

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

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

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Дослідження методів управління навантаженням в низьковольтних розподільних системах

Виконав студент 4 курсу, групи ЕЛК-18
(шифр групи)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
підготовки _____
(шифр і назва спеціальності підготовки)

та електромеханіка»

Даниїл НАРИЖНИЙ

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник _____
асист., Д. ОСТРЕНКО

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

(підпис)

Рецензент _____

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

(підпис)

Нормоконтроль:

О. ЛЮБИМЕНКО

(підпис)

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

Студент _____

(підпис)

(дата)

(дата)

ЛУЦЬК – 2022

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

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2022 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Даниїлу НАРИЖНОМУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Дослідження методів управління навантаженням в
низьковольтних розподільних системах

керівник роботи _____ Дмитро ОСТРЕНКО

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 06 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Графіки навантаження підприємства

Діапазон регулювання потужності навантаження до 15 кВт

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

1. Огляд методів регулювання навантаження.

2. Сучасні технології у регулюванні навантаження.

3. Дослідження регулювання навантаження у розподільчій системі споживача.

4. Розробка заходів з охорони праці.

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

Вісім слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 3	Д. ОСТРЕНКО, асист. каф.		
Розділ 4	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.		
Нормоконтроль	О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.		

7. Дата видачі завдання 05 травня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	03.05.22 – 12.05.22	
2.	Розділ 2	13.05.22 – 23.05.22	
3.	Розділ 3	24.05.22 – 30.05.22	
4.	Розділ 4	31.05.22 – 05.06.22	
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Даниїл НАРИЖНИЙ
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Дмитро ОСТРЕНКО
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Нарижний Даниїл Володимирович. Дослідження методів управління навантаженням в низьковольтних розподільних системах / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «Бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2022.

Дипломна робота складається з вступу, чотирьох розділів основної частини, висновку, списку використаних джерел та додатку.

У першому розділі проведений огляд класичних методів регулювання навантаження за відомими графіками навантаження споживача.

У другому розділі проаналізовані сучасні технології з управління навантаженням та розглянута концепція «активного споживача» у енергетиці.

У третьому розділі проведено дослідження з регулювання навантаження на прикладі промислового підприємства.

У четвертому розділі розглянуті питання охорони праці.

Ключові слова: «активний» споживач, інтелектуальна мережа фотоелектрична станція (ФЕС), інвертор, система накопичення енергії (СНЕ).

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ	7
1.1 Баланс потужності та її втрати в електричних мережах	7
1.2 Графіки електричного навантаження та їх характеристики	12
1.3 Класичні методи регулювання навантаження	19
РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ У РЕГУЛЮВАННІ НАВАНТАЖЕННЯ	21
2.1 Концепція «Активного споживача» у енергетиці	21
2.2 Мікрогенерація як метод регулювання навантаження	29
2.3 Системи накопичення електроенергії	31
2.4 Інтелектуальні мережі Smart Grid	35
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ У РОЗПОДІЛЬЧІЙ НИЗЬКОВОЛЬТНІЙ СИСТЕМІ СПОЖИВАЧА	41
3.1 Аналіз графіків навантаження	41
3.2 Дослідження ефективності застосування технологій мікрогенерації	43
ВИСНОВКИ	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	51
ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ	52

ВСТУП

Широке впровадження моделі сучасної енергетики зі стійкими характеристиками, яка реалізується за рахунок залучення нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, що веде до мінімізації негативних впливів на довкілля, вирішує питання демонополізації виробництва, постачання та споживання енергії. З розвитком концепції енергетики Smart Grid у енергетиці передбачається широке впровадження поняття активних споживачів, поява яких є результатом розповсюдження джерел розосередженої генерації, систем накопичення енергії та систем керування навантаженням. Сплеск технічного поширення інтелектуальних енергетичних систем стало причиною до суттєвих змін в процесах керування енергетикою, а також призвело до нових взаємовідносин учасників ринку електроенергії на рівні локальних систем енергопостачання.

Основою концепції Smart Grid є орієнтований підхід до розвитку мислення та підняття на новий рівень впливу споживача на процеси у енергетичній системі на локальному рівні, що визначив необхідність застосування методологічних підходів і формування реалізації його активної поведінки. Вплив споживачів здебільшого має направленість на заповнення власного графіка навантаження, що в свою чергу ґрунтується на принципі отримання максимального взаємовигідного ефекту для споживача і для енерговиробника.

Політика активної поведінки споживачів направлена на вирішення проблем децентралізації у сфері енергетики України і створення умов системної інтеграції в мережу самих активних споживачів з оновленими системами електропостачання, які мають у своєму складі альтернативні джерела енергії.

Таким чином, направлення на впровадження інтелектуальних мереж з джерелами мікрогенерації та накопичення енергії у мережу енергопостачання призведе до підвищення ефективності функціонування енергосистеми і оптимізації енергоспоживання та підвищення енергоефективності локальних мереж.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ

1.1 Баланс потужності та її втрати в електричних мережах

Особливістю електричної енергії як продукту споживання є практично миттєва її передача від джерел до споживачів, а також технічна неможливість зберігання її в необхідній кількості. Ця властивість електричної енергії характеризується поняттям одночасності процесів її вироблення і споживання.

Якщо розглядати в сталому режимі енергетичну систему у визначені моменти часу, то можливо скласти баланс потужностей, при якому уся вироблена потужність повинна дорівнювати потужності споживачів і покривати втрати в мережі. Таким чином, вираз балансу потужностей будь-якої електричної системи можливо записати наступними рівняннями:

$$\sum P_z = \sum P_{cn} = \sum P_n + \sum P_{cn} + \sum \Delta P,$$

$$\sum Q_z = \sum Q_{cn} = \sum Q_n + \sum Q_{cn} + \sum \Delta Q - \sum Q_c,$$

де $\sum P_z$, $\sum Q_z$ – сумарні потужності генерації електричної енергії у енергосистемі;

$\sum P_{cn}$, $\sum Q_{cn}$ – сумарне значення активної і реактивної потужностей споживачів;

$\sum P_n$, $\sum Q_n$ – сумарні активна і реактивна потужності навантажень споживачів;

$\sum P_{cn}$, $\sum Q_{cn}$ – активна і реактивна потужності власних потреб на станціях генерації і перетворення;

$\sum \Delta P$, $\sum \Delta Q$ – сумарні втрати активної і реактивної потужності в енергосистемі відповідно;

$\sum Q_c$ – сумарна зарядна потужність, яка виникає у лініях електропередач.

Відповідно до наведених виразів балансу потужностей можна зробити висновок, що ККД та коефіцієнт потужності системи має пряму залежність від втрат потужності та електричної енергії. Тому важливим є питання їх розрахунку з метою зменшення.

Найбільші втрати маємо при низькій напрузі, тому доцільно розглянути їх для низьковольтних мереж та систем 0,38 кВ.

Розрахунки втрат можуть бути виконані кількома способами, в залежності від вихідних даних, а саме:

1. Розрахунок втрат потужності та електроенергії в мережі 0,38 кВ за величиною еквівалентного опору.

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ:

$$\Delta W_n = \frac{0,7 \cdot U_1 \cdot K_{нес} \cdot \tau}{T_{макс}},$$

де U_1 – втрати напруги в максимумі навантаження на найбільшій ділянці від шин ТП до споживача, %;

$K_{нес}$ – коефіцієнт несиметрії розподілу навантажень за фазами.

Коефіцієнт несиметрії для мережі з ізольованою нейтраллю за умови нерівномірності навантажень:

$$K_{нес.із.} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 I_{сер}^2},$$

де I_A, I_B, I_C – фазні струми;

$I_{сер}$ – середнє значення фазних струмів.

У разі мережі з глухозаземленою нейтраллю маємо струм нульової послідовності I_0 , який утричі менше ніж у нейтралі:

$$I_N = 3I_0.$$

Струм у нейтральному проводі:

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C),$$

де a і a^2 – оператори повороту вектора на 120° проти годинникової стрілки і за нею відповідно.

Якщо припустити, що коефіцієнт потужності в кожній із двох фаз однаковий, вираз квадрат струму в нейтралі дорівнює:

$$I_N^2 = [I_A - 0,5(I_B - I_C)]^2 + \frac{3}{4}(I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_AI_B + I_BI_C + I_AI_C).$$

Оскільки

$$\begin{aligned} I_AI_B + I_BI_C + I_AI_C &= [(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)]/2 = \\ &= 4,5I_{\text{сеп}}^2 - 0,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2), \end{aligned}$$

то

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{сеп}}^2.$$

Сумарні втрати потужності в мережі із заземленою нейтраллю:

$$\Delta P_c = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C + I_i^2 R_i,$$

де I_n , R_n – відповідно струм у нейтральному проводі й опір нейтрального проводу.

Якщо навантаження симетричне, то струми у фазах рівні між собою і дорівнюють струму прямої послідовності[1,2]:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C).$$

Втрати потужності при симетричному навантаженні:

$$\Delta P_e = 3I_1^2 R_{нф}.$$

При несиметричному маємо втрати:

$$\Delta P_{нс} = 3I_1^2 R [1 + k_v(I_\phi)] + I_n^2 R_n.$$

де k_v – коефіцієнт варіації:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \sum_1^3 I_\phi^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\phi 1 \max} - I_{\phi 1 \min}}{k_\delta I_1},$$

$I_{\phi 1 \max(\min)}$ – максимальне та мінімальне відповідно значення фазних струмів;

k_δ – додатковий коефіцієнт, який дорівнює від 2 до 3.

При несиметрії струм у нейтрального проводі можливо виразити через коефіцієнт варіації фазних струмів і величини струму прямої послідовності:

$$I_n^2 = 4,5 k_v^2 I_1^2.$$

Тоді втрати електричної потужності в трифазній електричній мережі з нейтральним проводом:

$$\Delta P_{нс} = 3I_1^2 R_{\phi 1 \text{ е кв}} \left[1 + k_v^2(I_\phi) \left(1 + 1,5 \frac{R_{н 1 \text{ е кв}}}{R_{\phi 1 \text{ е кв}}} \right) \right].$$

або:

$$\Delta P_{нс} = 3I_1^2 R_{\phi1екв} \left[\frac{1}{3} \sum \left(\frac{I_{\phi}}{I_1} \right)^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_{н1екв}}{R_{\phi1екв}} \right) - 1,5 \frac{R_{н1екв}}{R_{\phi1екв}} \right],$$

$$R_{екв} = R_0 + k_l R_l,$$

де R_0 – опір головної ділянки від джерела;

k_l – коефіцієнт розподілу навантаження вздовж лінії;

R_l – опір наступної ділянки.

2. Розрахунок втрат потужності в лінії з навантаженням наприкінці.

