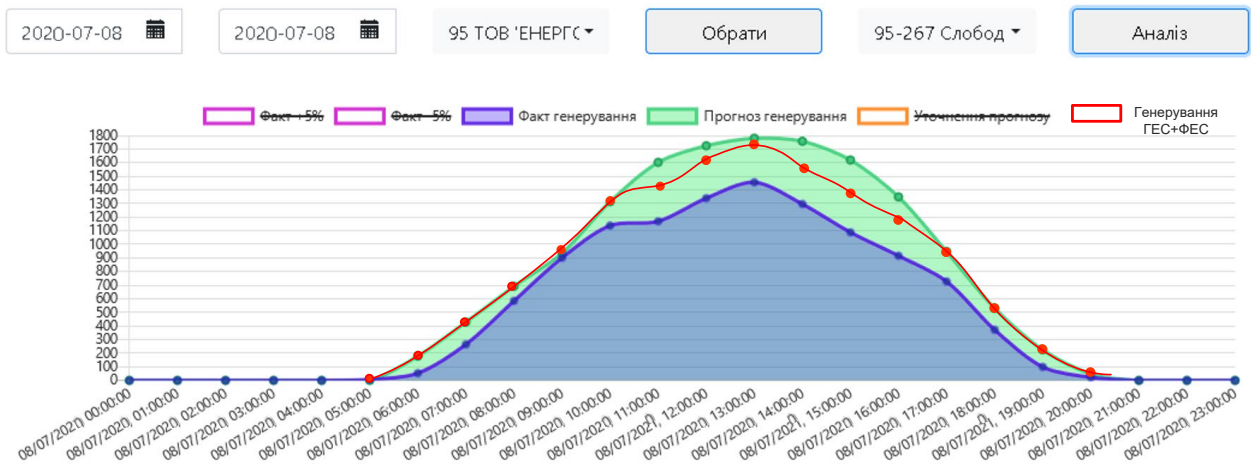
Компенсація нерівномірності генерування ФЕС реалізувалась за допомогою використання внутрішньо-добової корекції від міні-ГЕС, таким способом: об 11 годині було увімкнено одид генератор ГЕС та завантажено на 54%, слідом о 12 годині перший генератор ГЕС було завантажено повністю, але цього рівня було недостатньо для компенсації нерівномірності генерації ФЕС, тому було прийнято рішення ввести в роботу ще один генератор із завантаженістю 38%. Сумарне навантаження станом на 13 годину дало змогу покрити різницю прогнозованого та фактичного генерування. Починаючи з 14:00 потужність поступово знижувалась, а з 17:00 і ще 3 години, працював лише один генератор ГЕС. Підсумовуючи, можна зробити висновок, що міні-ГЕС на достатньому рівні скомпенсувала нерівномірність графіка генерування ФЕС. Таким чином, у підсумку, добова похибка склала лише 1%, за рахунок чого ФЕС вийшла із санкційної зони.

Нажаль, потужності міні-ГЕС не завжди виявляється достатньо для компенсації нерівномірності графіку, але за допомогою ГЕС її можна значно скомпенсувати. Для Слобода-Бушанської ФЕС на рис. 3.5 приведено графіки

прогнозування і фактичного генерування станом на 8 липня 2020 року. З них видно, що сумарна похибка склала за добу 24,27% , що становить більше ніж 5%, і тому, ФЕС потрапляє під санкції.

Під час спільної роботи з ГЕС вироблення електроенергії збільшилося (на графіку це демонструє червона крива) і похибка значно знизилася до рівня 6,2%. Так, все ж таки вихід у санкційну зону, але значно краще, ніж 24,27%.

Оберіть дату:



Рисунк. 3.3. Генерування ГЕС і ФЕС «Слобода-Бушанська» 8 липня 2020 р: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Аналогічний досвід підвищення ефективності ФЕС за допомогою міні-ГЕС можна спостерігати на прикладі міні-ГЕС «Гальжбіївська» (рис. 3.3.). ФЕС «Гальжбіївська» має встановлену потужність 1,431 МВт, будівництво її датується 2013 роком, в свою чергу міні-ГЕС «Гальжбіївська», встановленою потужністю 0,27 МВт, має два синхронні генератори.



Рисунок 3.3. Зовнішній вигляд ФЕС та ГЕС «Гальжбіївська».

На рис. 3.7 можна дослідити погодинне генерування ФЕС «Гальжбіївська». Синім кольором продемонстровано роботу ФЕС за графіком, згідно нього похибка прогнозування могла б досягнути 15,52%, проте завдяки ГЕС (на рис. 3.7 графік роботи зображений червоним кольором) похибка зменшилася до допустимого рівня.

Оберіть дату:

2020-07-15 2020-07-15 0 ВНТУ 95-266 Гальжбі

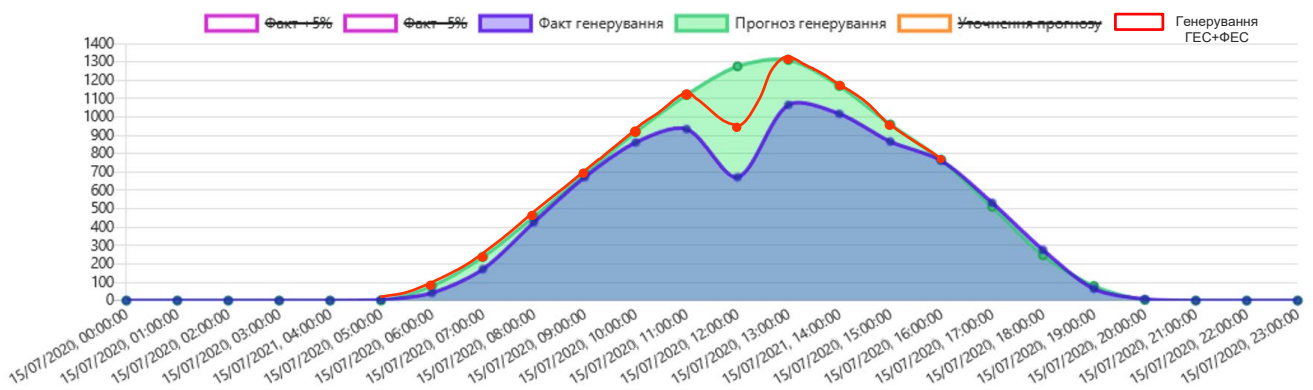


Рисунок 3.7. Генерування ГЕС і ФЕС «Гальжбіївська» 15 липня 2020 р: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Розглядаючи експлуатацію ФЕС як частину балансуючої групи, то існує можливість використання ГЕС групою для компенсації тієї або іншої ФЕС, на відміну від розглянутих випадків. Підсумовуючи, можна сказати, що експлуатація ФЕС є доцільнішою в складі балансуючої групи, оскільки включає певні переваги, а саме: з групи ГЕС, проаналізувавши кожен за рівнем впливу, можна обрати саме ту ГЕС регулювання якої принесе найбільший вплив і дасть можливість компенсувати похибку прогнозування заданої ФЕС.

Така можливість є неабияк актуальною для України сьогодні, оскільки по причині зміни клімату, для нашої території стали характерними такі явища як: посухи та обміління річок в деяких регіонах, де встановлені малі ГЕС. Така ситуація вимагає пошуку нових засобів компенсації нерівномірності генерування ВДЕ, вирішити це питання дають такі технології як: водневі технології і біогазові установки.

3.3. Водневі технології як метод покращення енергоефективності ВДЕ задля балансування режимів ЕЕС

США, Китай та інші розвинуті країни активно розпочали використовувати водень як джерело електроенергії, застосування отримало місце не лише в електроенергетиці, а й у інших сферах, таких як: транспорт та теплоенергетика [38]. В основі безлічі досліджень лежить ідея розробки установок, технологій отримання та зберігання водню [39-41] та особливостей їх інтегрування в ЕЕС з ВДЕ [11, 42, 43]. Основною передумовою тут є те, що водневі технології дають змогу вирішити проблеми електроенергетичної галузі в цілому (рис. 3.8).

Розв'язок цих проблем мають багато шляхів до реалізації, один з основних є розвиток ВДЕ, таких як вітро-, сонячна - і гідроенергетика, а також атомної енергетики. Нажаль, ці джерела мають особливу прив'язку до місцевості, а тому не дозволяють вирішити завдання забезпечення електроенергією великі промислові виробництва, електротранспорт, тощо.

Водневі ж технології задовольняють світові тенденції щодо автономного та локального споживання, додатково вони є також екологічним, лише хоча б тому що, дозволяють генерувати стільки електроенергії, скільки необхідно споживачеві, і використовувати її з меншими втратами електроенергії ніж при централізованому живленні.

Прийнята Україною Дорожня карта розвитку водневих технологій, що розрахована на період до 2035 року, описує використання водню як екологічного енергоносія [45]. На сьогодні, розвитку набуває використання суміші Брауна (Brown's gas (HNO gas)), яка є більш ефективною з точки зору теплоутворення [47].

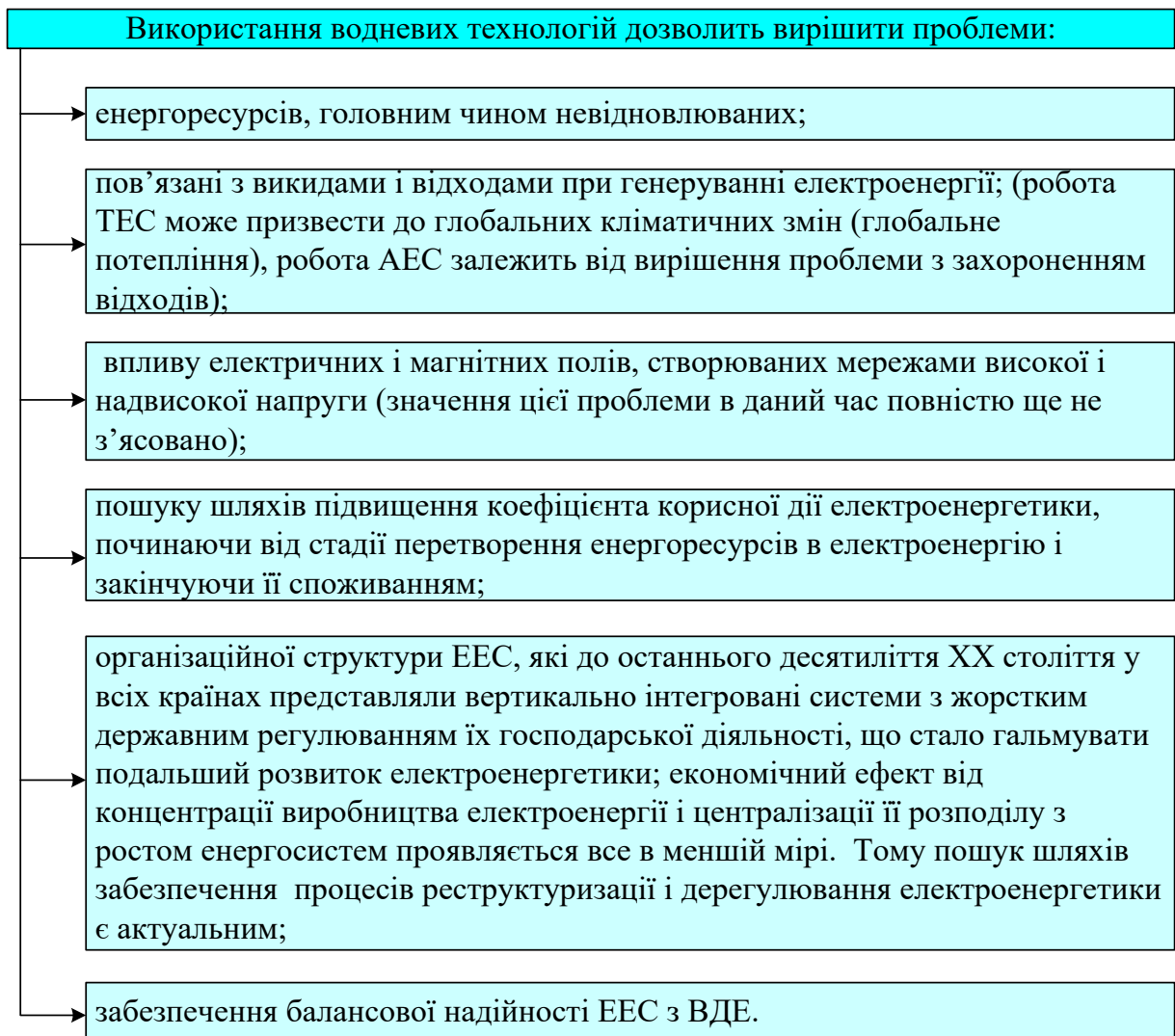


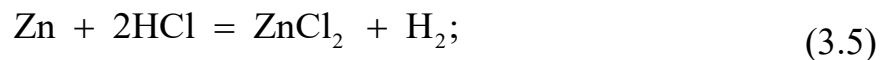
Рисунок 3.8. Проблеми електроенергетики, які можна вирішити шляхом використання водневих технологій [44]

Додатково, воднева енергетика має перевагу з точки зору різноманітності способів отримання водню, оскільки з її використанням підвищується енергетична безпека та знижується залежність від деяких видів сировини.

До них відносяться: парова конверсія метану і природного газу, газифікація вугілля, електроліз води, піроліз, часткове окислення, біотехнології. Всі методи отримання водню можна розділити на промислові та лабораторні.

У лабораторних умовах в даний час застосовується:

- взаємодія активних металів з кислотами – неокислювачами:

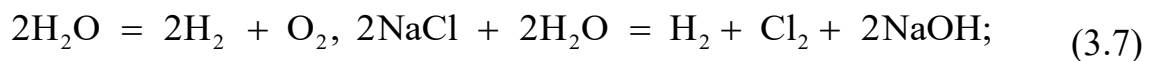


- взаємодія алюмінію (або цинку) з водними розчинами лугів:



У промисловості:

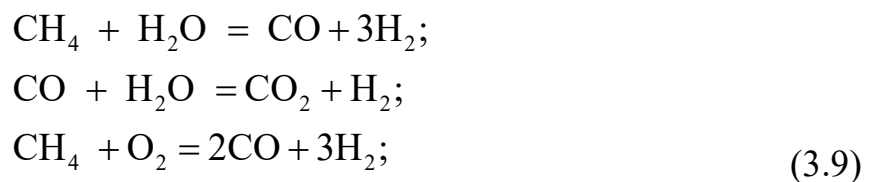
- електроліз води і водних розчинів лугів і солей:



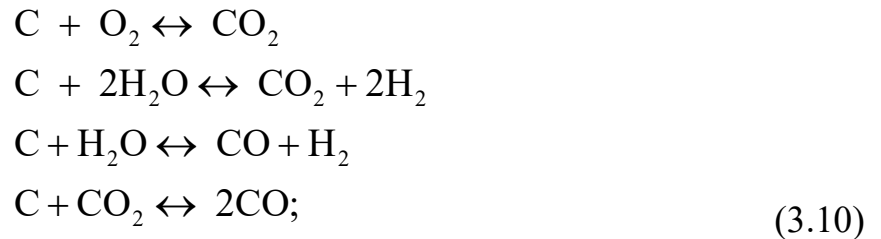
- пропускання парів води над вугіллям при 1000 °С:



- парова і парокиснева конверсія метану:



- газифікація вугілля:



- використання ядерної енергетики;
- використання альтернативних джерел енергії.

Розвиток виробництва водню у промислових об'ємах дали поштовх до зміни методів отримання його. На основі цього, газифікація твердого палива і виділення водню з коксового газу, залізо-паровий процес, дали дорогу більш економічно вигідним способам. Сьогодні технології великомасштабного виробництва і переробки водню є добре освоєними (рис. 3.9).