Коефіцієнт відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги ($k_{м/н}$):

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi},$$

де $\xi = x_r / r_0$.

Для лінії з навантаженням, яке рівномірно розподілено:

$$k_{м/н} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi}.$$

Для комбінованого навантаження значення $k_{м/н}$:

$$k_{м/н} = (1 - 0,25d_p) \cdot \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg \varphi}.$$

Максимальне навантаження лінії:

$$P_{\max} = \frac{W}{Д24k_3}.$$

З урахуванням цієї втрати потужності в максимум навантаження:

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot P_{\max} k_{\text{м/н}} = \frac{\Delta U_{\%} W k_{\text{м/н}}}{100 D k_{\text{з}}}$$

Таким чином, питання зниження втрат і дотримання балансу потужностей на будь-якому рівні енергосистеми є головним питанням у енергетиці.

1.2 Графіки електричного навантаження та їх характеристики

Енергоефективність енергосистеми, а саме додержання балансу потужностей може бути визначено характером графіка електричного навантаження (ГЕН). ГЕН поділяються на добові графіки навантаження, що є самими інформативними, та на річні. Добові графіки знімаються у режимну добу для всіх рівнів енергосистеми і їх називають графіками зимового максимум та літнього мінімуму. Зимовий максимум має найбільше добове навантаження енергосистеми, а графік літнього мінімуму відповідно найменше навантаження.

Типовий добовий ГЕН характерний для багатьох енергосистем, які практично відрізняються тільки рівнем навантаження, наведений на рис. 1.1.



Рисунок 1.1 – Типовий добовий ГЕН

На ГЕН маємо три тимчасові зони:

- зону мінімального навантаження, яка здебільшого виникає у нічний час, з потужністю $P_{\min}$;
- зону напівпікового навантаження з потужністю $P_{\text{нп}}$, коли виконується умова:

$$P_{\min} \leq P_{\text{нп}} \leq P_{\max},$$

- зону пікового навантаження з потужністю не більш $P_{\max}$.

Відомо, що чим рівномірніше навантаження на ГЕН та чим менші провали і піки тим краще виконується регулювання навантаження.

Для аналізу рівномірності ГЕН необхідно визначити систему аналітичних показників:

- коефіцієнт нерівномірності:

$$\alpha = P_{\min} / P_{\max},$$

де $P_{\min}$ і $P_{\max}$ — мінімальне та максимальне навантаження відповідно.

- коефіцієнт заповнення:

$$\beta = P_{\text{ср}} / P_{\max},$$

де $P_{\text{ср}}$ — середнє значення навантаження;

- максимальний діапазон регулювання навантаження:

$$\Delta P_{\max} = P_{\max} - P_{\min},$$

- напівпіковий діапазон регулювання навантаження:

$$\Delta P_{\text{нп}} = P_{\text{нп}} - P_{\min},$$

- піковий діапазон регулювання навантаження:

$$\Delta P_{\Pi} = P_{\text{макс}} - P_{\text{нп}}.$$

Рівномірність ГЕН буде забезпечена при виконні наступних умов:

$$\begin{aligned}\alpha &= \beta = 1, \\ P_{\text{мін}} &= P_{\text{макс}} = P_{\text{ср}}, \\ \Delta P_{\text{макс}} &= \Delta P_{\Pi} = \Delta P_{\text{пп}} = 0.\end{aligned}$$

На загальний вигляд ГЕН впливають такі фактори як:

- сезонні зміни енергоспоживання в залежності від умов клімату;
- тривалість світлового дня;
- метеофактори, здебільшого температура повітря;
- належність доби до певного типу дня, тижня та ритму життя суспільства.

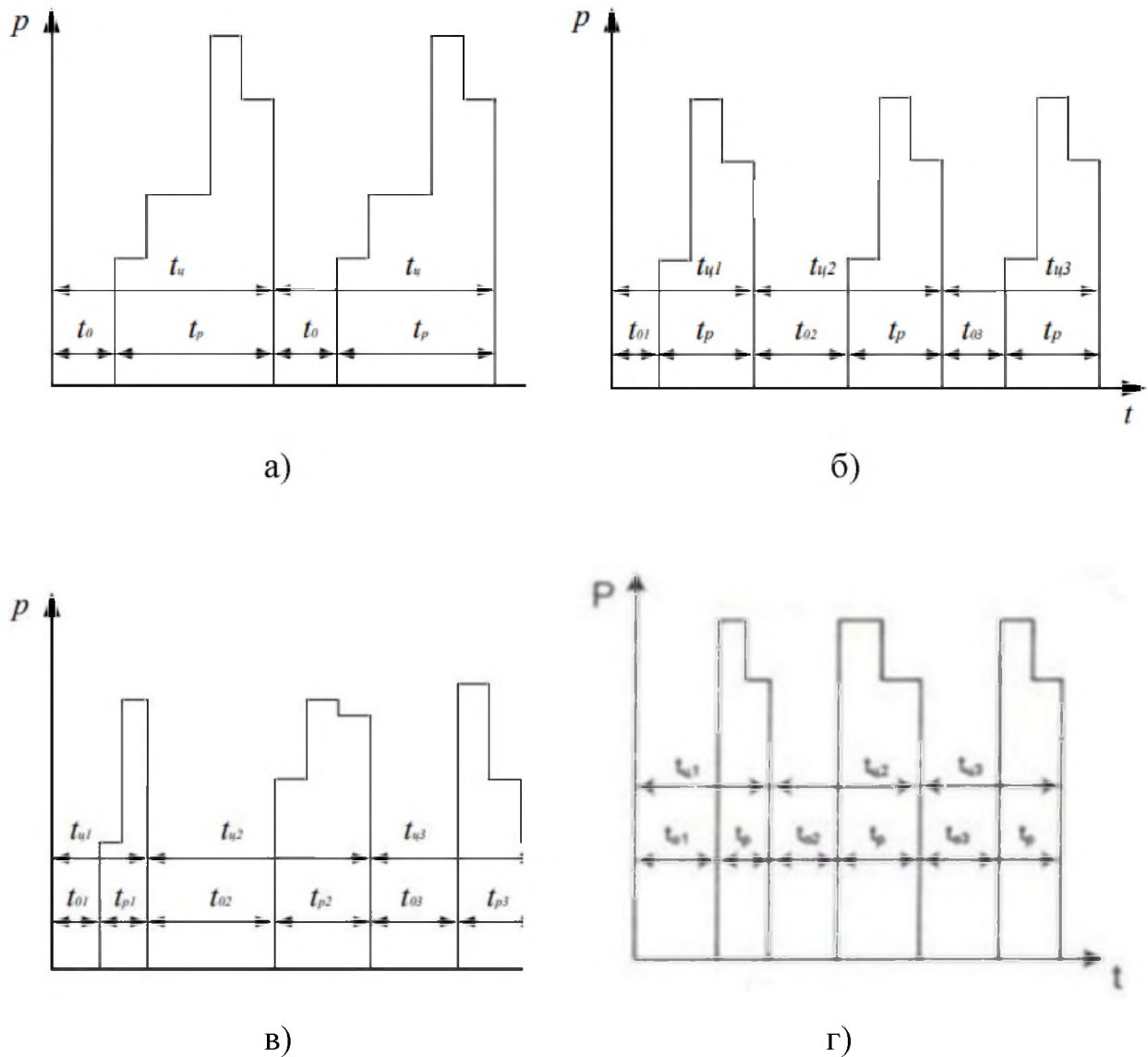
Наступним типом класифікації ГЕН є їх розподілення на індивідуальні й групові. Відповідно назви індивідуальний ГЕН характеризує навантаження окремого електроспоживача, а груповий – групи електроспоживачів.

Для групи споживачів можливо записати співвідношення:

$$\begin{aligned}P(t) &= \sum_{i=1}^m p_i(t); \\ Q(t) &= \sum_{i=1}^m q_i(t); \\ I(t) &= \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \approx \sum_{i=1}^m i_i(t).\end{aligned}$$

Для кожної галузі промисловості, населення та сільського господарства вже виміряні та у довідковій літературі наведені типові ГЕН.

Графіки індивідуального навантаження у свою чергу поділяють на періодичні, циклічні, нециклічні та нерегулярні (рис.1.2).



а – періодичний; б – циклічний; в – нециклічний; г – нерегулярний

Рисунок 1.2 – Типи індивідуальних графіків

Здебільшого при розрахунку навантажень не враховують особливості форми індивідуальних графіків, а беруть до уваги графіки групового навантаження. Групові графіки навантажень поділяють на три типи: періодичний; майже періодичний; нерегулярний.

Періодичний графік навантаження характеризується тим, що змінення потужності відбувається циклічно за відповідним алгоритмом. Це можливо при автоматизованому виробництві.

Майже періодичний графік навантаження характеризується стабільністю витрати електроенергії і відповідає виконанню умови:

$$mMw_0 = \text{const} \approx \int_{t_0}^{t_0+mT_{\text{ц}}} P(t) dt,$$

де M – кількість одиниць продукції, що обробляється m агрегатами;

w_0 – питома норма витрати електроенергії.

Нерегулярний графік навантаження може характеризуватися постійним змінням потужності впродовж часу у споживача.

Наведемо основні показники для характеристики графіків навантажень:

- коефіцієнт використання:

$$\kappa_{в,a} = \frac{P_c}{P_{ном}};$$

$$K_{в,a} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n \kappa_{в,a} \cdot P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}},$$

де n – кількість приймачів.

- коефіцієнт включення:

$$\kappa_{вкл} = \frac{t_v}{t_{ц}} = \frac{t_p + t_x}{t_{ц}}.$$

Коефіцієнтом включення групи:

$$K_{вкл} = \frac{\sum_1^n \kappa_{вкл} P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}.$$

- коефіцієнт завантаження:

$$\kappa_{з,a} = \frac{P_{с,в}}{P_{ном}} = \frac{1}{P_{ном}} \cdot \frac{1}{t_в} \int_0^{t_ц} p(t) dt = \frac{P_c}{P_{ном}} \cdot \frac{t_ц}{t_в} = \frac{\kappa_{в,a}}{\kappa_{вкл}}.$$

- коефіцієнт використання пов'язаний з коефіцієнтами включення і завантаження:

$$\kappa_{в,a} = \kappa_{з,a} \cdot \kappa_{вкл}.$$

- коефіцієнт форми графіка навантажень:

$$\kappa_{\phi,a} = \frac{P_{ск}}{P_c},$$

$$K_{\phi,a} = \frac{P_{ск}}{P_c}.$$

В реальних умовах експлуатації коефіцієнт форми визначають як:

$$K_{\phi,a} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{a,i})^2}}{E_a},$$

де E_a – спожита електроенергія за час вимірів T ;

$\Delta E_{a,i}$ – споживання електроенергії за визначений інтервал часу;

m – число інтервалів.

- коефіцієнт максимуму:

$$\kappa_{м,a} = \frac{P_p}{P_c};$$

$$K_{m,a} = \frac{P_p}{P_c}.$$

- коефіцієнт попиту:

$$K_{n,a} = \frac{P_{p(n)}}{P_{ном}}.$$

- коефіцієнт заповнення графіка навантажень:

$$K_{з,з,a} = \frac{P_c}{P_m}.$$

- коефіцієнт заповнення графіка зворотній коефіцієнту максимуму:

$$K_{з,з,a} = \frac{1}{K_m}.$$

- коефіцієнт різночасності максимумів навантажень:

$$K_{p,m,a} = \frac{P_p}{\sum_1^m P_{p,i}}.$$

- коефіцієнт суміщення навантажень:

$$K_{сум} = \frac{P_{макс}}{\sum_1^n P_{макс i}}.$$

- тривалість використання найбільшого навантаження:

$$T_{\text{макс}} = \frac{P_c \cdot 8760}{P_{\text{макс}}}.$$

- час найбільших втрат потужності:

$$\tau = \frac{P_{\text{ск}}^2 \cdot 8760}{P_{\text{макс}}^2}.$$

Визначення наведених вище характеристик та коефіцієнтів дає можливість оцінити рівень навантаження споживача для розробки необхідних мір з його регулювання.

1.3 Класичні методи регулювання навантаження

Якщо брати до уваги форму графіка навантаження, то можливі два способи регулювання ГЕН:

1. Ущільнення ГЕН виконується за умови можливості підключення додаткових електроприймачів у час коли навантаження мінімальне, тобто має провал. Тоді середнє значення потужності за період навантаження зростає, а максимум є незмінним і щільність графіка зростає, а нерівномірність зменшується. Недоліком такого метода є зростання кількості спожитої та виробленої електроенергії.

2. Вирівнювання ГЕН виконується за рахунок розмежування роботи приймачів у часі, тобто перенесенням часу роботи одних електроприймачів з годин максимуму на години мінімуму навантаження на графіку, при цьому вироблення та споживання електроенергії не змінюється, а щільність графіка зростає, а нерівномірність навпаки зменшується.

Також існує і інша класифікація методів регулювання ГЕН за реалізацією:

1. Методи, які базуються на загальноорганізаційних державних заходах або внутрішньогалузевих заходів у окремих видах промисловості. До них можна

віднести розподіл вихідних днів промислових підприємств протягом визначеного проміжку часу , правила внутрішнього розпорядку промислових підприємств, а також перехід часу у зимовий та літній періоди.

2. Метод оптимізації структури джерел вироблення енергії у енергосистемі з метою покриття ГЕН засобами самої енергосистеми при використанні технологій акумуляції енергії в години провалу навантаження і видача в години максимуму.

3. Використання можливих перетоків з енергосистемами інших країн.

4. Залучення споживачів-регуляторів до вирівнювання графіки навантаження енергосистеми.

5. Політика енергозбереження.

6. Тарифне стимулювання споживачів у регулюванні графіка навантаження.

Методом регулювання навантаження, який заслуговує більш детального розгляду метод залучення споживачів для регулювання навантаження за концепцією «активного споживача».

РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ У РЕГУЛЮВАННІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.1 Концепція «Активного споживача» у енергетиці

Концепція «Активного споживача» останнім часом є результатом появи інтелектуальних електричних систем. Вона полягає у тому, що кінцевий споживач є суб'єктів електроенергетики, який активно впливає на режими її роботи з забезпечення надійності електропостачання, тобто можна зазначити що споживач стає згідно з концепцією основним елементом в енергосистемі і здебільшого на локальному рівні. Таким чином, під «активністю» будемо розуміти дієвість, виходячи зі своїх потреб, у оптимізації свого графіку навантаження з мінімізації витрат на закупівлю електроенергії, так і з можливістю доходу від продажу надлишків електроенергії.

Відповідно до концепції можливо дати наступне визначення «Активний» споживач це безпосередній учасник електроенергетичного ринку, у якого є технологічні та фінансові можливості з забезпечення процесу маневрування своїм енергоспоживанням, та при цьому він самостійно може формувати вимоги до якості і обсяги споживання електроенергії.

До основних характеристик «активного» споживача можна віднести:

1. Технологічні можливості наявного електрообладнання:
 - наявне електрообладнання, режим роботи якого може бути перенесений та розподілений у години провалу ГЕН;
 - можливості власної генерації, тобто наявність джерел альтернативної енергетики;
 - можливості накопичування електроенергії.
2. Організаційні можливості з управління власним попитом у електроенергії:
 - організація маневрування енергоспоживанням;
 - організація управління власною генерацією;

- організація керування процесів накопичення електроенергії, які базуються на накопиченні від ВДЕ та споживання при потребі управління власним навантаженням.

Таким чином, згідно описаних вище характеристик «активного» споживача можна сформульованих його основні функції в електроенергетичній системі:

- функція управління власним енергоспоживанням згідно з запланованим його рівнем при цьому необхідна оптимізація своїх витрат на закупівлю нестачі електроенергії із зовнішніх ринків;

- перспективне оцінення ступеня своєї можливої участі у наданні додаткових послуг для енергосистеми у вигляді покупки-продажу електричної енергії;

- оцінення рівня завантаження власних потужностей в залежності від їх наявності, для складання перспективного плану з їх використання на оптовому ринку електроенергії за умови наявності необхідних документів на здійснення цих операцій.

Задля реалізації визначених функцій споживач повинен обрати одну з стратегій енергопостачання:

- самозабезпечення електричною енергією, тобто повна децентралізація енергопостачання;

- придбання електроенергії з енергосистеми, тобто централізоване електропостачання з повною залежністю від енергопостачальника;

- придбання електроенергії від інших споживачів, або колективна участь у процесі розподілення електроенергії.

Згідно проведеного аналізу потенціалу для реалізації концепції «активного» споживача у різних галузях народного господарства у поточних умовах та на перспективу були складені схеми стратегії поведінки споживачів при інтеграції «розумних» технологій та наведені на рис.2.1-2.3.

Населення

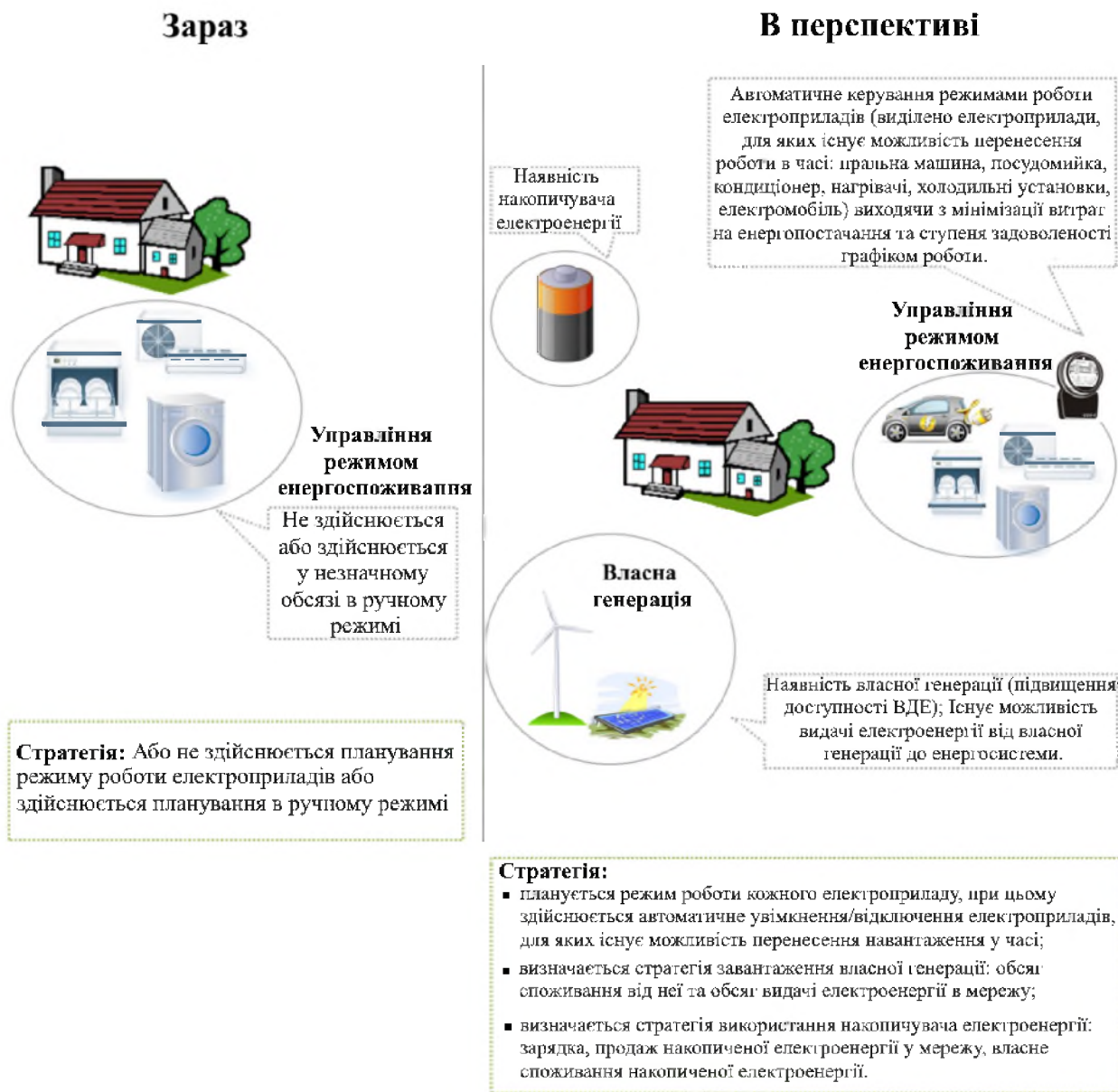


Рисунок 2.1 – Концепція «активного» споживача у сфері населення

Згідно концепції «активного» споживача у сфері населення веде до часткової або повної децентралізації електропостання.