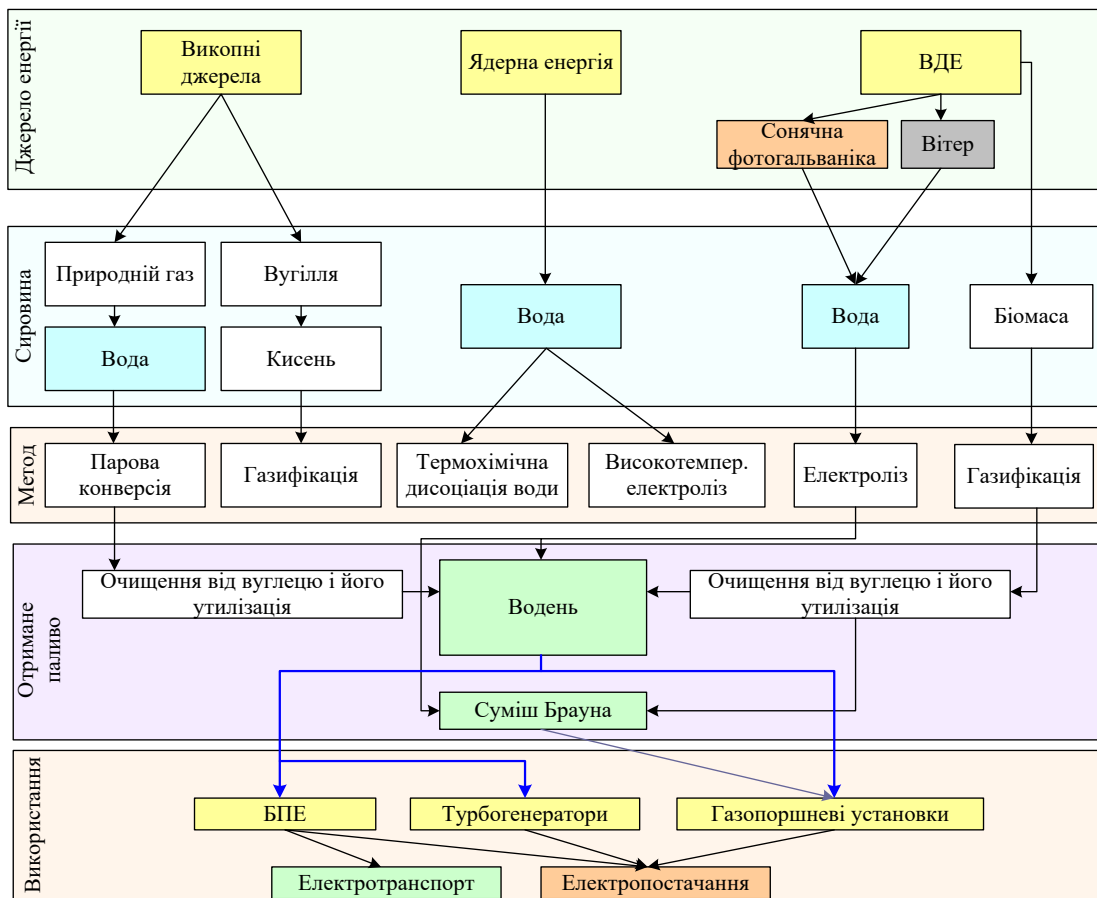


Рисунок 3.9. Методи отримання водню та суміші Брауна та галузі їх застосування [50]

На сьогодні широке використання «чистого» водню стикається з такими складнощами:

1. Ціна. Низьковуглецеві методи виробництва водню є дороговартісними. International Energy Agency (IEA) провели дослідження та стверджують, що вартість виробництва водню з ВДЕ може знизитися на 30% до 2030 року через зменшення витрат на ВДЕ та збільшення виробництва водню. Паливні елементи, обладнання для заправних станцій та електролізери (які виробляють водень з електрики та води) мають місце на існування.

2. Досить повільний розвиток. Ціна прямопропорційна швидкості розвитку водневої інфраструктури, тобто яким є попит на технології. Це стосується усіх сфер: яка кількість заправних станцій, як часто вони використовуються та скільки водню поставляється на день. Вирішується ця задача на основі планування та координації. Дана інформація повинна включати в себе зацікавленість національних та місцевих органів влади, промисловість та інвесторів. Вирішити цю задачу можна за допомогою планування та координація, що об'єднає національні та місцеві органи влади, промисловість та інвесторів.

3. За походженням водень потребує природнього газу та вугілля. Хоч водневі технології і використовуються у всьому світі, у промислових масштабах, проте його виробництво потребує корисних копалин, а тому пов'язане з викидами CO₂. Через цей недолік, необхідно змінити профіль виробництва водню за допомогою ВДЕ.

4. Законодавча та нормативна база. Деякі нормативні акти уповільнюють та навіть обмежують розвиток чистої водневої енергетики в Україні. Аби мінімізувати цей фактор уряд та промисловість мають працювати разом, задля того, аби існуючі та діючі нормативні документи не перешкождали інвестиціям.

Укрупнена схема використання водню для генерування тепла та електроенергії та компенсації впливу нестабільності генерування ВДЕ представлена на рис. 3.10.

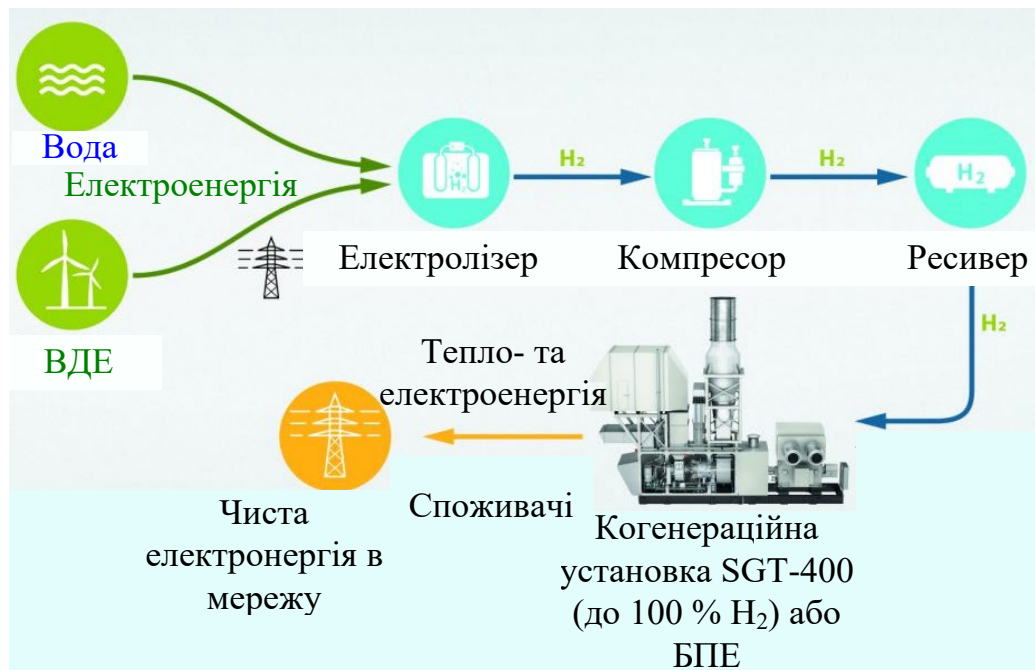


Рисунок 3.10. Блок-схема використання водню для тепло- та електропостачання (БПЕ – батарея паливних елементів)

Принципова схема комбінованої енергоустановки (КЕУ) невеликої потужності містить електролізер (ЕЛ), батарею паливних елементів (БПЕ) або турбогенератор, ресивер (РС), вітрогенератор (ВГ) (рис. 3.10). Даний тип установки може використовуватись не лише як автономне джерело енергопостачання, а й елементом комбінації з центром живлення.

Функціональні можливості різноманітних типів БПЕ, а також позитивні та негативні сторони їх використання, вартість та напрямки використання досліджені та продемонстровані в таблиці 3.1: з протонно-обмінною мембраною (ПОМ, англ. EMFC – proton exchange membrane fuel cell); паливні елементи на основі розплавленого карбонату (ОРК, англ. MCFC – Molten Carbonate Fuel Cells); паливні елементи з фосфорною кислотою (ФК, англ. PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell); лужні (Л, англ. AFC – alkaline fuel cell); паливні елементи з прямим окисненням етанолу (ПОЕ, англ. DMFC – Direct Methanol Fuel Cell); [52].

Таблиця 3.1 Аналіз БПЕ [52]

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж-ло
Шар каталізатора	Pt	Pt або Ni	Pt	Pt та Ru (1:1)	Ni	Ni	[53]
Електроліт	Nafion	KOH	H ₃ PO ₄	Nafion	Molten carbonat (Карбонати літію і натрію)	YSZ (Стабілізований оксид ітрію діоксид цирконію)	[54]
Анодний реагент	H ₂	H ₂	H ₂ /CH ₃ OH	CH ₃ OH/ H ₂	H ₂ /CO	H ₂ /CO	[55]
Температура (°C)	60-85	20-85	Більше 70	Менше 70	500-750	650-1100	[56]
Переваги	1. Широкий асортимент живлення. 2. Масштабування	1. Pt може бути замінено на інші матеріали. 2. Економічно	1. Зменшення CO ₂ . 2. Економічно ефективно,	1. Нетоксичні викиди. 2. Ефективність. 3. Легке	1. Вища продуктивність клітин. 2. Можуть	1. Вартість. 2. Можливість працювати на різних типах	[57]

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж- ло
	є простим. 3. Швидкий запуск. 4. Збільшена потужність.	ефективний 3. Швидкість реакції. 4. Швидкий запуск.	оскільки потрібно менше Pt. 3. Може використовуватися з комбінованими системами тепла та енергії 4. Стійка робота.	зберігання метанолу 4. Метанол дешевший.	використовуватися різні типи палива. 3. Можна інтегрувати на газових турбінах. 4. Вартість.	палива	
Недоліки	1. Реакція відновлення може бути повільною. 2. Потребує регулювання тепла в камері. 3. Надлишок води.	1. Ефективність клітин знижується в присутності вуглекислого газу. 2. Чистота	1. Потрібен час для пуску. 2. Обмеження матеріалів, що використовуються для виготовлення ПЕ.	1. Можливість змішування реагентів. 2. Концентрація палива безпосередньо впливає на	1. Деякі матеріали, що використовуються для побудови клітини схильні до корозії. 2. Щільність	1. Потрібен час для його пуску. 2. Обмеження матеріалів, що використовуються для	[58]

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж-ло
	4. Викиди CO ₂ . 3. Чистота використовуваного палива повинна бути високою.	окислювача в області катода також повинна бути дуже високою.	3. Іонна провідність у клітині низька. 4. Потужність нижча порівняно з такою, отриманою з іншого типу ПЕ	роботу ПЕ. 3. Каталізатор дорогий.	потужності нижча. 3. Потрібно досить багато часу, щоб він розпочався. 4. Матеріалів для виготовлення небагато.	виготовлення ПЕ. 3. Електроліти мають великий опір 4. Обмежена галузь застосування.	
Електрична ефективність, %	40–80	50–75	50	20–40	50	55–60	[51]
Діапазон потужності роботи	Менше 550 кВт	5 Вт–250 кВт	45 кВт –1.5 MW	80 МВт 1.5 кВт	Менше 1 кВт –1.5 мВт	4 кВт –3.5 МВт	[51]
Використання	1. Резервне	1. Безпілотні	1. Розподілене	1. Портативні	1. Портативні	1. Резервне	[58]

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж- ло
	живлення, як UPS. 2. Портативні пристрої, наприклад для ноутбуків. 3. Автомобільна промисловість.	машини. 2. Автомобільна промисловість. 3. Портативні зарядні пристрої.	генерування.	зарядні пристрої.	зарядні пристрої 2. Розподілене генерування	живлення 2. Розподілене генерування.	
Ціна (\$/Вт)	40-150	-	3-5	130	-	-	[55]

3.4. Біогазові установки як компенсація нерівномірного генерування ВДЕ

3.4.1. Передумови зменшення похибки прогнозування графіків генерування ВДЕ за допомогою біогазових установок

2 ГВт високоманеврових потужностей – необхідний рівень, який потребує ЕЕС України задля забезпечення щонайменше чотирьох пусків на добу та отримання можливості для значного діапазону регулювання (в середньому 80% від встановленої потужності), таку інформацію надає НЕК «Укренерго». Для отримання необхідного рівня потужності необхідний розвиток біогазових технологій, оскільки дозволяє ефективно використовувати газотурбінні установки (пікери) і середньообертові двигуни внутрішнього згоряння (балансери) в якості високоманеврових потужностей. Біогазові установки дозволяють зменшити похибку прогнозування для ВДЕ, якщо їх використовувати в якості балансирів.

Такі технології на сьогодні поділяються на декілька категорій, а саме 2.

- 1) «Традиційне». Використання біомаси із традиційним походженням, тобто: деревина, тваринні відходи та ін.
- 2) «Сучасні». Виробляються із рідкого біопалива, сировиною для якого є рослини, виробництво біогазу, що отриманий в результаті анаеробного перетворення залишків життєдіяльності тварин; системи опалення на деревних пелетах та інші

На сьогодні майже 75% від світового використання ВДЕ пов'язане із традиційним використанням біомаси. Ще у 2015 році біоенергія становила 10% від кінцевого споживання енергії, що складає 1,9% світового виробництва електроенергії. Такий вид палива є надзвичайно актуальним для густонаселених районів нашої планети таких як: Китай, Бразилія, Індія. В свою чергу біогаз має великий потенціал для збільшення енергоефективності ВДЕ.

Додатково біогазові установки дають можливість боротися із актуальними проблемами сучасності, зокрема зі збільшенням рівня органічних відходів, що напряму залежить від збільшення рівня населення, а також із тенденцією до

зменшення викидів CO₂, що дає можливість перетворити відходи у цінний відновлювальний енергетичний ресурс. За рахунок особливостей виробництва електроенергії, біо сировина є таким собі акумулятором електроенергії, оскільки задовольняє вимоги щодо повторного використання ресурсів та утилізації відходів. На додачу, це також є шляхом для закриття постійно зростаючого попиту на енергетичні послуги балансування.

За даними IRENA популярність біоенергетичних установок які генерують електроенергію з рідкого біопалива, комунальних відходів, біогазу, твердого біопалива постійно зростає (рис. 3.15).

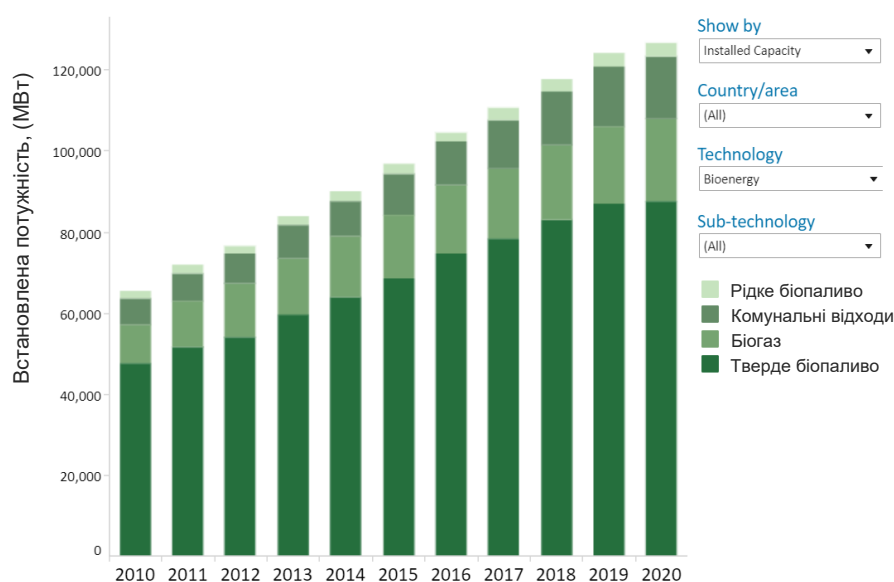


Рисунок 3.13. Зміна встановленої потужності енергетичних установок, які генерують електроенергію з рідкого біопалива, комунальних відходів, біогазу, твердого біопалива в світі.

Згідно прогнозам ІЕА, біоенергетика буде забезпечувати лише 5% попиту на електроенергію станом на 2050 рік, але наразі вона є однією із найактуальніших джерел, що дозволяє забезпечити маневреність при відносно малому рівні викидів CO₂ (рис. 3.16).

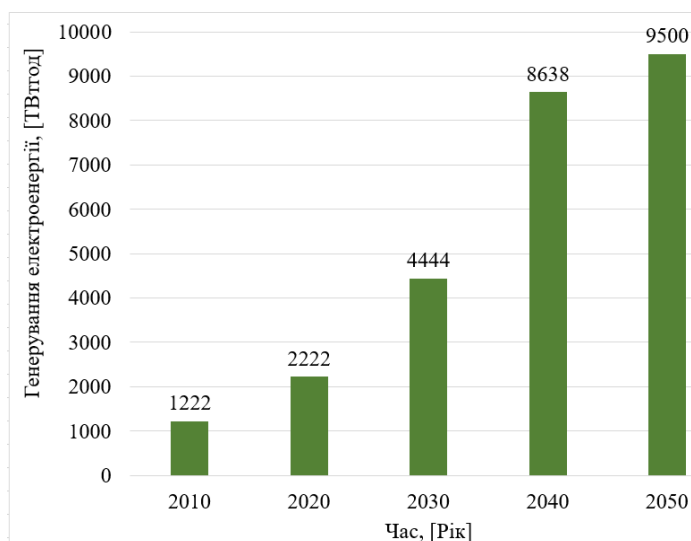


Рисунок 3.13. Прогноз генерування електроенергії з використанням біотехнологій в світі.

Технології, які дозволяють генерувати електроенергію з біомаси, є ефективним та конкурентоспроможним варіантом особливо у тих регіонах, де можна отримати сільськогосподарські відходи за низькою вартістю. Через аналогічні причини, фіксується потенціал до розвитку нових технологій, що дозволяють прослідкувати значний потенціал до скорочення витрат.

Саме сировина, яка є безпечною та сталою у своєму надходженні, складає основу в економічній оцінці роботи електростанцій та біопаливі. Часто, сировина може взагалі оцінюватися в 0, якщо вона є відходами безпосереднього виробництва, як наприклад: наприклад, на целюлозно-паперових комбінатах, цукрових заводах, фермах, птахофабриках.

Згідно LCOE (Levelised Cost of Energy – приведена вартість енергії), визначений рівень вартості сировини на регіональному рівні, займає місце в діапазоні від 0,057 доларів США / кВт·год в Індії та 0,062 доларів США / кВт·год у Китаї до 0,079 доларів США / кВт·год у Європі та 0,097 доларів США / кВт·год у Північній Америці, проте, якщо додатково використовувати його у теплофікації, то вартість буде сягати ще меншого рівня. Деякі розроблені проєкти, є настільки енергоефективними, що дозволяють генерувати електроенергію, вартість якої становить від 0,030 до 0,140 доларів США / кВт·год; але існують більш високі

значення – до 0,250 дол. США / кВт·год – це переважно стосується тих проєктів, ціллю яких є не генерування електроенергії, а лише позбування від відходів (рис. 3.17).