Промисловість

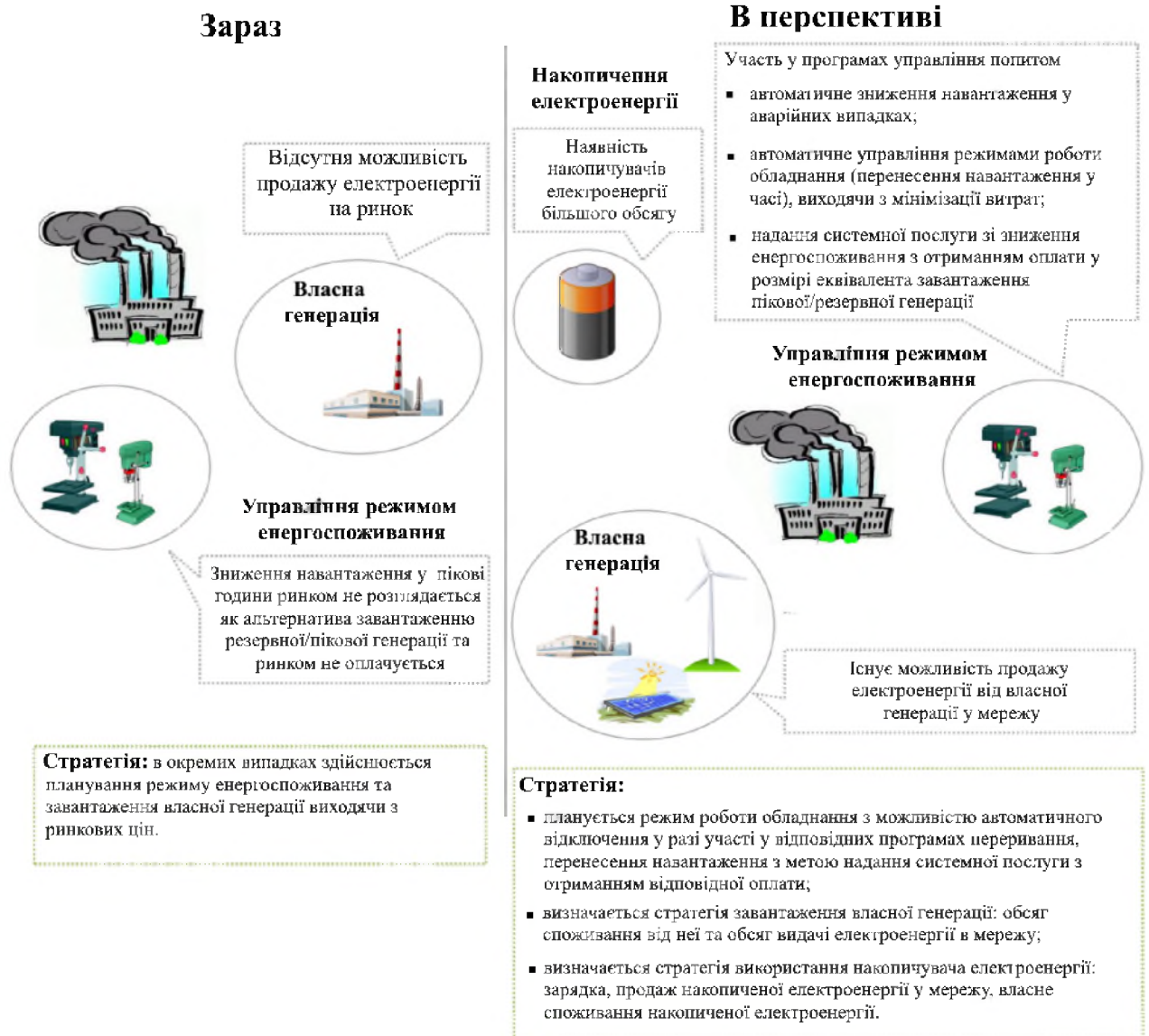


Рисунок 2.2 – Концепція «активного» споживача у сфері промисловості

Згідно концепції «активного» споживача у сфері промисловості можлива лише часткова реалізація індивідуального електропостання паралельно з мережою задля регулювання та зменшення піків навантаження ГЕН.

Сільське господарство

Зараз

В перспективі

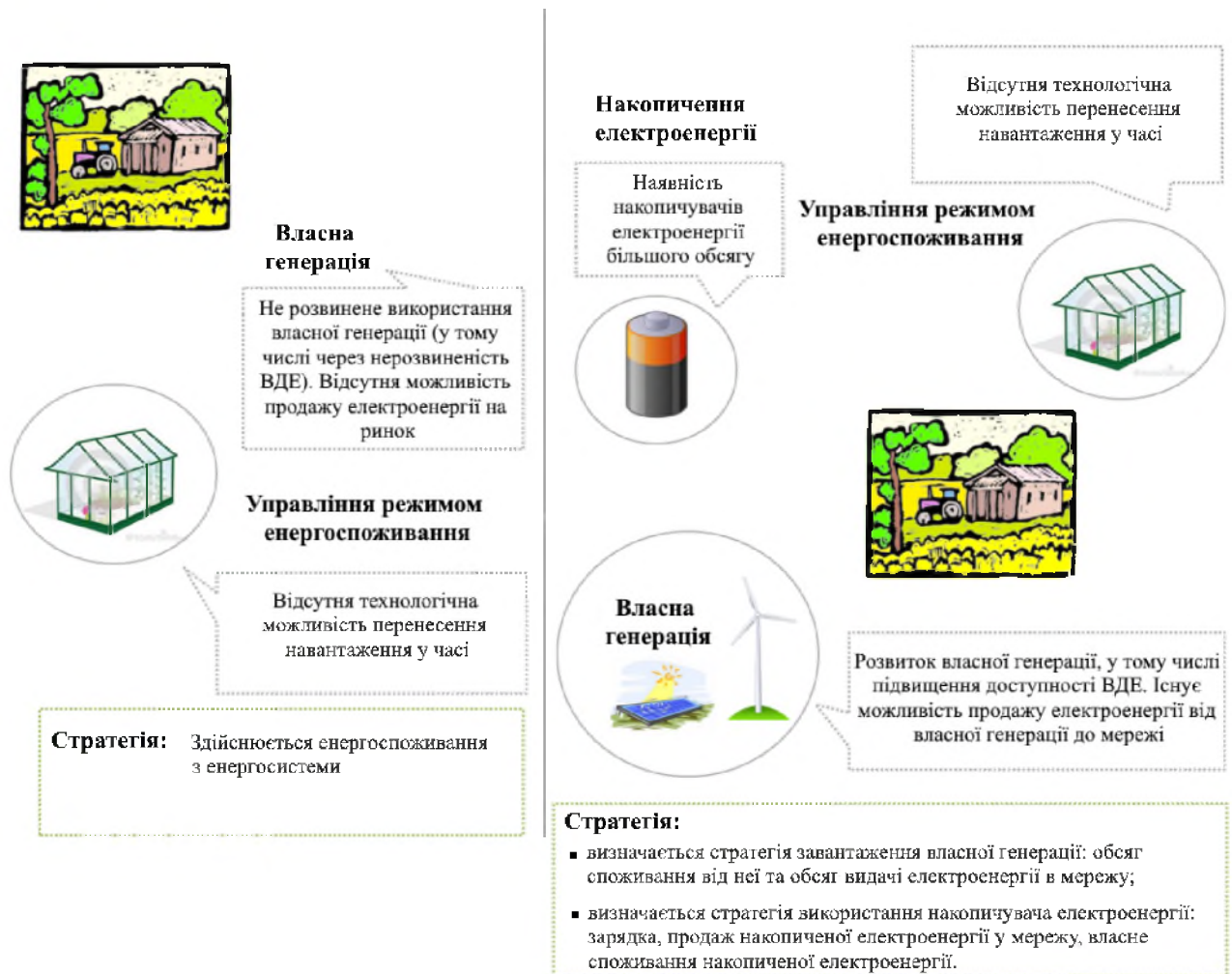


Рисунок 2.3 – Концепція «активного» споживача у сфері сільського господарства

Згідно концепції «активного» споживача у сфері сільського господарства можлива як часткова реалізація індивідуального електропостання паралельно з мережою так і повне децентралізація деяких об'єктів задля регулювання та зменшення піків навантаження ГЕН або повного вирівнювання ГЕН.

Поява такого елемента як активний споживач обумовлено розвитком інтелектуальної енергетичної системи та її характеристиками:

- мотивація активної поведінки кінцевого споживача в умовах інтеграції ВДЕ у загальну енергосистему;
- децентралізація генерації електричної енергії у споживача;
- вільний доступ «активних» споживачів до ринків електроенергії.

Механізми управління енергоспоживанням наведені на рис.2.4.

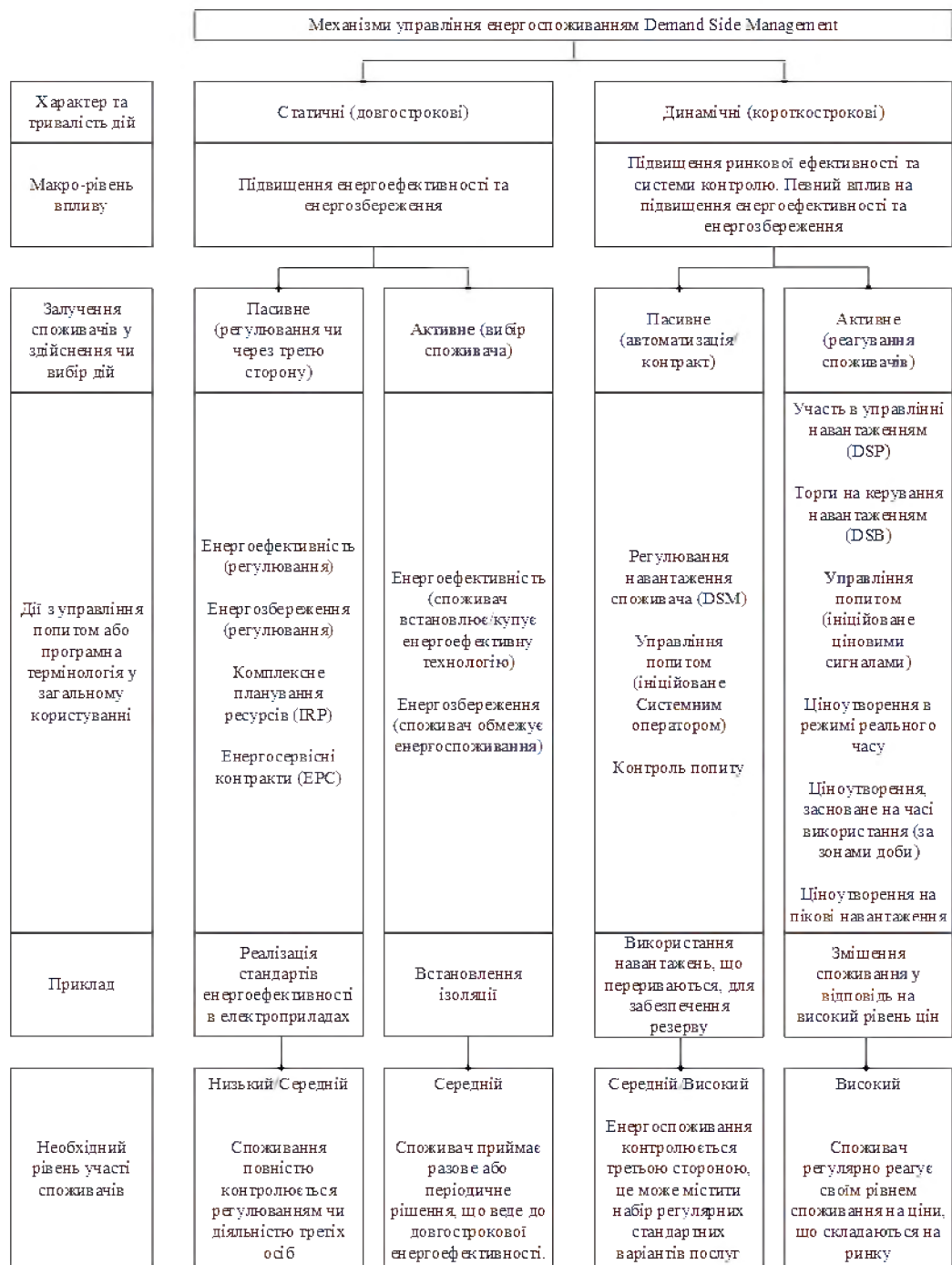


Рисунок 2.4 – Механізми керування енергоспоживанням

Наведені функції та характеристики «активного» споживача дозволяють систематизувати вимоги до розвитку енергосистеми.

Таблиця 2.1 – Вимоги до розвитку концепції «активного» споживача

Перешкоди та ризики	Способи протидії
Технологічні	
Нерозвиненість систем обліку та вимірювань, а також інформаційно-комунікаційних технологій	- Реалізація технологічної можливості керування обладнанням споживачів (оснащення керуючими елементами для віддаленого керування режимами роботи обладнання); - Оснащення інтелектуальними приладами обліку та вимірювань, що дозволяють відслідковувати зміну ціни на електроенергію у режимі реального часу, - Реалізація інформаційних та комунікаційних можливостей для двосторонньої взаємодії споживача та енергосистеми з використанням засобів інтелектуального обліку.
Технологічна складність інтеграції власної генерації споживачів до енергосистеми	- Розробка технологій та методів інтеграції розподіленої генерації (у тому числі ВДЕ) до енергосистеми без втрати стійкості та надійності.
Економічні	
Створення стимулів у споживачів до активної поведінки	- Перехід від адміністративного до мотиваційного управління; - Розробка програм управління попитом: а) Динамічні методи ціноутворення; б) Прямі методи управління навантаженням (програми добровільної участі); - Створення ринку додаткових послуг, що надаються споживачем.
Організаційні	
Необхідність координації дій дрібних споживачів	- Формування нових пакетів договорів щодо представлення інтересів учасників у частині продажу обсягу потенційного зниження навантаження на роздрібному ринку; - Взаємодія та агрегація пропозицій дрібних споживачів щодо можливостей зниження навантаження.

У результаті розглянутих вище умов та вимог на рис.2.5 наведені основні положення концепції «активного» споживача.

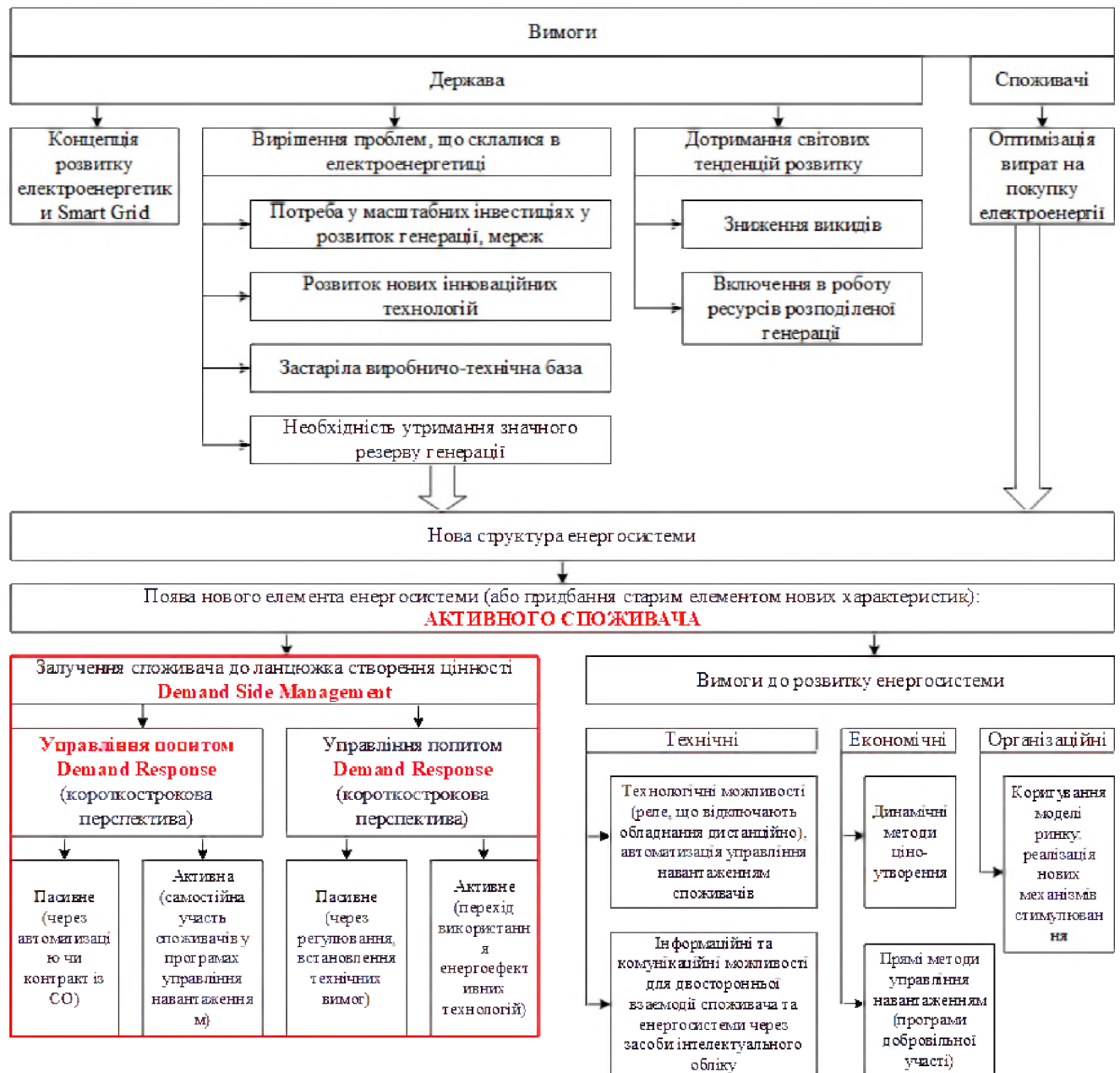


Рисунок 2.5 – Логіка концепції «активного» споживача

Таким чином, розвиток концепції «активного» споживача це основа подальшого прогресу у питаннях впровадження альтернативної енергетики та інтелектуалізації електричних мереж.

2.2 Мікрогенерація як метод регулювання навантаження

Розвиток розподіленої енергетики дозволяє керувати навантаженням локально безпосередньо у споживача. Фактично вона являє собою сукупність усіх розподілених генеруючих електростанцій включаючи ВДЕ, споживачів енергії, системи накопичення енергії, які об'єднані в мікро "smart grid".

За показником кількості вироблюваної електричної потужності розрізняють наступні види розподіленої генерації:

- мікрогенерація – 1кВт-1 МВт;
- мала генерація – від 1 до 50 МВт;
- середня генерація – від 50 до 150 МВт.

Технології мікрогенерації включають невеликих вітряних турбін, мікрогідро, сонячних фотоелектричних систем, теплові насоси та мікрокомбіновані тепло- та електроустановки. Наведені технології часто піддаються об'єднанню, щоб отримати нове енергоефективне гібридне рішення, реалізація якого дає можливість отримати високу продуктивність, надійність і менші економічні затрати, ніж система на основі одного джерела енергії.

Також для будь-якої системи мікрогенерації зазвичай необхідна та/або передбачається інфраструктура для зберігання енергії та її перетворення з метою підключення до звичайної електричної мережі.

Системи мікрогенерації можуть бути автономними та працювати паралельно з мережею. Але у всіх випадках основне їх призначення це регулювання навантаження споживача.

Усе обладнання, що входить до системи мікрогенерації називається балансом системи і складається здебільшого з фотоелектричних елементів сонячної електростанції, системи накопичення енергії (аккумуляторних елементів), контролеру заряду та інвертору.

У таблиці 2.2. наведені переваги та недоліки застосування мікрогенерації у порівнянні з великими системами, побудованими на технології ВДЕ.

Таблиця 2.2 – Переваги та недоліки застосування мікрогенерації

	мікрогенерація	великомасштабне покоління
	Розподілена генерація	Централізоване покоління
Економія на масштабі	Потрібне масове виробництво генераторів, що створить відповідний вплив на навколишнє середовище. Системи менш дорогі, якщо їх виробляти у великій кількості.	Залежить від джерела живлення - як правило, більш економічний з огляду на більший розмір генераторів.
Здатність задовольняти потреби	постачання в межах встановленої генерації або зберігання	Здатність задовольняти потреби
Вплив на навколишнє середовище	більша кількість менших пристроїв може призвести до більшого впливу від виробництва пристроїв, особливо з вітром.	більші генератори можуть мати більший локальний вплив, обладнання для передачі також може порушувати зони
Втрати при передачі	Близькість до кінцевого користувача зазвичай ближче, що призводить до потенційно менших втрат.	Значна частина електроенергії втрачається під час передачі
Зміни в сітці	зменшує навантаження на передачу, а отже, зменшує потребу в модернізації мережі	збільшує потужність, що передається, і, таким чином, збільшує потребу в модернізації мережі
Подія збою в мережі	Електрика все ще може бути доступною для місцевих регіонів за багатьох обставин	Електрика може бути недоступна через мережу
Поломка генератора	Електрика не буде доступна, за винятком гібридного сценарію	Електрика, швидше за все, буде доступна через резервування мережі
Вибір споживачів	Може придбати будь-яку правову систему	Залежно від ринку може вибирати пропозиції енергетичних компаній
Вимоги до надійності та технічного обслуговування	фотовольтаїка, двигуни Стірлінга та деякі інші системи, як правило, надзвичайно надійні і можуть виробляти електроенергію безперервно протягом багатьох тисяч годин без незначного обслуговування або без нього	Керується енергетичною компанією. Надійність мережі залежить від місця розташування.