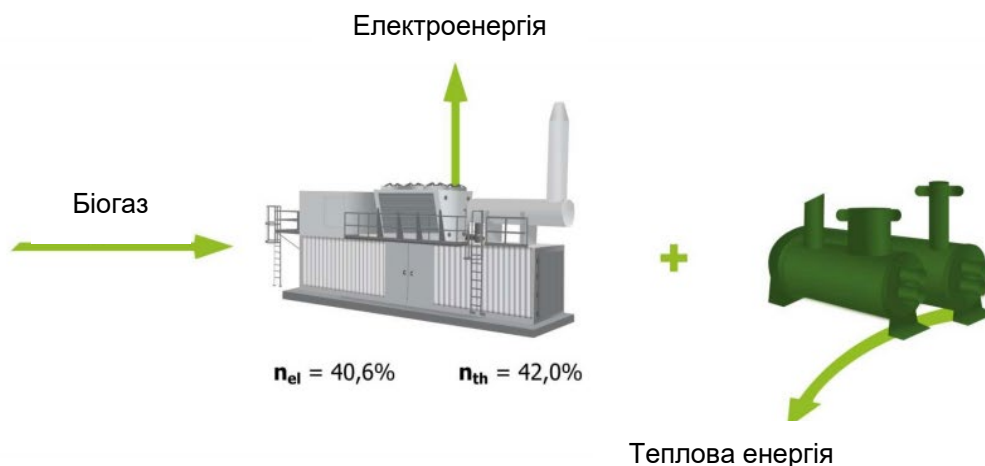


Рисунок 3.17. Генерування електроенергії та теплової енергії

Генерування електроенергії потребує біогазу, що на 50-75% складається з метану, 24-45% вуглекислого газу, 2-8% водяної пари та домішок (O_2 , N_2 , NH_3 , H_2 , H_2S). Порівнюючи природний газ, який містить 80-90% метану, можна сказати, що біогаз є екологічнішим. З іншого боку, середня теплотворна здатність біогазу складає 21-23,5 МДж/м³, таким чином 1 м³ біогазу відповідає 0,5-0,6 л дизельного палива або близько 6 кВт·год.

Кількість біогазу, яку добувають із рослинної сировини, залежить не лише від самого типу сировини, а також і від безпосередньої установки. Її конструкція, час утримання, температура бродіння, все це має велике значення і впливає на рівень біогазу.

3.4.2. Збільшення енергоефективності ВДЕ в балансі потужності та електроенергії з використанням біогазових установок

Використання біогазової установки (БГУ) для підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування можна побачити на основі Вінницької птахофабрики МХП, що розташована в районі Ладжинської ТЕС. Потужність даного комплексу змінюється динамічно відповідно до графіка, який формує технологічний процес. Максимальне значення навантаження становить 25-30 МВт, в свою чергу проектна потужність ФЕС складає 20 МВт. Рівень продуктивності БГУ (рис. 3.18) розрахований відповідно до потужності когенераційних установок (КУ) 20 МВт (2 черги по 10 МВт). На рис. 3.19 зображена когенераційна установка на 10 МВт з синхронним генератором, тобто розраховано так, аби генерування електроенергії покривало її споживання.

Особливим моментом заданого прикладу є те, що БГУ розташована близько до Ладжинської ТЕС з електричної точки зору. ТЕС повинна підтримувати напругу на шинах відповідно до графіку, який задається оператором системи передачі електроенергії враховуючи всі аспекти роботи ЕЕС, а тому режим роботи електричної мережі електропостачання птахофабрики і вся інфраструктура змушена підпорядковуватись роботі ТЕС. Даний тип системи електропостачання комплексу сформована як локальна електрична мережа (ЛЕС), яка внутрішньо формує баланс навантаження та генерування. В заданій замкнутій системі надлишок електроенергії, виробленої ФЕС та установками когенерації на біогазі, будуть передавати до ЕЕС за умовами зеленого тарифу, проте існує певна складність, яка полягає в тому, що надлишок електроенергії в ЛЕС, потрібно підтримувати так, аби зберігати рівень напруги на шинах підстанції, яка живить комплекс, становила більший рівень ніж напруга на шинах ТЕС.



а)



б)

Рисунок 3.18. Перша черга біогазової установки на 10 МВт



Рисунок 3.19. Когенераційна установка 10 МВт

Таким чином формується задача необхідної мінімізації потужності, яка необхідна для споживання від централізованих джерел живлення та одночасно контролювати різницю рівня напруги на підстанції ЛЕС та ТЕС

$$P_{\text{ЦЖ}}(t) = -\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{\text{ТП}_j}(t) + \Delta P(t) \rightarrow \min \quad (3.11)$$

Розглянемо 2 режими навантаження ЛЕС:

- а) в період максимального робочого дня;
- б) мінімальний день у вихідний.

Задача 3.11 в режимі а) формується таким чином, що згідно заявленого графіка електричних навантажень ЛЕС мають працювати і ФЕС, і централізоване

живлення, а КУ в свою чергу має на меті підтримувати точність графіка споживання. У випадку б) в ЛЕС генерується електроенергії більше ніж споживається, через це є здатність віддавати частину електроенергії в мережу за зеленим тарифом, але КУ завдання дещо змінюється. Когенераційна установка зараз має підтримувати умови передачі електроенергії в ЕЕС, зберігаючи при цьому виконання погодинного графіка видачі електроенергії в балансуєчу групу.

На рис. 3.20 – 3.23 зображені графіки напруги на шинах 10 кВ підстанції зв'язку ЛЕС с ЕЕС ЕЕС 110/35/10 кВ в режимах мінімальних (рис. 3.20–3.22) і максимальних навантажень (рис. 3.23). Лінії, що зображені зеленим кольором, показано рівні напруги на шинах 10 кВ – точка, де з'єднуються КУ та ФЕС, в свою чергу зеленим кольором зображено рівні напруги на шинах 110 кВ, яка зображена для порівняння до шин 10 кВ.

На рис. 3.20 зображено режим, коли в ЛЕС працюють разом КУ та ФЕС потужністю 5 МВт, в даних умовах немає змоги передавати електроенергію в ЕЕС протягом цілої доби. В період з 12-00 до 14-00 цей процес є неможливим, оскільки не виконується умова по рівню напруги.

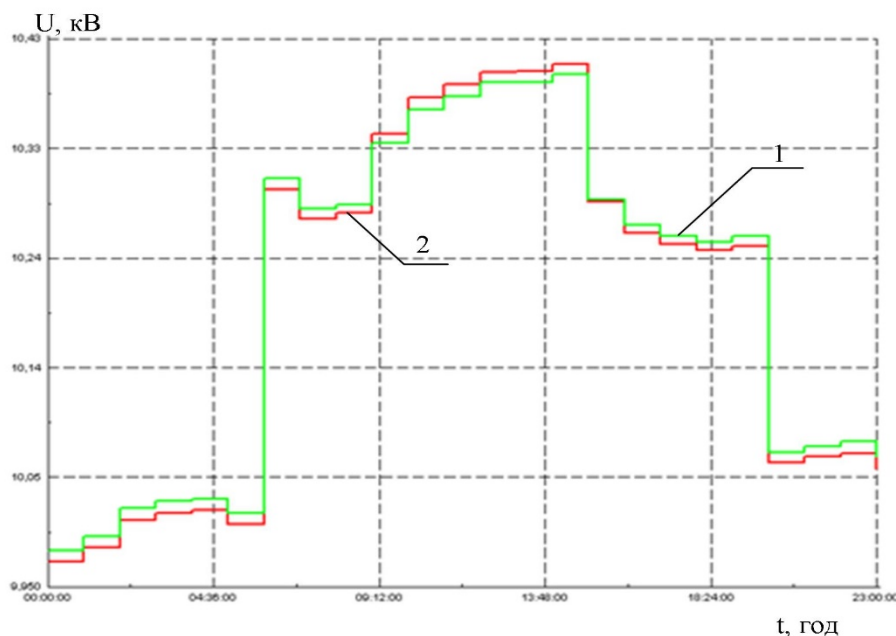


Рисунок 3.20. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 5 МВт

За інших умов, за яких графік навантаження ЛЕС та потужність ФЕС у 12 МВт дають змогу підтримати рівень напруги, то профіцит електроенергії з ЛЕС успішно передається в ЕЕС (рис. 3.21).

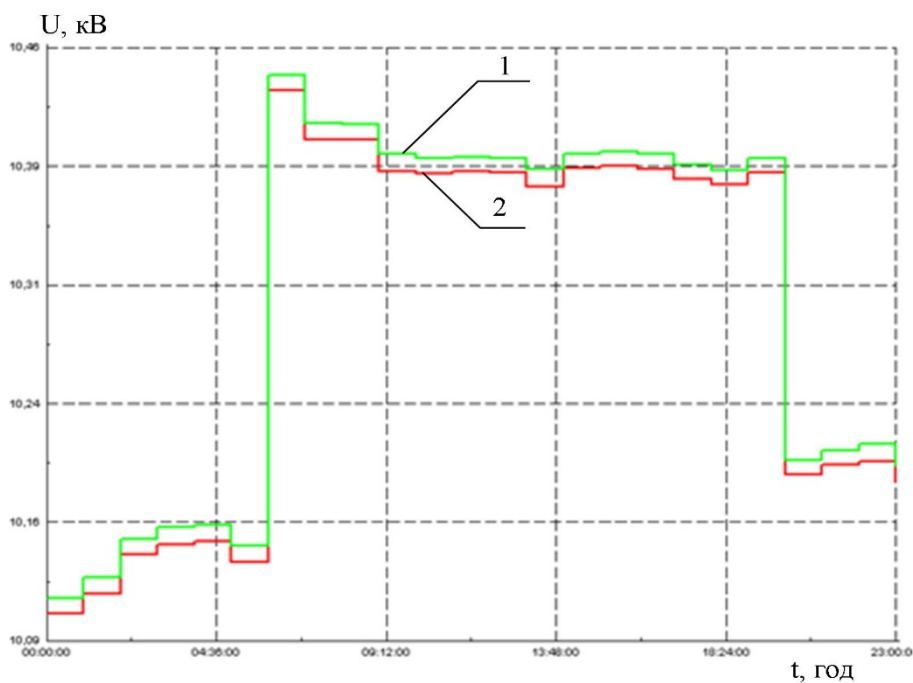


Рисунок 3.21. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 12 МВт

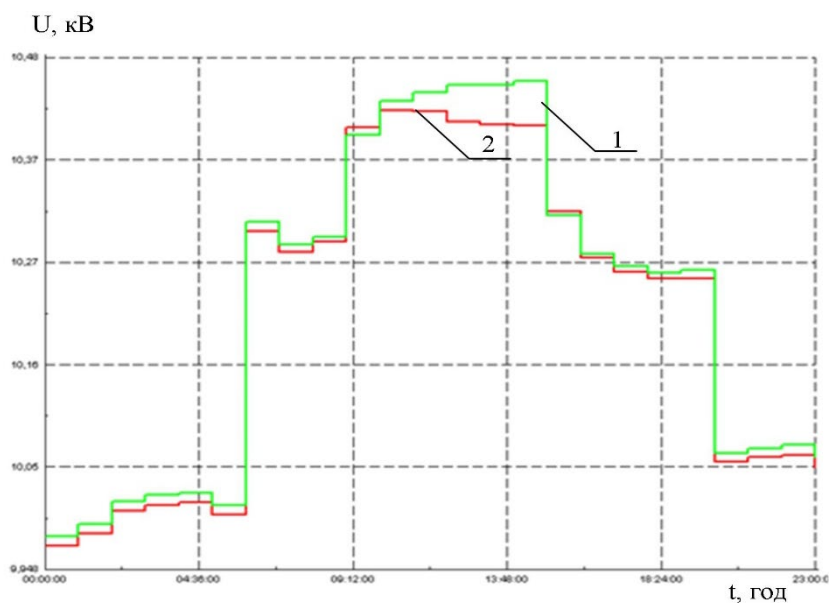


Рисунок 3.22 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт

На рис. 3.22 можна побачити процес, який відбувається за умови, коли графіки навантаження та генерування ЛЕС неузгоджено. За таких умов, коли якщо потужність КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт, то не весь час є можливість видавати електроенергію в ЕЕС.

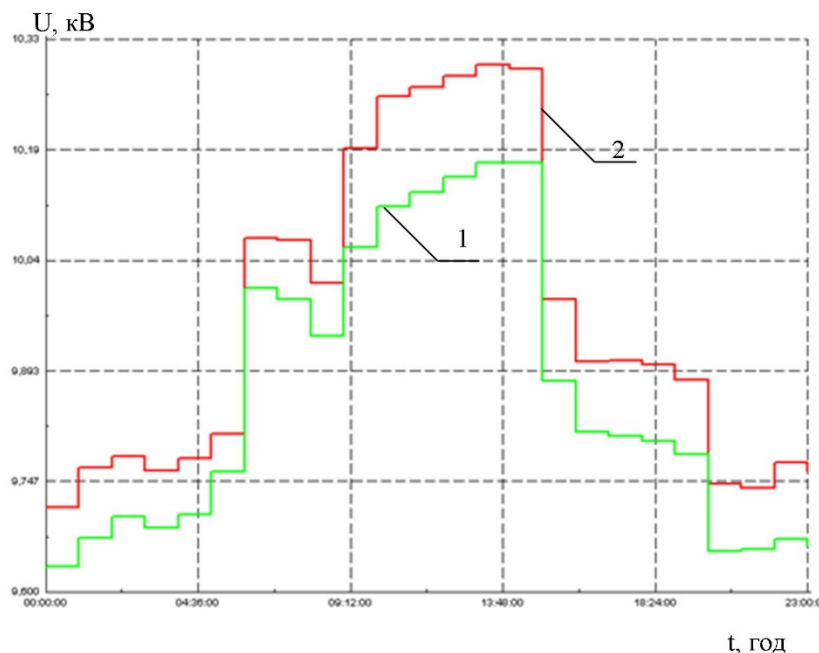


Рисунок 3.23 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт

За умов максимального навантаження, як зображено на рис. 3.12, роботі всіх генеруючих джерел ЛЕС все одно споживає електроенергію з ЕЕС, КУ при таких умовах формує підтримку для зберігання відповідності поточного графіку до наявного графіку навантаження.

3.5 Економічний вплив запровадження резервування небалансу електроенергії

3.5.1 Порівняння вартості способів резервування нестабільності ВДЕ за допомогою критеріального методу

Найкращий результат демонструє комплексний підхід в ході якого використовують різні способи. В такого підходу характерним є мінімізація

сумарних витрат на V_{Σ} на підтримку компенсації нестабільності генерації ВДЕ через резервування потужності. В такому випадку задача оптимізації резервування ставиться як

$$V_{\Sigma} = V_x(P_x) + V_b(P_b) + V_z(P_z) + V_c(P_c) + V_n(P_n) \rightarrow \min \quad (3.12)$$

де $V_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу; $V_b(P_b)$ – витрати на водневі технології; $V_r(P_r)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву; $V_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, це є фактично компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС, що працюють за ціновими заявками і визначається за формулою [59]:

$$V_c = \begin{cases} P_c \cdot (V_p^c - dV_n), & V_p^c > dV_n \text{ (грн/год);} \\ 0, & V_p^c < dV_n \end{cases} \quad (3.13)$$

де: V_p^c – гранична ціна системи, що складається для 1 години на оптовому ринку електроенергії; dV_n – вартість палива, що формується на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем завантаженості обладнання електростанції та ціни палива; $V_n(P_n)$ – кошти, що витрачаються на запаси пропускної спроможності ЛЕП; P_x, P_b, P_r, P_c, P_n – оптимальні значення потужності, що формуються для кожного зі способів резервування.

Потреби України в резервуванні в 2021-2023 роках становить 1500 МВт у вигляді батарейних систем накопичення. Вартість хімічних накопичувачів включають в себе також витрати на їх встановлення:

$$V_x(P_x) = V_{P_x}^{\text{пит}} \cdot P_x \quad (3.14)$$

$V_{P_x}^{\text{пит}}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн./кВт·год.

Варто не забувати, про витрати на паливо, тобто врахувати вартість електроенергії яка призначається для зарядки і обслуговування накопичувачів. Вартість ліній-іонних акумуляторів за період 2010-2016 року знизилася на 73% для технологій транспорту.

Акумулятори літій-іонні, які використовуються стаціонарно, мають вищу встановлену вартість, через складніші цикли заряду/розряду, що потребують дорогих систем керування акумуляторами та особливе обладнання.

Проте, зростання попиту, а відповідно і збільшення масштабів виробництва літій-іонних акумуляторів для електроавтомобілів буде зростати, а тому вартість може знизитися на 50-60% вже до 2030 року.

Це прямо впливе на зниження загальної вартості монтажу стаціонарних літій-іонних батарей до рівня 145 доларів США за кВт·год) та 480 доларів США / кВт·год, залежно від хімічних показників батареї (рис. 3.24).