Застосування мікрогенерації за потужністю практично не перевищує 15 кВт, але цього достатньо задля досягнення наступних цілей:

- регулювання ГЕН особливо у години піку з метою його вирівнювання;
- регулювання загального споживання з метою запобігання штрафних санкцій за недовикористання або перевикористання замовленого об'єму енергії, замовленого у постачальника, так звані небаланси;
- часткова або повна децентралізація електропостачання для непотужних споживачів.

2.3 Системи накопичення електроенергії

Застосування у електричних системах накопичувачів енергії означає процес відкладення споживання електричної енергії розосередженого у часі, тобто до необхідного моменту, але пізнішого ніж момент її виробництва, або як варіант перетворення електричної енергії у інші форми для зберігання її та подальшого перетворення зворотньо у електричну електроенергію або використання як іншого носія енергії. Системи накопичення енергії (СНЕ) це обладнання, яке складається з накопичуючих елементів різної фізичної природи.

Різноманітні технології СНЕ мають у своєму складі наступні елементи накопичення енергії:

1. твердотільні акумулятори – ряд електрохімічних накопичувачів, а саме сучасні хімічні акумулятори та суперконденсатори;
2. проточні акумулятори – акумулятори з накопиченням енергії в розчині електроліту, що збільшує термін служби і має миттєве спрацювання;
3. маховики – механічні пристрої, що використовують кінетичну енергію обертання для миттєвого перетворення у електричний струм;
4. система накопичення енергії побудовані на основі стисненого повітря;
5. системи накопичення теплової енергії, побудована на принципі акумулювання тепла або холоду для зберігання енергії та її виділення в зручний для споживачів час;

6. гідроакumuлювальна електростанція – створення та зберігання енергії за рахунок енергії води у двох резервуарах, розташованих на різних висотах;
7. гравітаційні накопичувачі енергії – вид механічного накопичувача, який зберігає її у потенційній енергії вантажу, що знаходиться на певній висоті;
8. пневмоакumuлюючі системи зберігання енергії побудовані на основі перетворення енергії на газ і зберігання її у такому вигляді.

Більша частина систем накопичення енергії складається з використанням акумуляторних батарей (АКБ), системи централізованого управління, системи управління живленням, системи перетворення потужності та системи керування акумуляторними батареями. На рис. 2.6 наведена типова схема підключення СНЕ до загальної мережі з метою регулювання навантаження.

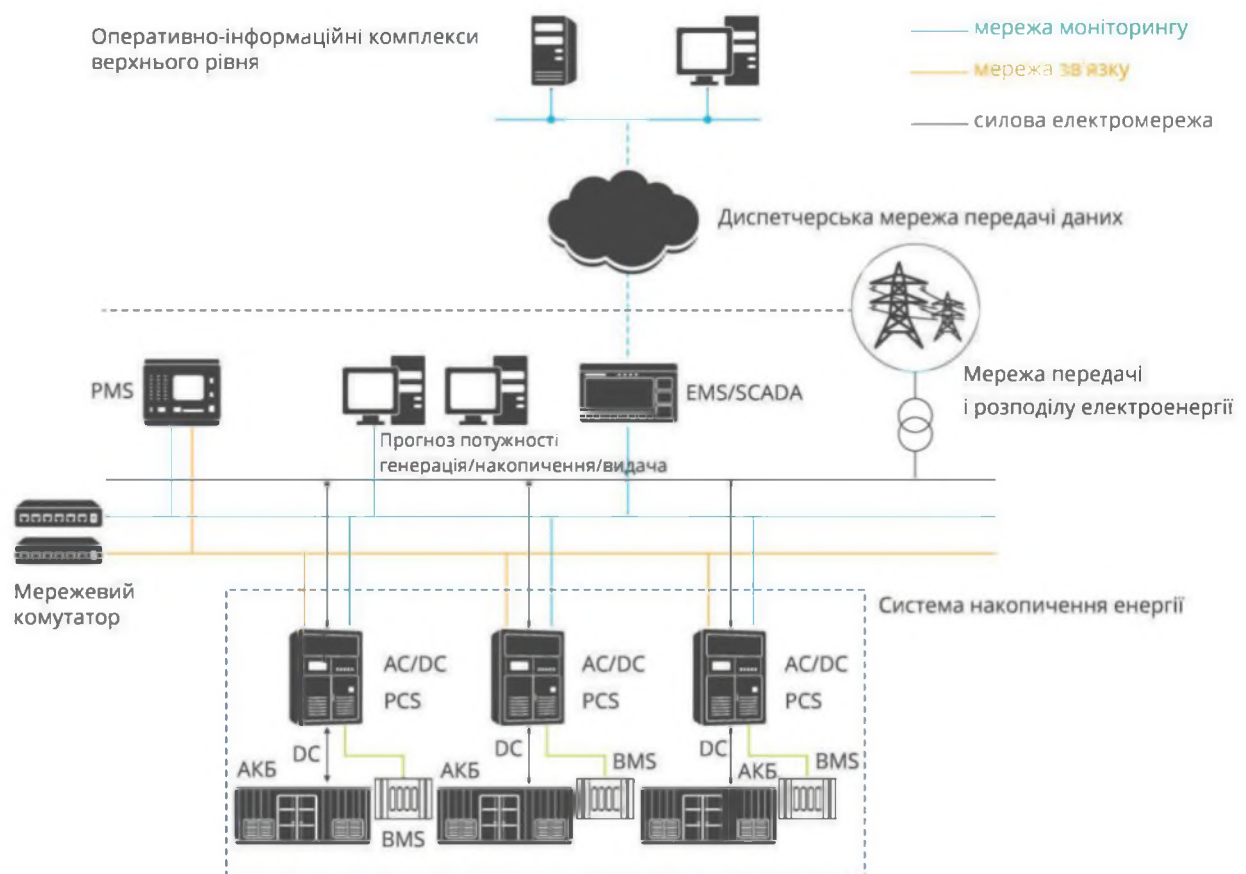


Рисунок 2.6 – Типова конфігурація СНЕ при підключенні до загальної мережі

На рис.2.7. наведена схема підключення СНЕ у гібридну систему з вітроенергетичними установками, які можуть бути як основним джерелом так і джерелом мікрогенерації задля регулювання навантаження у пікові години.

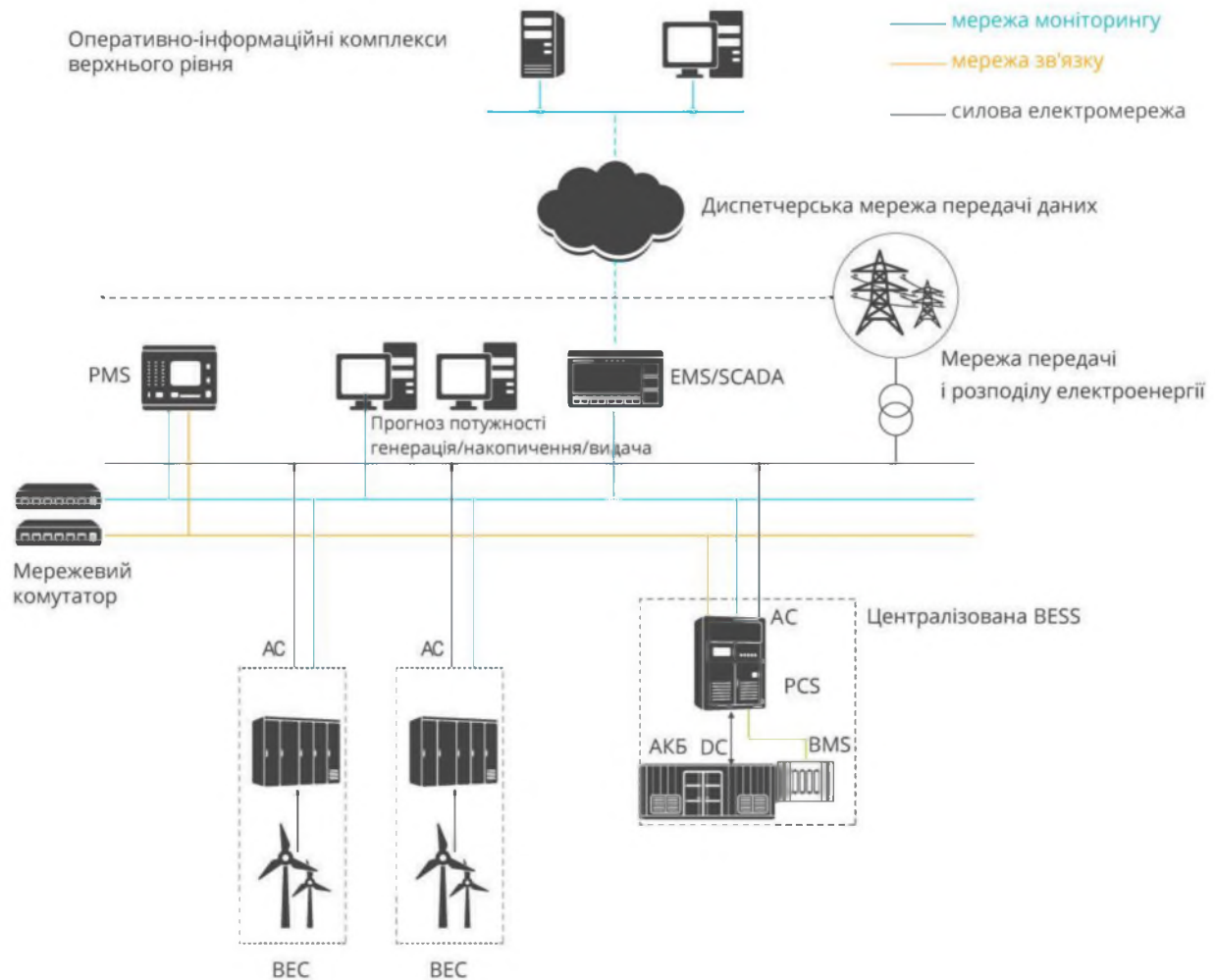


Рисунок 2.7 – Конфігурація СНЕ для декількох ВЕС і загальної мережі

У якості акумуляторів у СНЕ використовують різні типи батарей, а саме літій-іонні, свинцево-кислотні або свинцево-вуглеводневі, натрієво-сірчані, та гелієві.

На рис.2.8. наведена схема підключення СНЕ у гібридну систему з фотоелектричними установками, які можуть бути як основним джерелом так і джерелом мікрогенерації задля регулювання навантаження у пікові години.