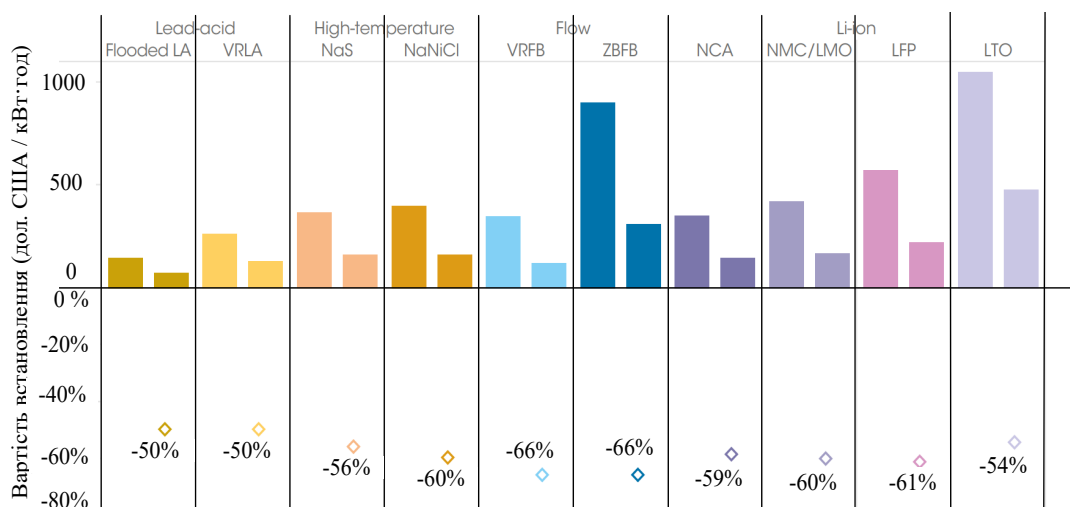


Рисунок 3.24. Прогнозування зменшення вартості встановлення акумуляторної система зберігання електроенергії, 2016-2030 рр.

На рис. 3.24: LA – lead-acid – свинцево-кислотна акумуляторна батарея (АК); VRLA – valve regulated lead-acid – свинцево-кислотна АК з регульованим клапаном; NaS – sodium sulphur – натрієво-сірчана АК; NaNiCl – sodium nickel chloride – хлоридно-нікеле-натрієва АК; VRFB – vanadium redox flow battery –

окислювально-відновна АК ванадієвого типу; ZBFB – zinc bromine flow battery – цинково-бромово АК; NCA – nickel cobalt aluminum – нікель-кобальт-алюмінієва АК; NMC/LMO – nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide – нікель-марганець-кобальт-оксидова / літій-оксид марганцева АК; LFP – lithium iron phosphate – літій-фосфатно-залізна АК; LTO – lithium titanate – літій титанатова АК.

Витрати на водневі технології визначаються як:

$$V_B(P_B) = V_{P_B}^{\text{пит.}} \cdot P_B \quad (3.15)$$

де $V_{P_B}^{\text{пит.}}$ – питомі витрати на водневі технології, 800 \$/кВт·год;

Для розрахунку витрат генерування електроенергії з використанням БГУ потрібно врахувати тип і відстань на яку доставляється сировина (економічно доцільною є відстань - до 20 км для рідкої сировини і до 50 км – для сухої).

Вартість 1 кВт встановленої потужності прямо залежить від розміру і типу сировини, тобто щобільший буде проєкт, тим дешевше буде 1 кВт електроенергії, приблизно це становить 1500. Витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву, визначаються:

$$V_G(P_G) = V_{P_G}^{\text{пит.}} \cdot P_G \quad (3.16)$$

$V_{P_G}^{\text{пит.}}$ – питомі витрати на біогазові технології.

Витрати на користування системним резервом:

$$V_C(P_C) = V_{P_C}^{\text{пит.}} \cdot P_C \quad (3.17)$$

$V_{P_C}^{\text{пит.}}$ – питомі витрати на користування системним резервом.

Так як будь який зі способів резервування генерування ВДЕ стає причиною зміни перетоків потужності по ЛЕП, то перед застосуванням необхідно перевірити пропускну здатність частини ліній. Потрібно також врахувати витрати на збільшення пропускну здатності ЕЕМ.

$$B_n(P_n) = v_{P_n}^{\text{пит.}} \cdot P_n \quad (3.18)$$

$v_{P_n}^{\text{пит.}}$ – питомі витрати по підтриманню запасу по пропускну здатності ЛЕП; $P_n = P_x + P_b + P_r$.

Якщо для задачі оптимізації витрат на способи компенсації відхилення графіку генерування ВДЕ використовується критеріальний метод, то результатом є критерії подібності, які є ваговими коефіцієнтами окремих витрат в сумарних витратах. Критерії подібності для задачі 3.15 в цьому випадку визначаються методом інтегральних аналогів і вони пронормовані до одиниці:

$$\pi_n + \pi_x + \pi_b + \pi_r + \pi_c = 1 \quad (3.19)$$

де $\pi_i = \frac{B_i(P_i)}{B_\Sigma}$ – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат

на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ.

Результати після автоматизації, що отримуються в даному вигляді, дають можливість аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в рамках даного проекту – способів компенсації нестабільності генерування.

Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

3.5.2 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі

Модифікована математична модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі і враховуються особливості системи, для якої існує потреба в резервуванні:

$$B = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_c + C_3 P_n + C_4 \frac{P_x^2}{P_c^{-2} \cdot P_n}, \quad (3.20)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – узагальнені константи, які містять вихідні дані задачі, що розв’язується.

Перша складова рівняння враховує питомі витрати на реалізацію резервування з використанням системи хімічних накопичувачів електроенергії; другий, третій, четвертий компоненти враховує витрати на електричні мережі. Запропоноване рівняння відповідає умові канонічності, оскільки $m=n+1$.

Ортонормована система рівнянь для (3.20) запишеться:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_4 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_4 = 0; \\ \pi_3 - \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1, \end{cases} \quad (3.21)$$

або в матричній формі:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 1 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Розв'язок даної системи рівнянь: $\pi_1 = \pi_2 = \frac{2}{6}$; $\pi_3 = \pi_4 = \frac{1}{6}$.

Отримані дані означають, що вагові коефіцієнти витрати на системний розподіл та на хімічні накопичувачі однакові, а тому вартість способів їх резервування теж буде однаковою. Для підвищення рівня пропускної здатності електричних мереж буде оптимально використати 50/50 хімічні накопичувачі та системне резервування.

Економічно доцільні значення потужностей P_x , P_c і P_{Π} визначаються з системи рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \pi_1 = \frac{2}{6} = \frac{C_1}{P_{x_0}}; \\ \pi_2 = \frac{2}{6} = C_2 \cdot P_{c_0}; \\ \pi_3 = \frac{1}{6} = C_3 \cdot P_{\Pi_0}; \\ \pi_4 = \frac{1}{6} = \frac{C_4 \cdot P_{x_0}^2}{P_{c_0}^{-2} \cdot P_{\Pi_0}}, \end{array} \right. \quad (3.23)$$

де P_{x_0} – оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів; P_{c_0} – оптимальне значення потужності системного резерву; P_{Π_0} – оптимальне значення потужності пропускної здатності ЛЕП.

Розв'язок даної системи рівнянь:

$$P_{x_0} = \left(\frac{C_1^4}{4C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.24)$$

$$P_{c_0} = \left(\frac{4C_1^2 \cdot C_3 \cdot C_4}{C_2^4} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.25)$$

$$P_{\Pi_0} = \left(\frac{C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_4}{16 \cdot C_3^5} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.26)$$

$$V_0 = 3(4 \cdot C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4)^{\frac{1}{6}} \quad (3.27)$$

В критеріальній формі запису сумарні витрати запишуться:

$$V_* = \frac{C_1}{P_{x*}} + C_2 P_{c*} + C_3 P_{n*} + C_4 \frac{P_{x*}^2}{P_{c*}^{-2} \cdot P_{n*}} \quad (3.28)$$

де $V_* = V/V_0$; $P_{i*} = P_i/P_{i0}$.

З врахуванням числових значень:

$$V_* = \frac{2}{6P_{x*}} + \frac{2P_{c*}}{6} + \frac{P_{n*}}{6} + \frac{P_{x*}^2}{6P_{c*}^{-2} \cdot P_{n*}} \quad (3.29)$$

Виділимо складову, яка характеризує витрати на резервування хімічними накопичувачами та частину, яка характеризує витрати на використання системним резервом та вкладення на збільшення запасу пропускної спроможності ліній електропередачі (друга частина):

$$V_* = 0,333 \cdot P_{x*}^{-1} + 0,667 \cdot (0,5 \cdot P_{c*} + 0,25 \cdot P_{n*} + 0,25 \cdot P_{x*}^2 \cdot P_{c*}^2 \cdot P_{n*}) \quad (3.30)$$

Економічність даних співрозмірних складових заданої моделі (3.20) не залежать від C_1, \dots, C_4 . Прийнята їй у відповідність модель (3.26) формує остаточні втрати V_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ через резервування, вони у свою чергу будуть доцільними у випадку якщо 2/3 цих витрат використовуватимуться з метою модернізації мережі та використання системного резерву, а залишок - 1/3 витрат на резервування накопичувачами хімічного типу.

Вирази 3.24-3.27 характеризують економічну доцільність рівня потужностей, які формуються з кожного зі способів резервування і витрат на

реалізацію. Вони в свою чергу формують відповідно сценарію щодо реалізації резервування. Економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вирази 3.24-3.27 додатково дають можливість оцінити рівень впливу вихідних даних на доцільні значення витрат та потужностей, які впливають з кожного способу резервування. Тобто, таким чином можливо сформулювати чутливість витрат до зміни потужності. Якщо прийняти за базисні певні значення констант (C_1, \dots, C_4), то вирази (3.24-3.27), набудуть вигляду:

$$P_{x o^*} = \left(\frac{C_{1^*}^4}{4C_{2^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*}} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.31)$$

$$P_{c o^*} = \left(\frac{4C_{1^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*}}{C_{2^*}^4} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.32)$$

$$P_{n o^*} = \left(\frac{C_{1^*}^2 \cdot C_{2^*}^2 \cdot C_{4^*}}{16 \cdot C_{2^*}^5} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (3.33)$$

$$V_{o^*} = 3 \left(4 \cdot C_{1^*}^2 \cdot C_{2^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*} \right)^{\frac{1}{6}}. \quad (3.34)$$

$$\text{де } C_{i^*} = \frac{C_i}{C_{i0}}, i = \overline{1,4}.$$

Вирази (3.31-3.34) дають можливість оцінити залежність від змін, тобто C_1 на економічну доцільність значень усіх змінних виразу 3.30. Розглянемо випадок, що C_1 відносно базисного збільшилася в 3 рази, при сталих C_2, C_3, C_4 , при цьому сумарні витрати V_{Σ} , що потрібні на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування збільшаться на 44,2 %, в свою чергу потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться вдвічі (208 %), а тому потужність пропускної спроможності ЛЕП зросла на 44,2 %, потужність резерву системи теж

збільшиться на 44,2 %.

При формуванні складу потужностей резервування варто врахувати технічні обмеження, що не дають можливості використовувати економічно ефективні значення потужності, які змінюють співрозмірність і спонукають збільшувати витрати.

Критеріальне рівняння (3.28) допомагає визначити зміну питомих витрат на зміну потужності, що перебуває в оптимізації. Іншими словами, дослідити економічну стійкість витрат до зміни параметрів. У випадку, коли P_x – потужність хімічних накопичувачів зростає на 50%, то витрати будуть зростати на 9,7%, але якщо збільшити на 100%, то витрати будуть становити вже близько 33%. В той самий час якщо P_c – збільшиться на 50 %, то витрати збільшаться на 7,4 %, та якщо P_{Π} – збільшиться на 50 %, то витрати зростуть на 2,8 %.

Це аналіз дозволяє сформулювати висновки щодо розподілу витрат. Для досліджуваного сценарію резервування є більш чутливим до вибору потужності хімічних накопичувачів та вибору потужності системного резерву.

На рис. 3.25 зображений аналіз чутливості питомих витрат у відносних одиницях до зміни одного з впливних факторів при незмінних інших, витрати визначено за формулою (3.27).

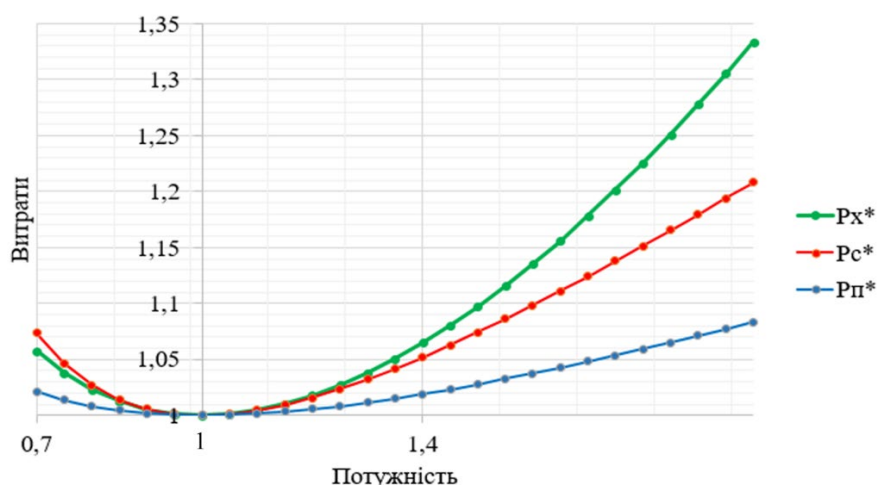


Рис. 3.25. Чутливість витрат: до зміни потужності накопичувачів імічного типу (зелена крива); до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до зміни потужності пропускної спроможності ліній електропередачі

(синя крива).

Висновки до розділу 3

ВЕС та ФЕС останній час активно збільшують свої потужності, що є гарною тенденцією, але разом із тим, через нерівномірність їх графіка генерування, формує низку задач, які зобов'язують забезпечувати надійну та стабільну роботу електричних мереж з ВДЕ, та додатково і підвищення рівня енергоефективності самих ВДЕ.

Помітної перспективи у цьому питанні формують малі ГЕС, які завдяки вдосконаленню їх конструкції та оптимізації керування дають можливість підтримувати баланс. Аналізуючи дані експериментів та розрахункові показники кореляції генерування міні-ГЕС, можна зробити висновок, що генерація ГЕС не залежить від метеорологічних параметрів, а через це може використовуватися для компенсації нестійкого генерування ФЕС та ФЕС. Використання каскадних ГЕС показує кращі показники, з точки зору ефективності дій щодо компенсації нестабільності, порівняно з одиничним використанням ГЕС. Після отримання коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена та їх аналізу, можна побачити, що генерація електроенергії більш чутлива до зміни метеопараметрів, а тому його важко передбачити, ніж генерування ФЕС. З огляду на той факт, що швидкість вітру має більш стохастичну природу, ніж сонячна радіація. Пришвидшена інтеграція ВЕС у ЕЕС може збільшити втрати енергії та спровокувати пошкодження обладнання. Водночас є мета вирішити проблему з балансовою надійністю ЕЕС. Для дослідження аналізу зміни генерації та впливу факторів впродовж року, потрібно використовувати вейвлет-аналіз, оскільки ця методологія дозволяє оцінювати вплив більш інформативно.

Використання когенераційних установок на біогазі обіцяє наблизити поточне споживання або графіки генерації до заявленого від системного оператора розподілу електроенергії. Досвід показує, що когенераційні установки є особливо корисними в місцевих електроенергетичних системах, де, окрім об'єктів споживання електроенергії, існують різні типи ВДЕ і виробляється достатня кількість біогазу, щоб збалансувати режим ЛЕС. Незалежно від погодних умов

когенераційні установки можуть брати участь як у внутрішньому балансуванні електроенергії в ЛЕС, так і в балансуванні електроенергії в ОЕС у складі балансуючої групи.

Якщо в енергосистемі з ВДЕ виникає проблема збалансування її режимів, то виникає проблема підбору резервних джерел електроенергії. Це можуть бути водневі технології, біогаз, вироблений на електростанціях, системні резерви у вигляді теплових електростанцій та гідроелектростанцій. Виникає необхідність вибору оптимальної комбінації методів виділення ВДЕ. Для цього необхідно розробити метод оцінки та порівняння методів резервування ВДЕ.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ РОБОТИ НА ФЕС

Одними з найскладніших з точки зору організації гасіння пожеж є об'єкти енергетики. Останнім часом відбувається стрімкий розвиток альтернативної енергетики – сонячних електростанцій. На сьогодні вже понад 24 тис. домогосподарств в Україні використовують сонячні електростанції та забезпечують свої потреби в електроенергії.

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу. Головним завданням даного розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на підстанціях. Багато факторів на ПС негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними.

Згідно Закону України «Про охорону праці» роботодавець зобов'язаний забезпечувати права робітників, передбачені Конституцією, на охорону їх життя та здоров'я. Необхідне дотримання умов безпечної експлуатації монтажу та експлуатації електрообладнання. Без дотримання цих правил, неможливо здати в експлуатацію жоден об'єкт, в тому числі і сонячні електростанції.

4.1 Задачі розділу

Згідно Закону України «Про охорону праці» роботодавець зобов'язаний забезпечувати права робітників, передбачені Конституцією, на охорону їх життя та здоров'я. Необхідне дотримання умов безпечної експлуатації монтажу та експлуатації електрообладнання. Без дотримання цих правил, неможливо здати в експлуатацію жоден об'єкт, в тому числі і сонячні електростанції.

На етапі планування проекту, одним з ключових питань є забезпечення безпечної роботи персоналу на об'єкті. Важливість даного питання обумовлена високим рівнем небезпеки внаслідок протікання струму значення, недостатній переріз проводу та ненадійність металевих контактів є причиною підвищеного ризику робочого травматизму, а також з вищенаведених причин відбувається підвищене тепловиділення, що може стати причиною пожежі на електростанції [60].

Один з випадків займання СЕС сталося в Австрії, зображення наслідків на рисунку 4.1. Вже здалеку було видно стіл диму, що піднімається вгору від сонячної електростанції, встановленої на даху складу. Близько 2 години дня пожежні бригади з Вінерсдорфа, Меллерсдорфа та Трайскірхен-Штадт отримали повідомлення про пожежу на колишньому майданчику компанії Семперіт. На даху складу було встановлено понад сто сонячних батарей, близько 40 штук повністю знищено внаслідок пожежі, повідомляє поліція. На щастя, пожежникам вдалося запобігти розповсюдженню вогню на навколишні будівлі.