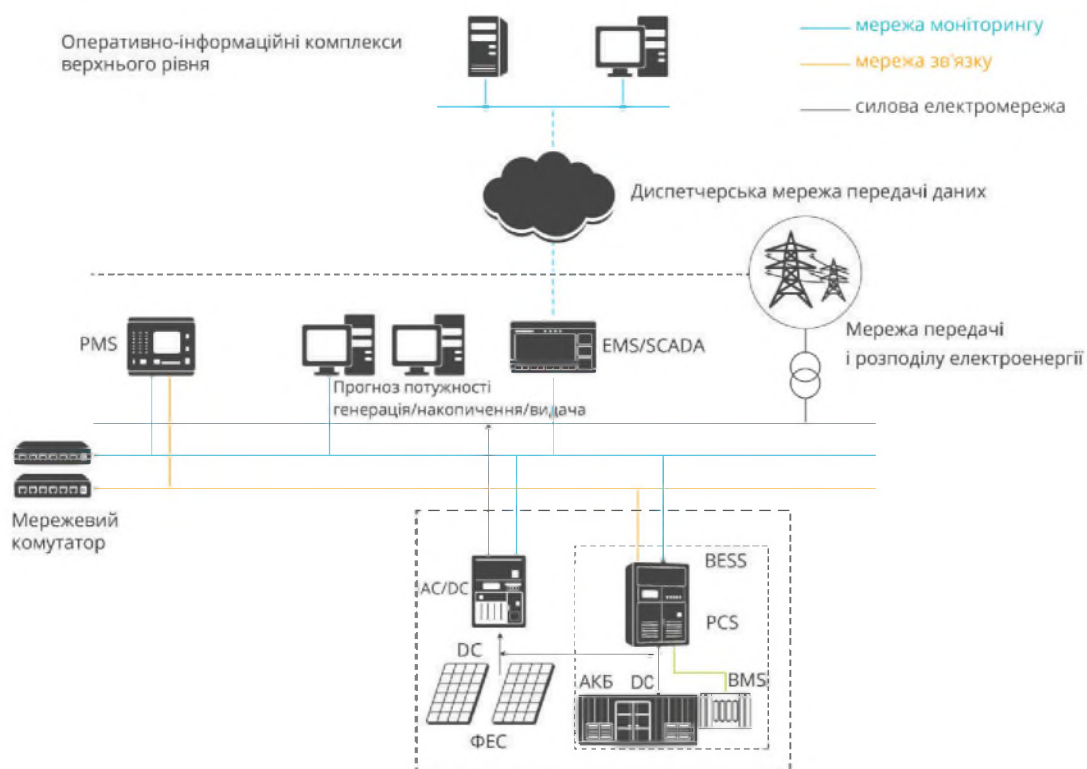


Рисунок 2.8 – Конфігурація СНЕ для ФЕС і загальної мережі

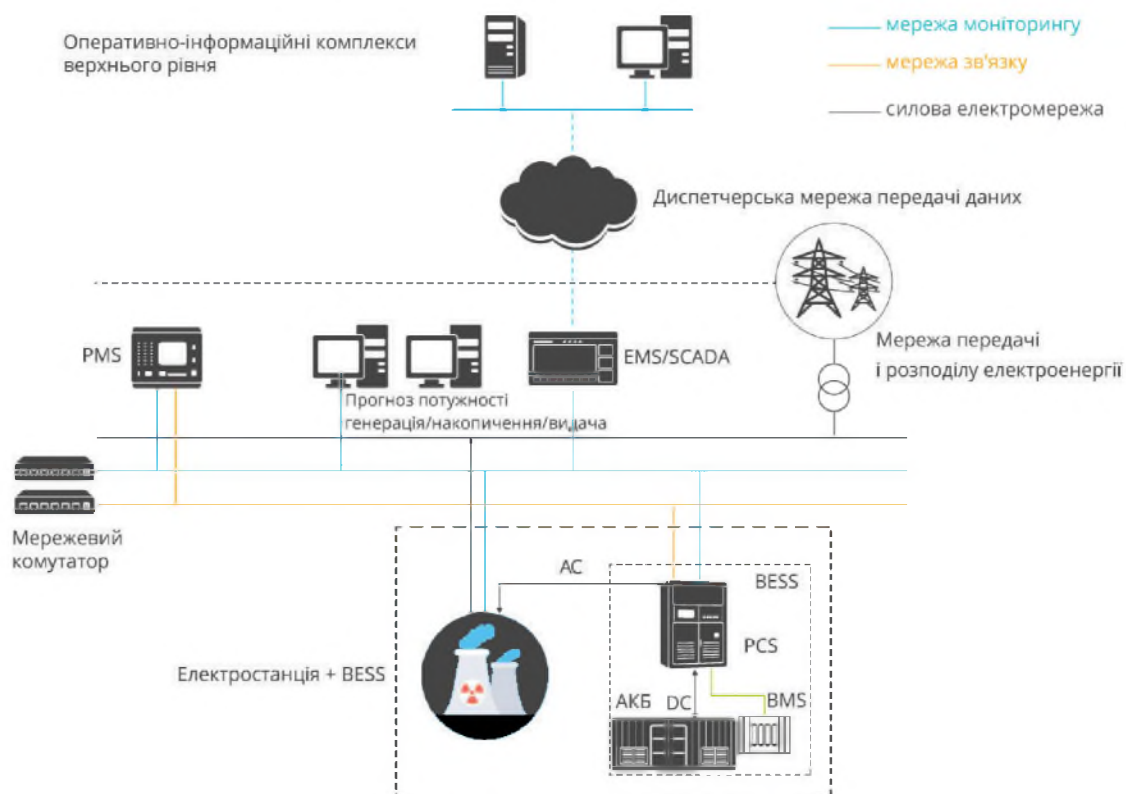


Рисунок 2.9 – Конфігурація СНЕ для традиційної електростанції

На рис.2.10 наведена великомасштабна система з підключенням СНЕ

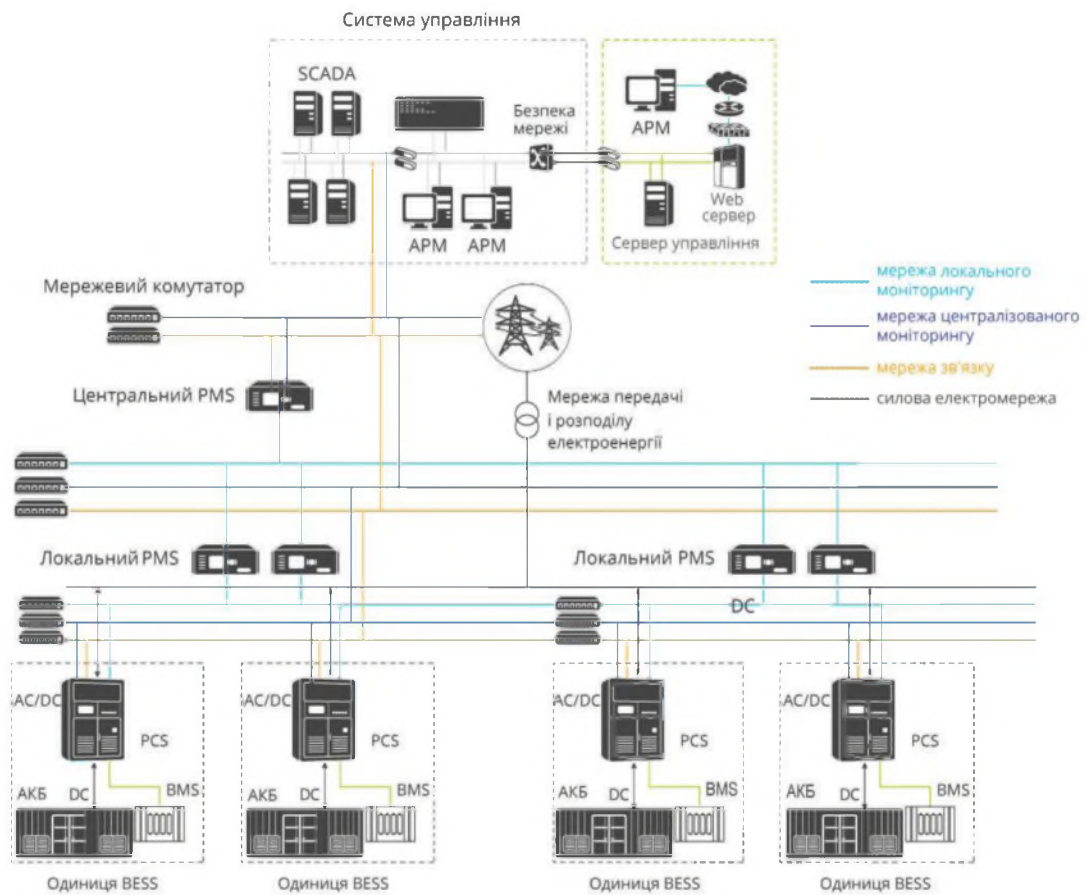


Рисунок 2.10 – Великомасштабна система зберігання енергії

Великомасштабні СНЕ, що підключені на локальному рівні здатні управляти навантаженням з покриттям великої частки потужності у години пікового навантаження, а заряджатися у години нічного провалу, таким чином буде йти перенесення навантаження на ГЕН та його ущільнення.

2.4 Інтелектуальні мережі Smart Grid

Smart Grid – це інтелектуальна електрична мережа, яка застосовується для інтеграції дій всіх підключених до неї учасників енергосистеми з метою забезпечення надійного, економічно ефективного та безпечного енергопостачання.

На сьогодні відомі три базові принципи Smart Grid, такі як безпека, стандартизація та інтеграція.

Розвиток технології вже має три покоління Smart Grid, які наведені у таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Покоління Smart Grid

Покоління	Характеристика
Smart Grid 1.0	характеризує стан електроенергетичної інфраструктури, при якому маємо підключатися до мережі окремих пристроїв і об'єктів системи без застосування єдиної цифрової системи стандартів.
Smart Grid 2.0	стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки за умови переходу на єдину IP-протокол і включення в єдину інтегровану IP-мережу.
Smart Grid 3.0	гнучка енергетична система, що базується на принципах децентралізованого керування та рівноправності споживача і постачальника.

По'єднання всіх функціональних технологій на одній базі обумовлює необхідність нової точки зору на побудову окремих електричних систем та їх інтеграцію у загальну мережу, при цьому жорстка структура «генерація–мережі–споживач» повинна бути замінена на гнучку, основою якої стане принцип, що кожен вузол мережі перетвориться на активний елемент, будь то споживач чи постачальник енергії. Також важливо, щоб інтелектуальна система самостійно у автоматичному режимі виконувала переконфігурацію при зміні відповідних умов. По-новому виглядає тепер і технологія функціонування такої системи, бо вона перетворюється у багатонаправлену за напрямками передачі електричної енергії, а саме джерело–споживач та споживач–джерело. Сама інфраструктура інтелектуальної системи стає багатофункціональною у питаннях постачання, транспортування і споживання потоків електричної енергії.