Рисунок 4.1 – Наслідки пожежі в Австрії (2019 рік)

Усе це наголошує на важливості та актуальності питання, яке полягає у дотриманні правил безпеки, розвитку технологій, які б мінімізували ризики травматизму при виконанні монтажу сонячних електростанцій, що працюють в ОЕС України, з використанням знань, та досвіду, який ми маємо сьогодні.

Вирішення цього питання дозволяє уникати випадків травмування персоналу, летальних випадків, а також мінімізує складову збитків, спричинених пошкодженням обладнання.

На даний час в Україні встановлення, експлуатація та безпека фотоелектричних систем здійснюється у відповідності вимог наступних основних документів: ДСТУ 7503:2014 «Геліоенергетика. Станції фотоелектричні. Терміни та визначення понять», ДСТУ 8328:2015 «Геліоенергетика. Модулі фотоелектричні. Загальні технічні вимоги», ДСТУ 8635:2016 «Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи» та Стандартом ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго»» СОУ НЕК 341.001:2019 «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України», ДСТУ EN 12975-2:2019 (EN 12975-2:2006, IDT) «Установки сонячні термічні та їхні складники. Сонячні колектори. Частина 2. Методи випробувань», ДСТУ-Н Б В.2.5-43:2010 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Настанова з улаштування систем сонячного теплопостачання в будинках житлового і громадського призначення».

Враховуючи все вище згадане, можемо сформулювати ряд ключових завдань, які необхідно висвітлити в даному розділі:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сонячних електростанцій, які працюють в ОЕС України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі сонячних панелей. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту на сонячних станціях.

4.1 Умови праці, під час виконання монтажних робіт сонячних панелей

Згідно міжнародного регулюючого документу з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74, персонал, який відповідає за електротехнічне обслуговування, та персонал, завданням якого є ремонт обладнання на сонячних електростанціях, піддані впливу небезпечних факторів, таких як:

- підвищений рівень запиленості та загазованості робочої зони;
- підвищена чи понижена температура поверхонь обладнання (в залежності від пори року);
- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони (в залежності від пори року);
- підвищена та понижена вологість повітря робочої зони;
- підвищений рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбуватись через тіло людини;
- підвищена чи понижена рухливість повітря;
- підвищена вологість повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність або недостатність природного світла
- підвищена яскравість повітря;
- підвищений рівень шуму;
- підвищений рівень вібрації
- розтажування робочого місця в небезпечній висоті щодо поверхні землі (підлоги);

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці перенапруга аналізаторів, необережні дії, недбале виконання робіт).

Джерелами безпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина[61].

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі сонячних панелей

Організаційні заходи ПБЕЕ п. 6.10 формує правила, яких потрібно дотримуватись у разі виконання робіт в електроустановках електростанцій, в тому числі монтажі панелей на ФЕС:

Наряд дозволяється видавати на одне або кілька робочих місць одного приєднання.

Допускається видавати один наряд на кілька робочих місць різних приєднань:

а) для одночасної роботи на всіх приєднаннях в електроустановках, де напругу знято з усіх струмовідних частин, в тому числі з виводів ПЛ і КЛ (вторинні кола можуть залишатись під напругою), і зачинено на замок вхід до сусідніх електроустановок;

б) для роботи на всіх (або частині) електродвигунах агрегатів (котлів, турбін, генераторів) і окремих технологічних установках (систем золовидалення, мережних підігрівачів, дробильних систем та ін.) - у разі виведення в ремонт цих агрегатів (установок) і для роботи в РУ на всіх (або частині) приєднаннях, що живлять електродвигуни цих агрегатів (установок).

в) для роботи на шинах і на всіх (або частині) приєднаннях секції в РУ 6, 10, 20, 35, 110 кВ з одинарною системою шин і будь-якою кількістю секцій - у разі виведення в ремонт усієї секції повністю; у цьому разі дозволяється розосередження членів бригади по різних робочих місцях в межах секції, що виведена в ремонт;

г) для одночасного або почергового виконання робіт на різних робочих місцях одного або декількох приєднань однієї електроустановки у разі:

1) прокладання і перекладання силових та контрольних кабелів, випробування електрообладнання, перевірки приладів захисту, вимірювань, блокування, автоматики, телемеханіки, зв'язку тощо;

2) проведення ремонту комутаційних апаратів одного приєднання, в тому числі, коли їх приводи знаходяться в іншому приміщенні;

3) проведення ремонту окремого кабелю в тунелі, колекторі, колодязі, траншеї, котловані;

У разі розосередження бригади по різних робочих місцях дозволяється перебування одного або кількох членів бригади з групою ІІІ окремо від керівника робіт. Членів бригади, яким треба буде знаходитись окремо від керівника робіт, останній повинен привести на робочі місця та проінструктувати про заходи безпеки, яких необхідно дотримуватись під час виконання роботи.

Допускається видавати один наряд для почергового проведення однотипної роботи на кількох підстанціях або кількох приєднаннях однієї підстанції. До таких робіт належать: протирання ізоляторів; підтягування затискачів; відбір проб і доливання масла; перемикання обмоток трансформаторів; перевірка пристроїв релейного захисту, автоматики, вимірювальних приладів; випробування підвищеною напругою від стороннього джерела; перевірка ізоляторів вимірювальною штангою; пошуки місця пошкодження КЛ; профілактичний ремонт однотипних КТП 6-10/04 кВ. Термін дії такого наряду - одна зміна (робочий день). Допуск на кожну підстанцію і на кожне приєднання оформлюється в таблиці 4 наряду. Кожну з підстанцій дозволяється вмикати тільки після повного закінчення роботи на ній за цим нарядом.

Допускається видавати одне розпорядження для роботи почергово на кількох електроустановках (приєднаннях).

Технічні заходи ПБЕЕ п. 7, що створюють безпечні умови виконання робіт

Послідовність виконання технічних заходів:

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмовідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмовідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмовідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмовідні частини огорожують до або після їх заземлення.

На початкових етапах роботи, слід виконати ряд наступних завдань: визначити особливості кліматичних умов, на місці монтажу станції, перевірка робочого стану обладнання, підготовка місця монтажу, перевірка надійності опорних конструкцій, сонячних модулів, перевіряються ізоляційні матеріали, підйомні крани, що використовуються для монтажу важких конструкцій, відповідальною особою проводиться інструктаж персоналу з техніки безпеки, та перевірка індивідуальних засобів захисту працівників.

На етапі проектування об'єкту, команда архітекторів, повинна вирішити завдання визначення оптимального розміщення системи кріплень та опорних конструкцій, ці данні є базовими для реалізації проекту, від яких надалі відштовхуються при вирішенні різних технічних завдань. Вихідними даними для проектної команди є: розміщення модуля (книжкове чи альбомне), кількість рядів модулів (1-8), кут відносно горизонтальної площини, кількість модулів закріплених на одній опорній конструкції, що визначає вагу.

Після визначення загальних геометричних параметрів, завданням проектувальника є сумістити їх з даними геодезичних досліджень на місцевості, даних про склад та структуру ґрунту, а також наявність та глибину протікання підземних вод. Опіраючись на вищенаведені данні визначаються гранично-допустимі навантаження, що діятимуть на майбутній об'єкт. На етапі збору

інформації про місцевість на якій будуватиметься станція, необхідно також враховувати такі параметри як сейсмічна активність регіону, а також активність вітрів на місцевості, це робиться для врахування можливих ризиків пов'язаних із землетрусами чи ураганними вітрами. В районах із підвищеною сейсмічною активністю, враховують подвійний коефіцієнт для гранично-допустимого навантаження на фундамент та опорні конструкції.

Взагалі при будівництві сонячної електростанції, слід особливу увагу звернути на фундамент. Він може бути виконаний в різних конфігураціях: монолітний, стрічковий, пальовий чи комбінований. Для вибору оптимального рішення проводиться аналіз інформації щодо структури ґрунту, у випадку для щільного, глинистого ґрунту, з високим значенням гранично-допустимим навантаженням, можна застосовувати пальовий фундамент, а для ґрунту з високим вмістом піску у складі, з невеликим гранично-допустимим навантаженням, оптимальним буде використання стрічкового фундаменту, або комбінованого бетонного. Найбільш надійним типом фундаменту вважається монолітний бетонний фундамент, але витрати на його спорудження також найвищі з усіх наведених варіантів, тому зазвичай даний тип фундаменту, споруджують у місцях з найбільш складним ґрунтом: гірські райони з кам'янистим складом ґрунту, а також на заболочених місцевостях, чи у місцях з вищим рівнем ризику зсувів ґрунту[62].

У виборі матеріалів конструкцій, крім сталі, також можна використовувати алюмінієві профілі, за рахунок простого процесу монтажу, та допустимими показниками надійності, значною перевагою таких матеріалів, є їх пластичність, що дає можливість виконання складних перетинів конструкцій, при цьому дотримуючись високої точності. Слід враховувати і значне зменшення ваги конструкції, порівняно зі сталевією, що значно зменшує навантаження на фундамент та ґрунт. Недоліком можна вважати швидке окислення алюмінію, що не покритий захисним шаром, при цьому втрачаються показники міцності, тому в таких цілях, зараз не використовують алюміній, що не пройшов антикорозійну обробку. В більшості випадків, для запобігання корозії, алюміній покривають

срібним шаром товщиною 10-20 Мкм. Також механічна міцність алюмінієвих профілів нижча ніж у сталевих, для підвищення міцності профілів, додатково проводять термообробку та загартовування. Також слід відзначити високу вартість алюмінієвих конструкцій, що вища від сталевих приблизно вдвічі, саме цей недолік вважається основним, що не дозволяє використовувати алюмінієві конструкції в більших масштабах.

Крім несучих елементів з алюмінію і сталі (палі, балки, ригеля, підкоси, ферми, розкоси) в системах кріплення застосовуються різні кріпильні елементи - метизи та прижими. Застосування цих елементів дозволяє не виконувати в процесі монтажу свердління та зварювання, що спрощує сам процес спорудження несучих конструкцій, та економить час будівництва.

Фотоелектричні панелі кріпляться з використанням спеціальних кріпильних пазів, передбачених виробником панелей, зазвичай вони є комплектуючими елементами. Таким кроком вирішується завдання рівномірного розподілу навантажень, що діють на конструкцію.

Керівник проекту, як відповідальна особа, повинен слідкувати за дотриманням всіх вимог безпеки, під час виконання монтажних робіт. За усіма членами монтажної групи здійснюється нагляд. При цьому відповідальна особа не бере участі у виконанні робіт, його завданням є контроль за персоналом, що працює на висоті. При цьому необхідно дотримуватись правил безпеки робіт на висоті, передбачених нормативними документами з охорони праці.

В країнах Західної Європи після складання фотоелектричних систем компанія повинна здійснити випробування відповідно до стандарту PN-EN 24 62446-1: "Фотоелектричні системи (PV) - Вимоги до тестування, документації та технічного обслуговування. Частина 1: Системи, підключені до сітки - Документація, прийом та обслуговування".

До випробувань категорії "I", пов'язаних із безпекою установок, належать:

- безперервність заземлення,
- опір ізоляції дроту,
- перевірка полярності (перевірка правильності проводів "+" та "-"),

- напруга відкритого контуру ($V_{вк}$),
- струм короткого замикання ($I_{кз}$),
- функціональна перевірка

Після проведення перевірок інвестор отримує звіт. Відсутність такого протоколу у випадку, наприклад, пожежі чи відмови певного елемента установки може стати причиною відмови у виплаті компенсації або втрати гарантії від виробника. Такий протокол дійсний впродовж 5 років, після чого випробування необхідно повторити.

Під час монтування сонячних панелей, для того аби звести до мінімуму ризик пов'язаних із виникненням робочого травматизму, потрібно виконувати наступні організаційно-технічні вимоги техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- монтаж сонячних панелей краще проводити в безвітряний день;
- при проведенні робіт на висоті повинні встановлюватися обгороджування і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;
- при неможливості облаштування обгороджувань монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;
- електричні з'єднання повинні проводитися за розробленою монтажною схемою системи.
- в ланцюгах, що підключаються до РП, необхідно встановити плавкі запобіжники або автоматичні вимикачі відповідного номіналу;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

4.3 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою сонячної електростанції

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру РП-10 кВ прокласти круг сталевий ($d=10$ мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч. ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 °С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 2,5$ м; $d_B = 0,045$ м; товщина стінки $\delta = 3$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 5$ м., тобто $a/l_B = 2$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м., $V_c = 20$ мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (4.1)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 40$ Ом – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом·м

$K_c = 1,3$ – коефіцієнт сезонності $K_{c.v.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 40 \cdot 1,3 = 52 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 4.2):

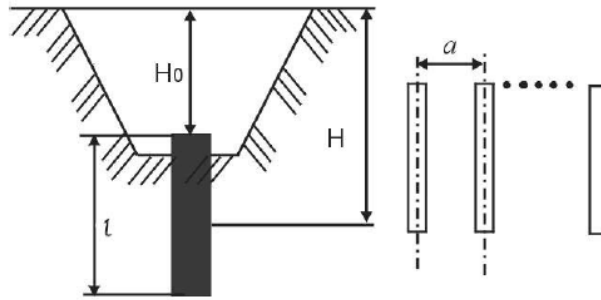


Рисунок 4.2 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} \quad (4.2)$$

$$H = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \quad (\text{м})$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{Позп.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (4.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{52}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,045} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 15,578 \quad (\text{Ом}).$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$
де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (4.4)$$

$$n_{\text{оп}} = \frac{15,578}{4 \cdot 1} = 3,89; \text{ приймаємо } n_{\text{оп}} = 4 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 4$. Приймаємо $\eta_B = 0,89$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / \eta_B; \quad (4.5)$$

$$n_B = 4 / 0,89 = 3,56.$$

Приймаємо $n_B = 4$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 4$ шт без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (4.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{15,78}{4 \cdot 0,89} = 4,43 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (4.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(4-1) = 15,75 \text{ (м)}.$$

За формулою (4.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (4.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{52}{15,75} \lg \frac{2 \cdot (15,75)^2}{1,95 \cdot 0,045} = 4,534.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a = 1$
 $= 2$, $n = 5$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,79$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (4.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,534}{0,79} = 5,73 \quad (\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}; \quad (4.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{4,43 \cdot 5,73}{4,43 + 5,73} = 2,49 \quad (\text{Ом});$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ пункту 1.7.92, що опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати значення 4 Ом при рівні напруги 380 В. [63]

У випадках коли кабель перетинається з комунікаціями, його прокладають в спеціальних трубах. Трансформаторна підстанція (ТП) розміщена у приміщенні виробничого корпусу, від технологічного обладнання її повинні огорджувати спеціального огорожею. Двері в ТП зачиняються на замок, на цих дверях повинен бути нанесено попереджувальний знак «Обережно! Електрична напруга».

4.4 Основні заходи протипожежного захисту на сонячних станціях

На кожному енергетичному підприємстві має бути розроблена документація з пожежної безпеки.

1) Організація спеціального навчання, перевірки знань, інструктажів з питань пожежної безпеки та протипожежних тренувань

Наказ (або відповідне положення) про порядок організації спеціального навчання, перевірки знань, проведення інструктажів з питань пожежної безпеки та протипожежних тренувань.

Програми для проведення вступних та первинних (повторних) протипожежних інструктажів.

Журнали реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки.

Наказ про організацію порядку, форми та місця проведення спеціального навчання та перевірки знань працівників, залучених до робіт з підвищеною пожежною небезпекою, а також перелік робіт та спеціальностей, за якими проводяться такі навчання.

Програма та тематичний план проведення спеціального навчання працівників, залучених до робіт з підвищеною пожежною небезпекою.

Наказ про створення комісії для проведення перевірки знань працівників, зайнятих на роботах з підвищеною пожежною небезпекою. Протоколи результатів проведення перевірки знань та посвідчення про проходження спеціального навчання.

2) Організація діяльності добровільної пожежної охорони

Наказ про створення добровільно-пожежної дружини та призначення начальника ДПД.

Заяви членів ДПД та рішення загальних зборів.

Реєстр членів ДПД, навчальні програми, журнал обліку та розклад занять із членами ДПД, журнал обліку профілактичної і роз'яснювальної роботи.

Документація страхових організацій щодо обов'язкового особистого страхування членів ДПД.

Табель оперативного розрахунку ДПД, схема та спосіб оповіщення про пожежу членів ДПД та працівників підприємства, протоколи проведення оглядів-конкурсів протипожежного стану та практичних занять (тренувань) із членами

ДПД з відпрацювання навичок з евакуації персоналу та матеріальних цінностей на випадок виникнення пожежі.

3) Утримання систем протипожежного захисту

Наказ або розпорядження про призначення особи, відповідальної за експлуатацію та оперативного персоналу для контролю за справним станом систем протипожежного захисту.

Інструкція про порядок дій чергового (оперативного) персоналу на випадок появи сигналів про пожежу або про несправність в системах протипожежного захисту.

Схема системи пожежної сигналізації та системи пожежогасіння. Схема обв'язки насосної станції. Інструкція з управління автоматичною системою пожежогасіння.

На об'єкті має бути наступна документація:

проектна документація та виконавчі креслення на систему;

акт приймання і здавання системи в експлуатацію;

паспорти на устаткування та прилади системи;

інструкція з експлуатації системи;

акти і протоколи ведення монтажних і налагоджувальних робіт;

договір на виконання робіт протипожежного призначення з підтримання експлуатаційної придатності (технічного обслуговування) систем протипожежного захисту (систем пожежогасіння, пожежної сигналізації, протидимного захисту, сповіщення про пожежу та управління евакуацією людей, устаткування для передачі тривожних сповіщень) із суб'єктом господарювання, який має ліцензію відповідно до вимог чинного законодавства;

план-графік з підтримання експлуатаційної придатності системи;

матеріали перевірки засобів вимірювання та свідоцтва на посудини, що працюють під тиском;

перелік регламентних робіт із підтримання експлуатаційної придатності системи;

копії сертифікатів відповідності або свідоцтва про визнання приладів і обладнання СПЗ та вогнегасні речовини;

опис алгоритму (порядку) функціонування системи, у складі якої є технічні засоби на базі мікропроцесорних пристроїв, з можливістю перепрограмування їх роботи;

графік чергувань оперативного (чергового персоналу);

посадові інструкції оперативного (чергового) персоналу;

журнал обліку вогнегасної речовини автоматичної системи пожежогасіння;

акт зарядки систем газового або порошкового пожежогасіння;

план-схема приміщень, які захищаються, та розміщення приладів систем протипожежного захисту;

журнал обліку робіт з підтримання експлуатаційної придатності й ремонту (планового та позапланового) систем протипожежного захисту;

журнал обліку санкціонованих та несанкціонованих спрацювань (відмов, несправностей) систем протипожежного захисту.

4) Утримання систем протипожежного водопостачання

Наказ про призначення особи, відповідальної за технічний стан протипожежного водопостачання.

Акти перевірки справності пожежних гідрантів та акти випробування працездатності мережі систем зовнішнього протипожежного водопроводу на тиск і витрату води.

Журнал контролю стану системи протипожежного водопостачання, журнал реєстрації результатів перевірок надійності переведення пожежних насосів з основного на резервне електропостачання та журнал обліку технічного обслуговування пожежних кран-комплектів.

Загальна схема протипожежного водопостачання.

Інструкції з експлуатації систем протипожежного водопостачання.

Інструкція про порядок відкривання засувки або пуску насосу.

Журнал обліку перевірок джерел зовнішнього протипожежного водопостачання.

Відомість періодичного обліку джерел зовнішнього протипожежного водопостачання на об'єкті.

Акт приймання на облік джерел зовнішнього протипожежного водопостачання.

Акт зняття з обліку джерел зовнішнього протипожежного водопостачання.

Акт виявлених несправностей джерел зовнішнього протипожежного водопостачання.

5) Експлуатація засобів пожежогасіння

Наказ або розпорядження про призначення особи, відповідальної за утримання й експлуатацію первинних засобів пожежогасіння.

Договір з організацією про технічне обслуговування вогнегасників.

Сертифікат відповідності та паспорт на кожний вогнегасник.

Акти приймання вогнегасників на технічне обслуговування та після їх технічного обслуговування.

Журнал обліку вогнегасників на об'єкті.

6) Загальна документація щодо утримання території, будівель, споруд і приміщень

Посадові інструкції, положення про підрозділи з відображенням обов'язків посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки, утримання та експлуатації засобів протипожежного захисту.

Наказ (інструкція) про встановлення відповідного протипожежного режиму.

Наказ про призначення осіб, відповідальних за утримання вогнезахисного покриву будівельних конструкцій. Акти перевірки технічного стану вогнезахисного покриву (просочення).

Наказ про встановлення порядку підготовки і проведення всіх вогневих робіт. Перелік видів дозволених вогневих робіт та інструкція про заходи пожежної безпеки під час проведення пожежонебезпечних видів робіт. Акт приймання постійних місць проведення вогневих робіт. Наряди-допуски на проведення вогневих робіт.

Наказ про закріплення кабельного господарства. Графік огляду кабельних споруд.

Загальнооб'єктова інструкція про заходи пожежної безпеки.

Інструкції про заходи пожежної безпеки для кожного приміщення об'єкта, враховуючи всі вибухо- та пожежонебезпечні приміщення.

Інструкція для працівників охорони (сторожів, вахтерів, вартових тощо), у якій визначені їхні обов'язки щодо контролю за додержанням протипожежного режиму, огляду території і приміщень, порядок дій в разі виявлення пожежі, спрацювання засобів пожежної сигналізації та автоматичного пожежогасіння, а також зазначення посадових осіб адміністрації, кого викликають в нічний час у разі пожежі. Список (для працівників охорони) посадових осіб підприємства із зазначенням їхньої домашньої адреси, службового і домашнього телефонів.

Перелік необхідних інструкцій та іншої технічної документації.

Плани (схеми) евакуації людей у разі пожежі.

Схема території з розміщенням будівель, водойм, гідрантів, пірсів та градирень, під'їздів пожежних автомобілів до них. Спеціальний план розміщення транспортних засобів з описом черговості та порядку евакуації в разі виникнення пожежі.

Акти перевірок (ревізії) пристроїв захисту від блискавок.

Протоколи замірів опору ізоляції і перевірки спрацювання приладів захисту електричних мереж та електроустановок від короткого замикання.

Журнал огляду складів, лабораторій та інших приміщень перед їх закриттям після роботи.

Бланки допусків на проведення гасіння пожежі.

План пожежогасіння на підприємстві та оперативні картки дій у разі виникнення пожежі.

Журнал перевірок приладів опалення.

Наказ про затвердження переліку посад, у разі призначення на які працівники зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки.

Наказ про створення постійно діючої комісії з перевірки знань з питань пожежної безпеки посадових осіб, до обов'язків яких належить забезпечення виконання заходів з пожежної безпеки, а також виконання цих заходів.

Протоколи результатів проведення перевірки знань та відповідні посвідчення.

Затверджені графіки і тематики цехових, об'єктових та спільних протипожежних тренувань.

Затверджені програми протипожежних тренувань.

Журнали обліку протипожежних тренувань.

Забезпечення пожежної безпеки проводиться відповідно Закону України «Про пожежну безпеку» від 17.12.1993 року. НАПБ А.01.001 «Правила пожежної безпеки в Україні», а також іншими регулюючими документами, що регламентують правила з пожежної безпеки.

У проєкті повинна бути присутня організація і виконання профілактичних засобів, таких як планові огляди, планово-попереджувальні ремонти електрообладнання. Всі порушення, які підвищують ризик виникнення пожежі, необхідно вчасно діагностувати та усувати.

Освітлювальна установка при порушенні правил пристрою може з'явитися джерелом виникнення пожежі. Причинами можуть служити: перегрівання проводів і кабелів; перегрівання світильників, апаратів; погані контакти в електричному ланцюзі; іскри, дуги і невідповідність типу проводки, освітлювальної арматури або апаратів умов середовища приміщення. Збереження ізоляції і місць з'єднань проводів в нормальному режимі гарантується обмеженням граничної температури жил проводів значеннями: для ізольованих проводів - 55°C, для кабелів до 1 кВ з ізоляцією - 80°C і для голих проводів - 70°C. В електроустановках верстатів з'єднання проводів виконуються за допомогою клемних затискачів.

При порушенні правил експлуатації освітлювальних установок, вони можуть стати джерелом виникнення пожежі. Зазвичай причиною таких пожеж є збільшення температури провідників (кабелів та проводів), світильних приладів,

технологічної апаратури; погана щільність контактів в електричному колі, іскри, дуги та невідповідність типу електропроводки, освітлювальної арматури умовам середовища, в якому знаходиться обладнання.

На території сонячної станції передбачені такі засоби пожежогасіння: три ОП-53, а також два пожежних гідранти та щит пожежний, до складу якого входять: ящик з піском місткістю $0,5\text{м}^3$, лопати -2 шт., гаки -3шт., ломи -2 шт., сокири -2шт.

Для захисту електричного устаткування від струмів короткого замикання та перевантажень використані автоматичні вимикачі та запобіжники.

Вставки автоматів вибираються з умови: $I_n \geq I_{н.т.р}$, $I_{н.т.р} \geq 1,25 I_p$

Запобіжники встановлені в ящиках силових, плавка вставка вибирається з умови: $I_{пл.вст.} = 12,5 I_{max}$

В даній установці використовуємо провідники з надійною тривалою роботою, які визначаються за температурою нагріву, яка залежить від виду ізоляції та визначається ПТЕ для різних типів проводів та кабелів. В нашому випадку це, гранично допустима температура нагрівання для кабелів ВВГ та ПВ становить 55°C [64].

Також важливим елементом є допустимий довготривалий струм, який визначається з умов: $I_d \geq I_p$, $I_d \geq I_{н.т.р}$ де:

I_d – довготривалий струм, А;

I_p – розрахунковий струм, А;

$I_{н.т.р}$ – номінальний струм теплового розчіплювача, А;

Всі місця підключення провідників до апаратів щільно, туго затягнуте підключення, що забезпечує хороший контакт. В місцях, що піддаються ураженню, застосовуються пружинні шайби. Всі контактні з'єднання доступні для огляду і систематично оглядатися в процесі експлуатації. Частина апаратів, слугуючі для оперативного та аварійного розмикання ланцюга, укладаються всередині вогнестійких оболонок. Для запобігання утворенню іскор або дуг в освітлювальних установках дотримані певні найменші відстані від

струмоведучих частин будівлі, між оголеними струмоведучими частинами та між ними і неізолюваними металевими частинами.

Висновки по розділу 4:

Під час аналізу літератури щодо вимог ОП та ПБ на сонячних електричних станціях, можна сказати, що дане місце роботи для працівника є досить небезпечним, не лише з огляду на роботу під напругою, а тому вимагає нескінченного та постійного використання усіх правил та вимог.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт при експлуатації та електричному монтажі сонячної станції

Також в даному розділі було розглянуто питання забезпечення протипожежної безпеки роботи фотовольтаїчної електростанції. В ході дослідження, було розглянуто вплив

Для забезпечення охорони праці та пожежної безпеки проектом передбачено:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- улаштування надійних заземлювачів з нормованою величиною опорів;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, у конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- виконання будівельно-монтажних робіт за технологічними картами.

Будівництво ділянок ліній поблизу діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, повинно виконуватися дотримуючись нормованих відстаней до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпечне виконання робіт.

У тих випадках, коли вимоги в частині відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати не можна, необхідно відключити і заземлити ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті

виконання робіт, складеного підрядною організацією відповідно до вимог ДБН А.3.1-5 і погоджені енергопостачальною організацією.

Для забезпечення безпеки проведення робіт з технічного обслуговування обладнання передбачується огороження струмоведучих частин, необхідні ізоляційні відстані, механічні блокування, пристрої захисного заземлення, системи дистанційного управління. Все обладнання повинно бути обраним стійким до електродинамічної і термічної дії струмів короткого замикання, а автоматичні вимикачі мати необхідну здатність відключення. Обране досконале сучасне надійне обладнання повинно мати низьку вірогідність загорання.

Правила пожежної безпеки України регламентують використання первинних засобів пожежогасіння на електроустановках. Згідно цих правил: займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників; гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається; під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги; гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється; при необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті; заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій; під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під

високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

— не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

— маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

— пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

— подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

— перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

— використання усіх видів піни;

— проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;

— наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі[65].

ВИСНОВКИ

Дана магістерська робота була розроблена з метою аналізу методів впливу на підвищення рівня енергоефективності використання ВДЕ з негарантійним графіком генерування, такими як ФЕС та ВЕС, з метою збереження балансу в ОЕС та її нормальної роботи. На сьогодні, для регулювання частоти та потужності в енергетичній системі використовуються методи первинного, вторинного та третинного регулювання. В своїй основі названі методи мають зміну потужності енергоблоків, проте вимагають різного діапазону регулювання та затрат по часу.

З отриманих даних можна сказати, що використання даних технологій ставить перед власниками та ОЕС, зокрема, ряд питань, які вимагають термінового вирішення. Коротко, дані проблеми можна розділити на 3 групи:

- технічні - експлуатація ЛЕП, що були спроектовані для централізованого електропостачання; низькі темпи оновлення ЕС та ПС; недостатні обсяги маневрених потужностей, підвищення вимог до якості електроенергії.
- економічні,
- нормативно-правові.

Джерела енергії, які використовуються з метою урівноваження графіку навантаження, на даний момент, не володіють тією потужністю, яка вимагається, задля ефективної роботи, тому, дотепер, користується популярністю, такий метод як корегування за допомогою ТЕЦ та ГАЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Русина А.Г., Филиппова Т.А. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учеб. пособие, Новосибирский государственный технический университет, 2016 год, 400 ст.
2. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 361 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 349 с.
4. P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (2009) URL: <https://is.gd/QZ8FRA>
5. Идельчик В. И. И 29 Электрические системы и сети: Учебник для вузов.— М.: Энергоатомиздат, 1989, — 592 с
6. Балансування енергетичної системи. Технологічні виклики та інноваційні рішення. URL: <https://is.gd/UluxFn>
7. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.— М.: Энергоатомиздат, 1989, — 592 с
8. IRENA (2019). Renewable capacity statistics. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019> (дата звернення: 15.11.2020).
9. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2014. 60 с. (Інформація та документація).
10. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28.. Вид. офіц. Київ : ДП «НЕК «Укренерго», 2019. 27 с. (Інформація та документація).

11. Безвуглецева енергетика – вітер у кишнях споживача або ядерне заощадження. URL: <https://www.unian.ua/economics/energetics/10477752-bezvugleceva-energetika-viter-u-kishenyah-spozhivacha-abo-yaderne-zaoshchadzhennya.html> (дата звернення: 15.11.2020).
12. Tyagunov M. Distributed energysystem's is the future of the world's power industry. In 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS): the materials of international conference, Amman, Jordan, 6-7 Dec. 2017. Amman. 2017. P. 1 – 4.
13. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.
14. Research on instability of distributed renewable energy power access to distribution network / Y. He, F. Li, X. Wang, S. Shen, K. Zhu. In 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC): the materials of international conference, Chengdu, China, 15-17 March 2019. Chengdu. 2019. P. 38 – 41.
15. В Україні 50% електромереж потребують негайного капремонту. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/v-ukraini-50-elektromerezh-potrebuiut-nehainoho-kapremontu> (дата звернення: 15.11.2020).
16. Матвійчук В. А., Рубаненко О. О., Явдик В. В. Аналіз режимів роботи мікроелектромереж і методів керування ними. Техніка, енергетика, транспорт АПК, 2017. № 1 (96). С. 133 – 136.
17. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Hunko I. Analysis of Three-level Diode Clamped Inverter for Grid-connected Renewable Energy Sources. 2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE) : the materials of international conference, Lviv-Slavske, Ukraine, 15-18 Sept. 2019. Lviv-Slavske. 2019. P. 1 – 6.

18. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (дата звернення: 14.08. 2020).
19. Shinn L. (2018). Renewable Energy: The Clean Facts. URL: <https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts> (дата звернення: 15.08. 2020).
20. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678 (дата звернення: 16.08. 2020).
21. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/> (дата звернення: 16.08. 2020).
22. Домбровський О., Гелетуха Г. Україні потрібна нова "зелена" енергетична стратегія. URL: <https://www.epravda.com.ua/rus/columns /2020/01/3/655486/> (дата звернення: 16.08. 2020).
23. IRENA. Electricity generation trends. Navigate through the filters to explore trends in renewable energy. URL: <https://www.irena.org/> (дата звернення: 16.08. 2020).
24. (2019). Ринок електроенергії: У Міненерго побоюються щодо обсягу балансуєчих резервів. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2749714-rinok-elektroenergii-u-minenergo-pobouutsa-sodo-obsagu-balansuucih-rezerviv.html>. (Дата звернення: 02.09. 2020).
25. Находов В. and З. А. (2020). Активное участие в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы может принести от 200 млн до 1 млрд грн в год. 2020. URL: <http://reform.energy/news/aktivnoe-uchastie-v-vyravnivanii->

- sutochnykh-grafikov-nagruzki-energosisemy-mozhet-prinesti-ot-200-mln-do-1-mlrd-grn-v-god-uchenyu-13421 (Дата звернення: 02.09. 2020).
26. Розробка газогенераторного котла для отримання теплової енергії в сільському господарстві шляхом використання біовідходів. Матвійчук В. А., Веселовська Н. Р., Дмитришен О. М., Рубаненко О. О. Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України, Vol. 209, No. 1, С. 76 – 84, 2015.
27. Комар В. О. Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України. 2020, URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Дата звернення: 02.09. 2020).
28. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 10, P. 32 – 38.
29. Lakshmi G. S., Rubanenko O., Hunko I. Control of the Sectioned Electrical Network Modes with Renewable Energy Sources. 2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET), 2021, P. 1 – 6.
30. Rubanenko O., Grishchuk M., Rubanenko O. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristicю *Przeglad Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 3. P. 119 – 124.
31. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Дата звернення: 15.09. 2020).
32. (2019). Постанова 26.04.2019 № 641 Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19> (Дата звернення: 15.09. 2020).
33. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Нормування втрат електроенергії в електричних мережах агропромислового комплексу критеріальним методом

- з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». 2016. № 18 (1190). С. 60 – 65.
34. Bharadwaj P., Karnataki K., John V. Formation of Hotspots on Healthy PV Modules and Their Effect on Output Performance. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), 2018, P. 0676 – 0680.
35. Lozanov Y., Tzvetkova S., Petleshkov A. Faults in photovoltaic modules and possibilities for their detection by thermographic studies. 2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef), 2019, P. 1 – 5.
36. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Computational Problems of Electrical Engineering. Lviv: Lviv Politechnic Publishing House, 2019. Vol. 9. No 1. P. 14 –20.
37. Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Системи відносних одиниць в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС. Вісник НУ «Львівська політехніка», 2000. № 400. С. 76 – 83.
38. Журахівський А. В., Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Пастух О. Р. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського: Вид-во «Політехніка». 2017. 457 с.
39. Renewable Energy Generation and Impacts on E-Mobility / Sree Lakshmi G., O. Rubanenko, Hunko I. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, Vol. 1457. URL:<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1457/1/012009/meta> (дата звернення: 16.03.2021).
40. Chapter 1 – The Role of Hydrogen Energy: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. Ren J., Gao S., Liang H., Tan S., L. Dong, *Hydrogen Economy*, A. Scipioni, A. Manzardo, and J. Ren, Eds.: Academic Press, 2017, P. 1-33.

41. Chapter 23 – The Role of Fuel Cells and Hydrogen in Stationary Applications. Volkart K., Densing M., De Miglio R., Priem T., Pye S., Cox B. *Europe's Energy Transition*. M. Welsch et al., Eds.: Academic Press, 2017. P. 189 – 205.
42. Chapter 11 – PEM Electrolyzers and PEM Regenerative Fuel Cells Industrial View. Mittelsteadt C., Norman T., Rich M., Willey J. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Moseley P. T. and Garche J., Eds. Amsterdam: Elsevier, 2015. P. 159 –181.
43. Abe J. O., Popoola A. P. I., Ajenifuja E., Popoola O. M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 29, P. 15072 – 15086.
44. Hydrogen-based uninterruptible power supply. Varkaraki E., Lymberopoulos N., Zoulias E., Guichardot D., Poli G. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007. Vol. 32, P. 1589 – 1596.
45. Chapter 14 - Electric Conditioning and Efficiency of Hydrogen Production Systems and Their Integration with Renewable Energies. Ursúa A., Sanchis P., Marroyo L. *Renewable Hydrogen Technologies*, Eds. Amsterdam: Elsevier, 2013, P. 333 – 360.
46. A Multiscale Energy Systems Engineering Approach for Renewable Power Generation and Storage Optimization. Demirhan C. D., Tso W. W., Powell J. B., Heuberger C. F., Pistikopoulos E. N., *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2020. Vol. 59, No. 16, P. 7706 – 7721.
47. Радченко Р. В., Мокрушин А. С., Тюльпа В. В., Водород в энергетике. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. с. 229.
48. Концепція дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Кудря С. О., Рєпкін О. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Ткаленко М.А. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 4. С. 22 – 28.
49. Ozcanli M., Akar M. A., Calik A., Serin H. Using ННО (Hydroxy) and hydrogen enriched castor oil biodiesel in compression ignition engine. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42, No. 36, P. 23366 – 23372.

50. Effect of HHO gas on combustion emissions in gasoline engines. Musmar A., Al-Rousan A. *Fuel*. 2011. Vol. 90, No. 10, P. 3066 – 3070.
51. Production of Brown's Gas using Hydroxy Generator. Mamilla V., Murthy K., Krishna M., Manikantha Swamy T. S., Ramesh A., Krishna M. *International Journal of Engineering and Technology (UAE)*, 2018. Vol. 7. P. 428 – 457.
52. Водородная энергетика: методы получения водорода и экономические оценки (2021). URL: <https://goldvoice.club/@boltyn/vodorodnaya-energetika-metody-polucheniya-i-ekonomicheskije-ocenki/> (дата звернення: 10.03.2021).
53. Technical and Commercial Challenges of Proton-Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells. Alaswad A. et al. *Energies*, 2021, Vol. 14. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/1/144> (дата звернення: 10.03.2021).
54. Кузьмінський Є. В., Щурська К.О., Самаруха І.А. Паливні елементи. І. Сучасний стан розроблення. *Відновлювана енергетика*. 2013. № 1. С. 90 – 96.
55. Development of Bi-polar plate design of PEM fuel cell using CFD techniques. Wilberforce T. et al. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42, No. 40, P. 25663 – 25685.
56. A review on fuel cell technologies and power electronic interface Kirubakaran A., Jain S., Nema R. K. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, No. 9, P. 2430 – 2440.
57. Ali D. M. and Salman S. K., *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, 2006, Vol. 1, P. 98-102.
58. Comparative study of different fuel cell technologies. Mekhilef S., Saidur R., Safari A. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 1, P. 981 – 989, 2012/01/01/ 2012. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111004709> (дата звернення: 14.03.2021).
59. Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. Ellamla H. R., Staffell I., Bujlo P., Pollet B. G., Pasupathi S. *Journal of Power Sources*. 2015. Vol. 293, P. 312 – 328. URL: <https://www.sciencedirect.com>

[/science/article/abs/pii/S0378775315009313?via%3Dihub](https://doi.org/10.3390/sc11030113) (дата звернення: 14.03.2021).

60. Appleby A. J. Fuel cell technology: Status and future prospects. *Energy*. 1996. Vol. 21, No. 7, P. 521 – 653. URL: https://www.semanticscholar.org/paper/Fuel-cell-technology%3A-Status-and-future-Appleby/607bdafe3e65e33a711d2ee0b298eace9_1fca469 (дата звернення: 20.02.2021).
61. ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві»
62. Правила улаштування електроустановок.
63. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
64. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
65. ОСТ 12.0.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к рабочей зоне.

ДОДАТОК А**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ**

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ОПЕРАТИВНЕ КЕРУВАННЯ БАЛАНСОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ
ЕНЕРГІЇ

08-13.МКР.006.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

_____ Лежнюк П. Д.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-20м

_____ Повстянко К. О.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в сучасних умовах розвиток та збільшення обсягів генерації ВДЕ набуває стрімких обертів. Така тенденція є гарним показником з точки зору декарбонізації планети та дотримання всіх міжнародних вимог, проте, за рахунок високого їх рівня негарантованої потужності, вимагають підтримки у вигляді резерву, який у будь-який момент зможе мінімізувати відхилення та попередити їх власників від штрафних санкцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ВДЕ призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – обґрунтування запровадження та розвиток резервних потужностей для покриття нерівномірності графіка навантаження

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.

2. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Нормування втрат електроенергії в електричних мережах агропромислового комплексу критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». 2016. № 18 (1190). С. 60 – 65.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

У роботі розглянуто наступні питання.

- Огляд літератури з питань оперативного керування балансом електроенергії в ЕЕС;

- Дослідження впливу резервних потужностей на підтримку балансу електроенергії;
- Оцінка якості електроенергії від впливу додаткових джерел резервування потужності;
- Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи джерел резервування електроенергії на основі аналізу якості їх впливу та доцільності встановлення.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.09.21	13.09.21	формування технічного завдання
2	Аналіз літератури та дослідження питання впливу балансу на роботу електроенергетичної системи України та закордоном	07.09.21	21.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Формування задачі оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з ВДЕ	21.09.21	28.09.21	розділ 1
4	Дослідження методів резервування нерівномірності генерування ВДЕ в балансі ЕЕ в ЕЕС	29.09.21	20.10.21	розділ 2
5	Порівняння рівня впливу обраних типів підвищення енергоефективності ВДЕ	21.10.21	30.10.21	розділ 2
6	Дослідження зміни показників якості електроенергії від залучення вибраних заходів	31.10.21	07.11.21	розділ 3
7	Економічна частина	08.11.21	14.11.21	розділ 3
8	Оформлення пояснювальної записки	15.11.21	22.11.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	23.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

ПОЧАТКОВІ ДАНІ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКУ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ

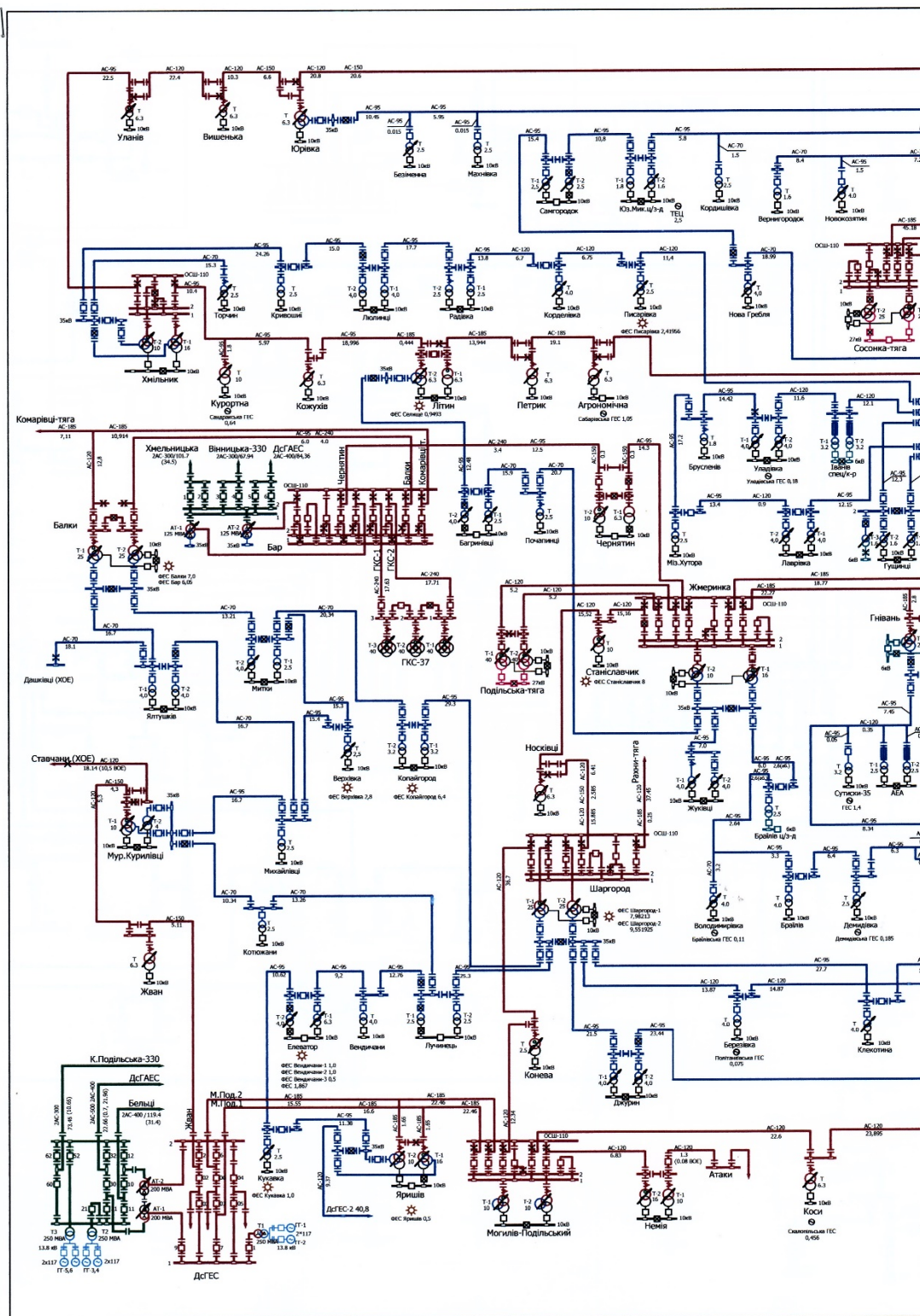


Рисунок В.1 – Схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго»

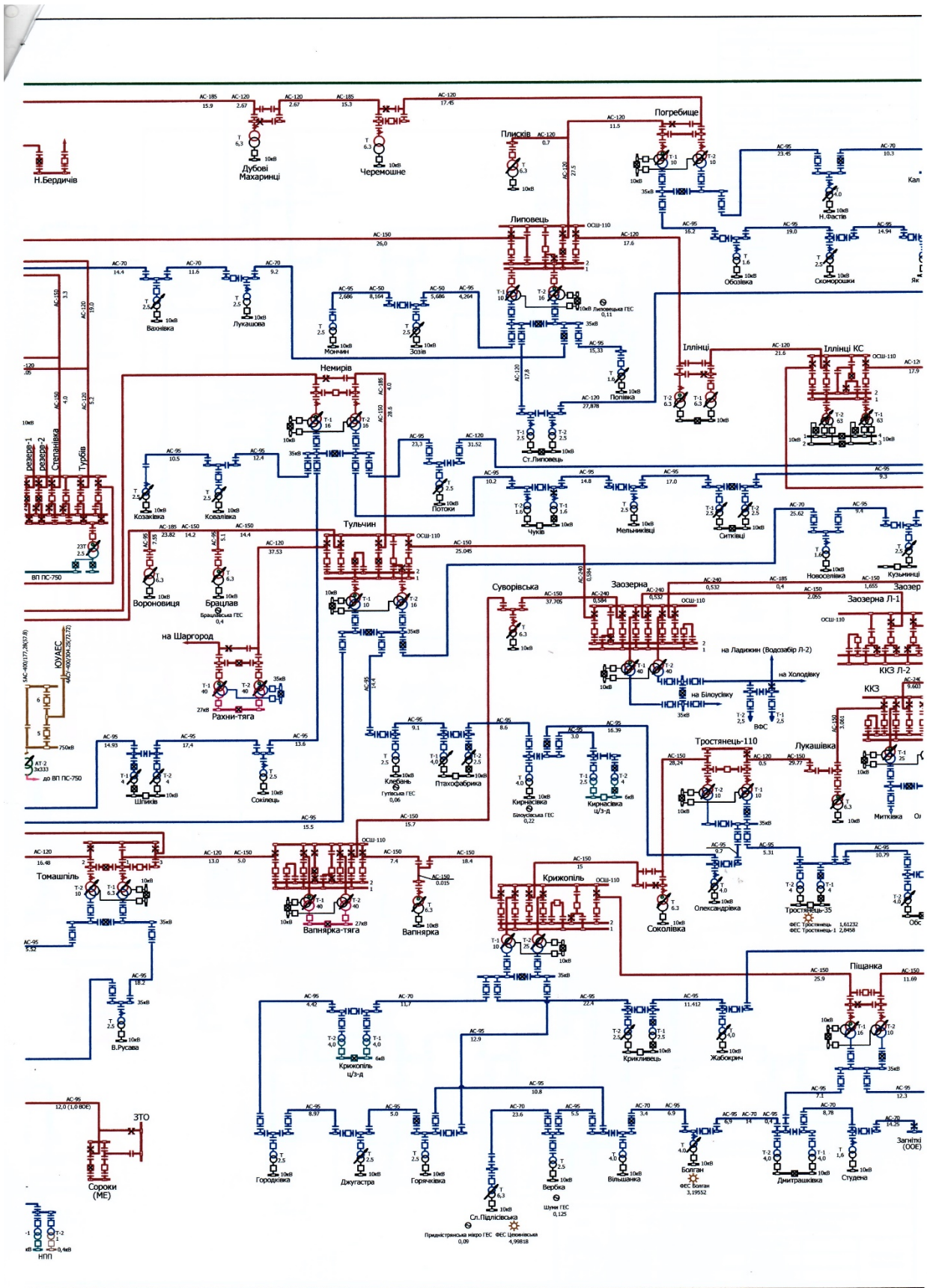


Рисунок В.1 – Схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго»
(продовження)

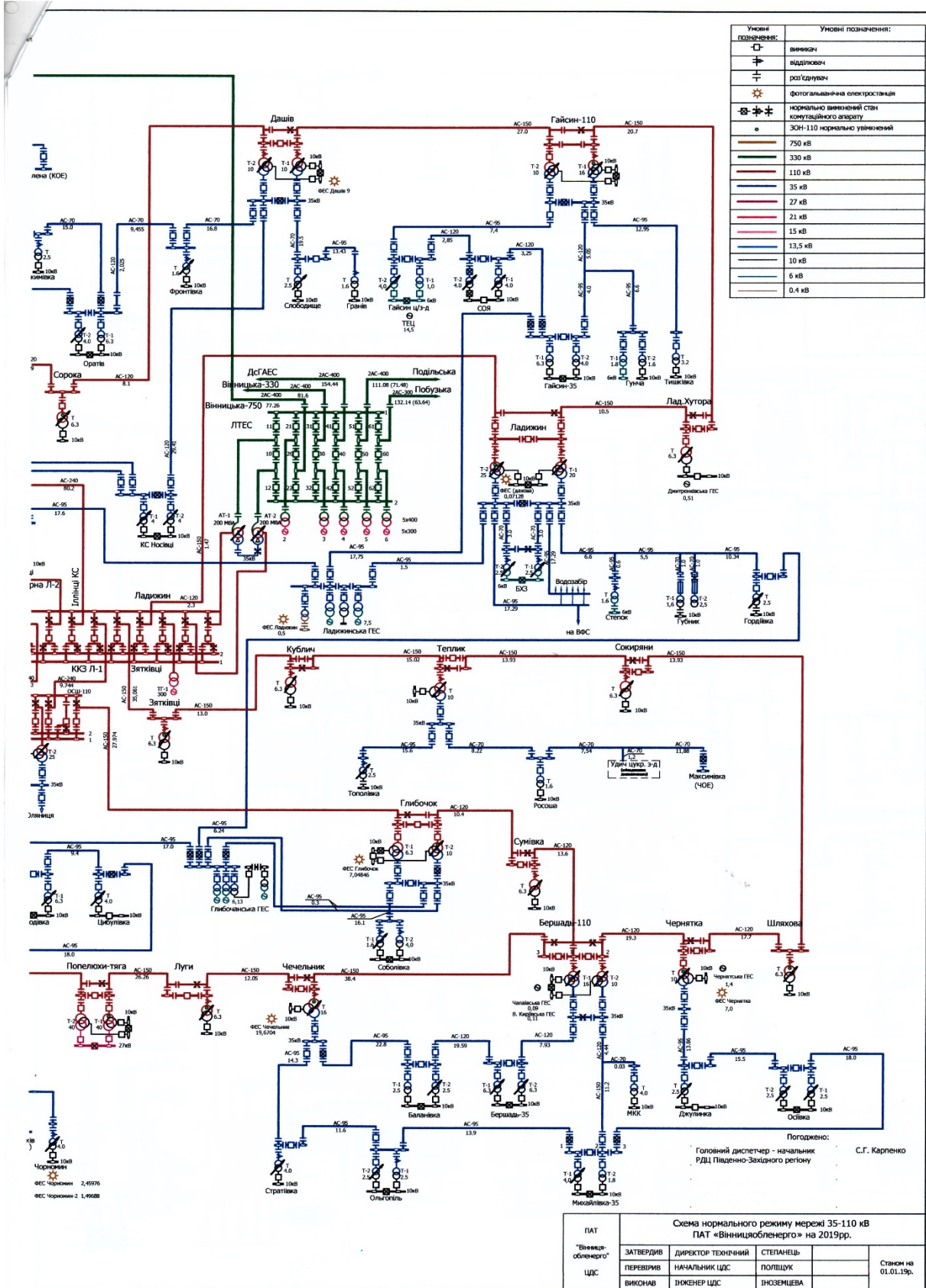


Рисунок В.1 – Схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго» (продовження)

ДОДАТОК Г

ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ, ПРОГРАМА РОЗРАХУНКУ

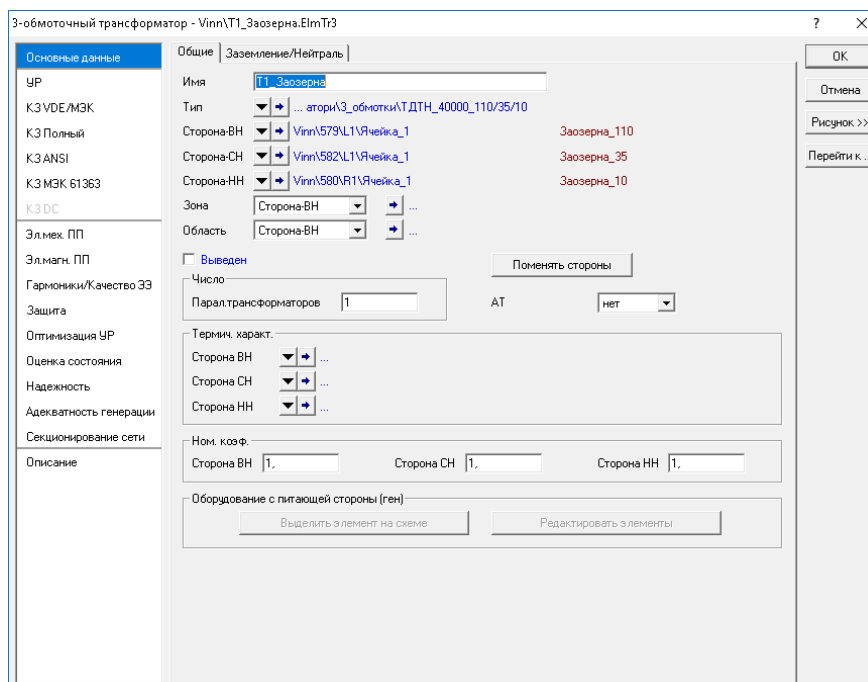


Рисунок Г.1 – Засоби PowerFactory для реалізації моделей силових трансформаторів

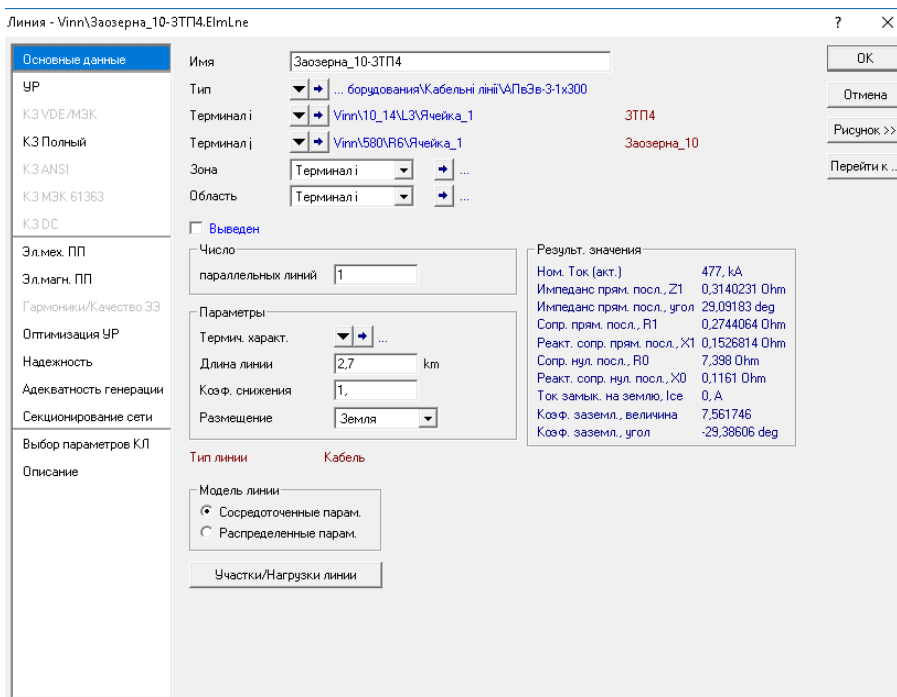
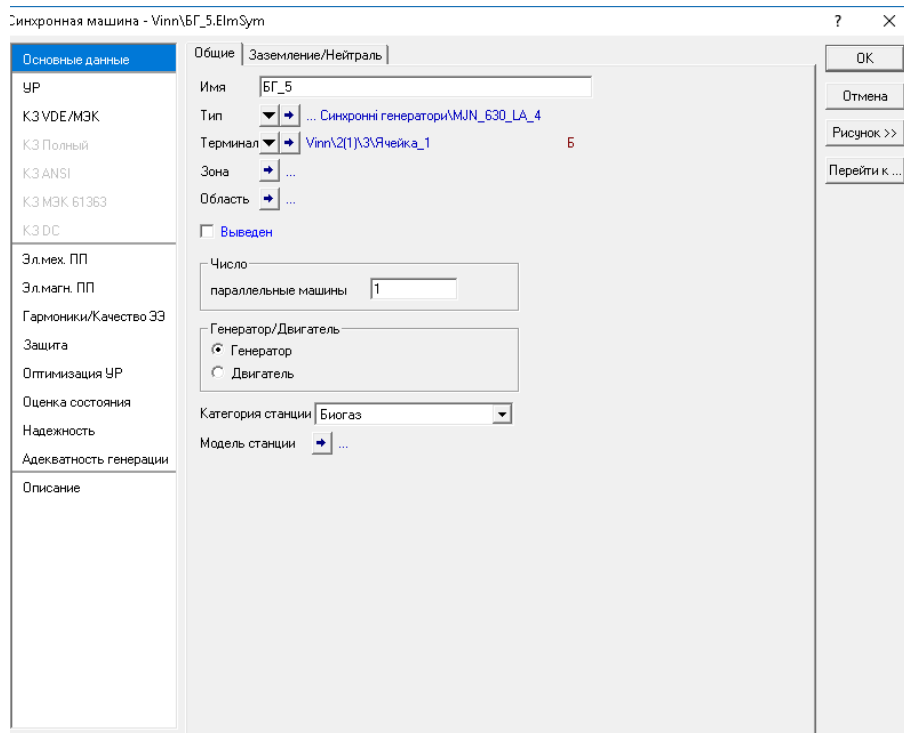
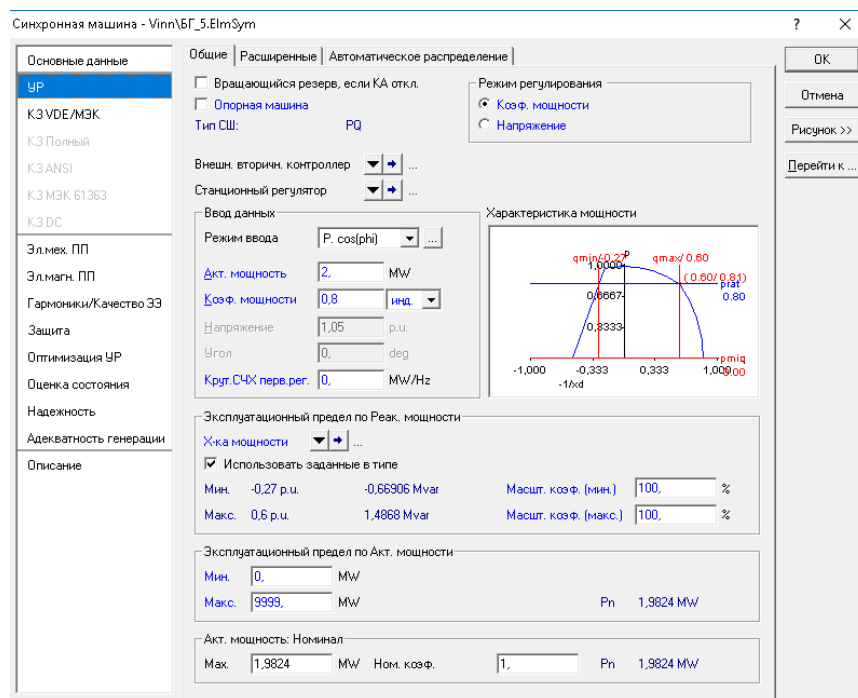


Рисунок Г.2 – Засоби PowerFactory для реалізації моделей ліній електропередачі



а)



б)

Рисунок Г.3 – Засоби PowerFactory для реалізації моделей синхронних генераторів

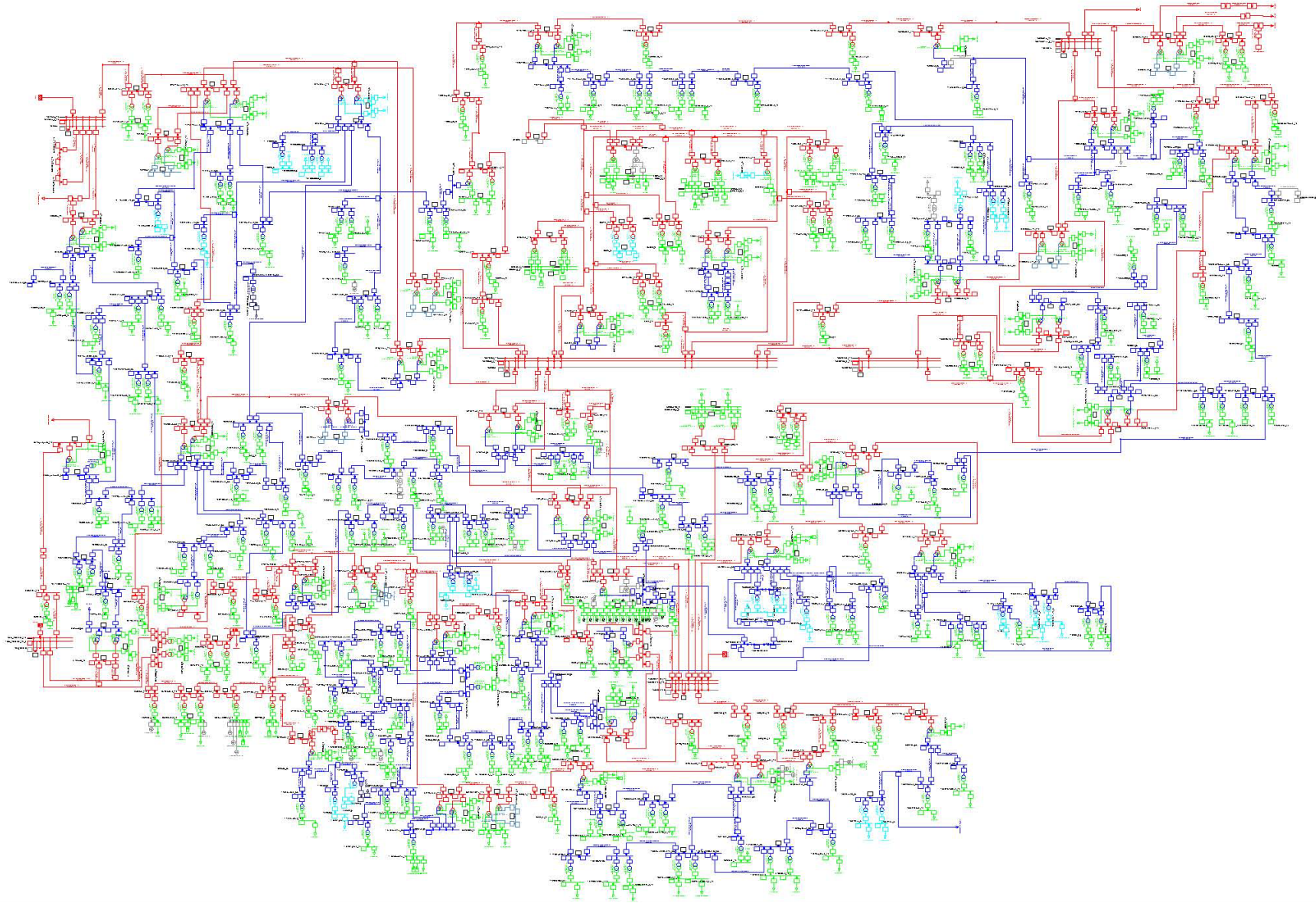


Рисунок Г.4 – Розрахункова модель для розрахунку режимів

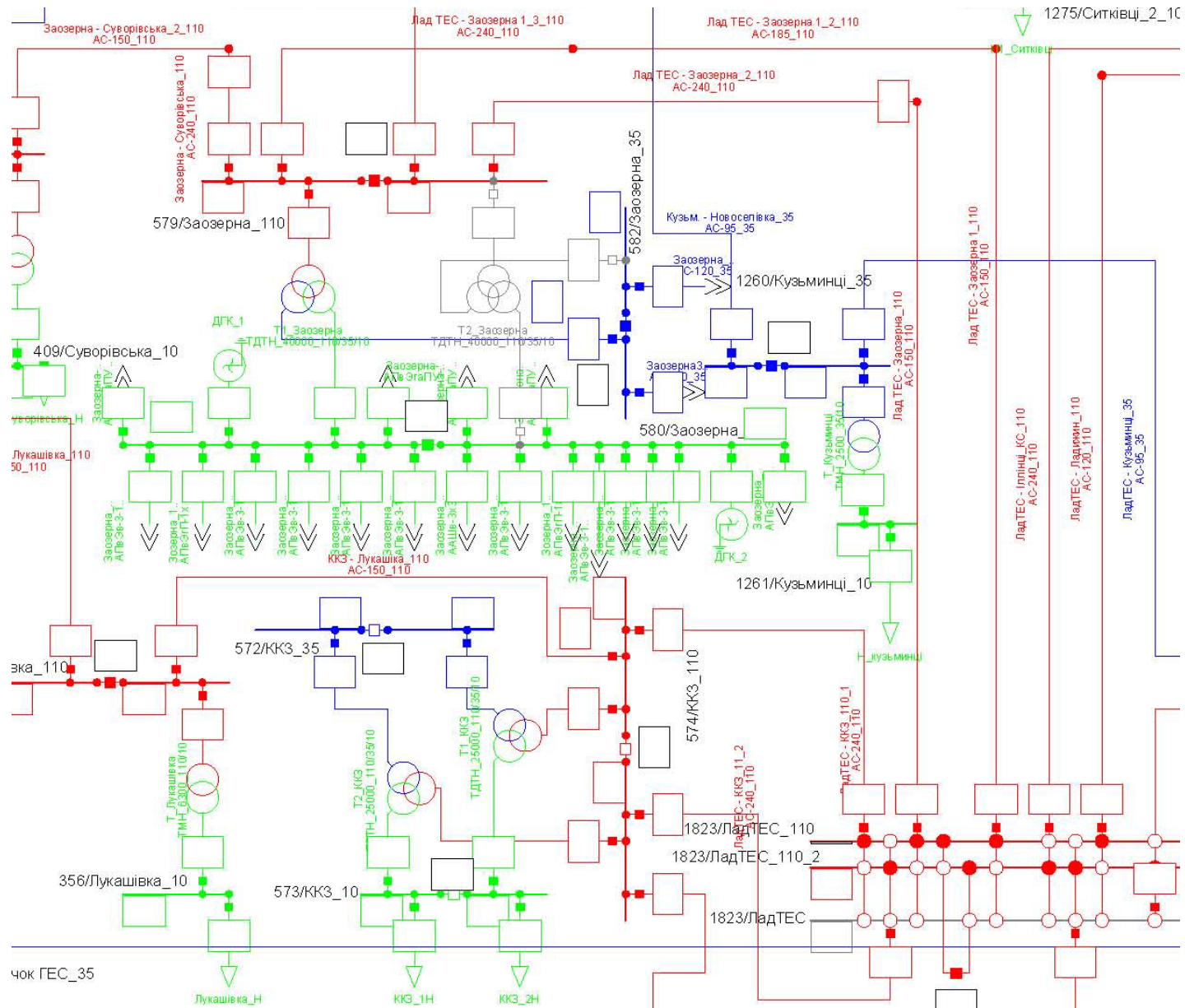


Рисунок Г.5 – Розрахункова модель ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

ДОДАТОК Д

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ОПЕРАТИВНЕ КЕРУВАННЯ БАЛАНСОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ
ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