У табл. 2.4 наведені основні передумови інноваційного розвитку енергетики на базі концепції Smart Grid.

Таблиця 2.4 – Передумови інноваційного розвитку енергетики на базі концепції Smart Grid

Основні передумови інноваційного розвитку енергетики	Енергетична система на основі класичної концепції	Енергетична система на основі концепції Smart Grid
Зростання електроспоживання на тлі дефіциту джерел електроенергії	Одностороння комунікація між елементами або її відсутність	Двосторонні комунікації
	Централізована генерація – складноінтегрована РГ	РГ
	Обмежений контроль перетоків потужності	Керування перетоками потужності
Підвищення вимог до безпеки, надійності та якості електропостачання на тлі високого ступеня зносу обладнання мережевих компаній	Топологія переважно радіальна	Топологія переважно мережева
	Реакція на наслідки аварії	Реакція на запобігання аварії
	Робота обладнання до відмови	Моніторинг і самодіагностика, що продовжують термін експлуатації обладнання
	Ручне відновлення	Автоматичне відновлення – «самовідновлювані мережі»
	Схильність до системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
	Ручне та фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення мережі
	Перевірка обладнання за місцем	Віддалений моніторинг обладнання
	Надійність як технічна категорія	Надійність як технікоекономічна категорія
Зростання тарифів на електроенергію	Недоступна або сильно запізнена інформація про ціну, обсяги, надійність та якість енергопостачання електроенергії для споживача	Інформація у реальному часі
	Недиференційована послуга електропостачання	Програма керування споживанням електроенергії (обсяг і функціональні властивості)
		Можливість регулювання пікового споживання, зміна ціни під час пікових навантажень
		Встановлення диференційованих цін на різні рівні надійності та якості електроенергії
Підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології й охорони довкілля	Високий рівень втрат електроенергії	Зниження втрат електроенергії на 25–30 %
	Напрямок потоку потужності від генерації до споживача відповідно до заздалегідь заданих рівнів напруги і опору	Здатність електричної мережі самостійно регулювати подачу електроенергії в залежності від зниження або зростання режиму споживання
Підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології й охорони довкілля	Пошук і відновлення енергопостачання – витрати на виїзд оперативного персоналу, недовідпуск електроенергії	Зниження кількості виїздів працівників на аварії та проведення оперативної діагностики, зменшення недовідпуску електроенергії
	Високий рівень викидів CO ₂ в атмосферу	Зниження викидів в атмосферу в результаті зниження кількості та потужностей генеруючих елементів мережі, у тому числі за рахунок використання РГ оптимального споживання електроенергії

Концептуальна модель оновленої інтелектуальної системи наведена на рис.2.11.

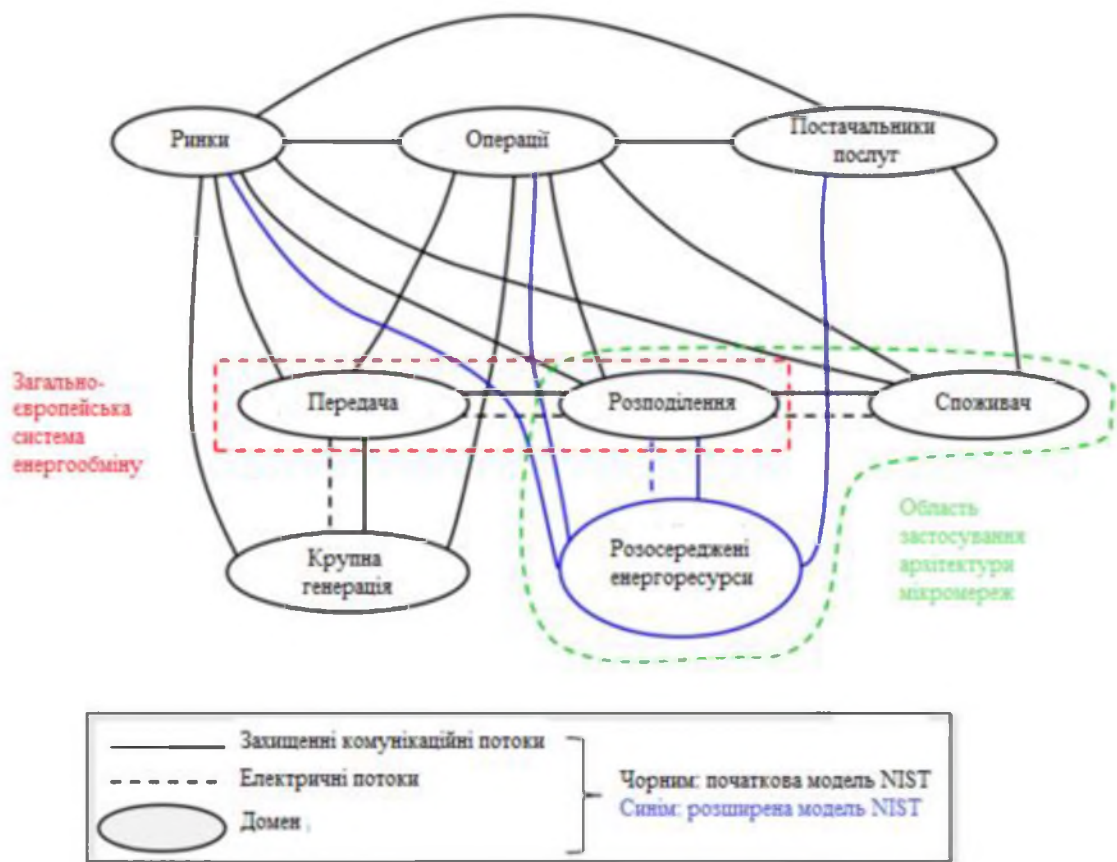


Рисунок 2.11 – Концептуальна модель оновленої енергосистеми

Впровадження технології Smart Grid є велетенським кроком до фундаментальної реорганізації енергетики у наступних питаннях:

- забезпечення надійного електропостачання споживачів в умовах зростаючого навантаження;
- зменшення втрат потужності та електроенергії за рахунок впровадження «розумних» систем обліку;
- розробка відповідного комунікаційного середовища для підтримки обміну інформацією між постачальниками та споживачами енергоресурсів;
- забезпечення якості електроенергії за рахунок компенсації реактивної потужності;

- управління топологією електричної мережі з забезпеченням високого рівня надійності;
- використання СНЕ для регулювання навантаження.

Можливі варіанти інтегрованих систем електропостачання представлено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Варіанти інтеграції систем електропостачання

Рівень електропостачання	Рівень теплопостачання	Загальний рівень енергозабезпечення
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії з залишком	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$)
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$)
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії з залишком	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$)
	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$)
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}; P_{\text{проп.}} = 0$)
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}}$)
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = 0$)
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0$)
	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = 0$)
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = 0$)
Рівень електропостачання	Рівень теплопостачання	Загальний рівень енергозабезпечення
Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}}$)
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ($P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0$)

Продовження таблиці 2.5

	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_{\text{Т}}^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{Т}}^{\text{пік.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{пік.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_{\text{Т.}}^{\text{спож.}} + P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}}); P_{\text{проп.}} = P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}}$
Покриття пікових навантажень електроенергії	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_{\text{Т.}}^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}}); P_{\text{проп.}} = 0$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}); P_{\text{проп.}} = 0$
	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{пік.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пік.}}) + P_{\text{Т.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_{\text{Т.}}^{\text{С}} + P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}}$
Відсутнє власне електрозабезпечення	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_{\text{Т.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}}); P_{\text{проп.}} = 0$

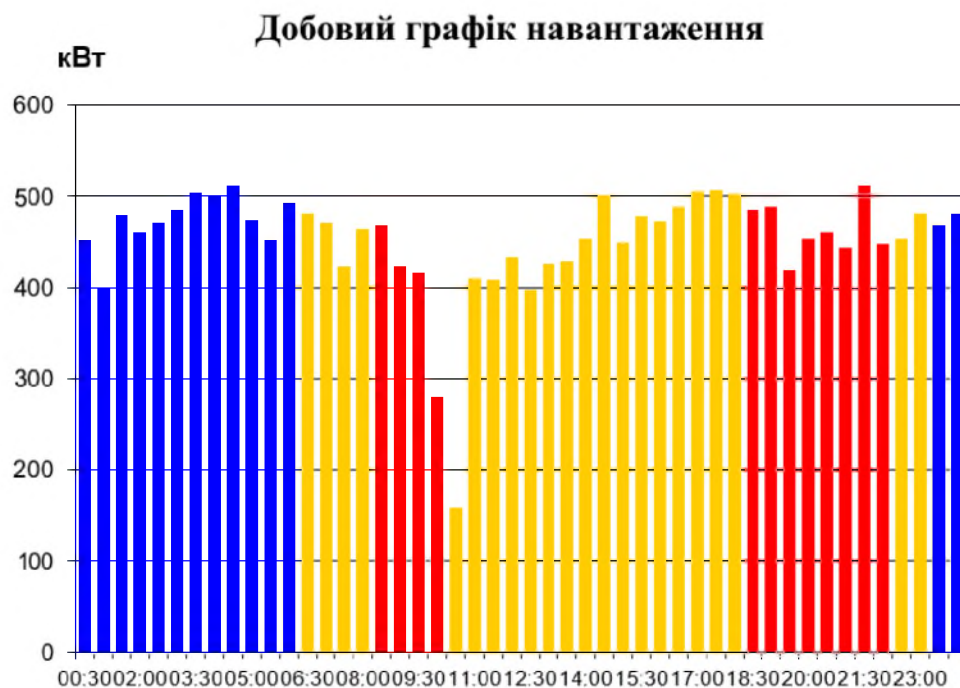
Таким чином, аналіз сучасних технологій регулювання навантаження дає можливість зробити висновок стосовно й подальшого розвитку напрямку інтелектуалізації електричних мереж на локальному рівні.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ У РОЗПОДІЛЬЧІЙ НИЗЬКОВОЛЬТНІЙ СИСТЕМІ СПОЖИВАЧА

3.1 Аналіз графіків навантаження

Аналізу підлягають графіки електричного навантаження підприємства з трехзмінним графіком роботи, бо саме при таких умовах можна більш повно відслідкувати ефективність регулювання сучасними методами навантаження.

На рис. 3.1 та 3.2 наведені ГЕН підприємства за режимними добами взимку та влітку відповідно.



Розподіл активної енергії за зонами доби

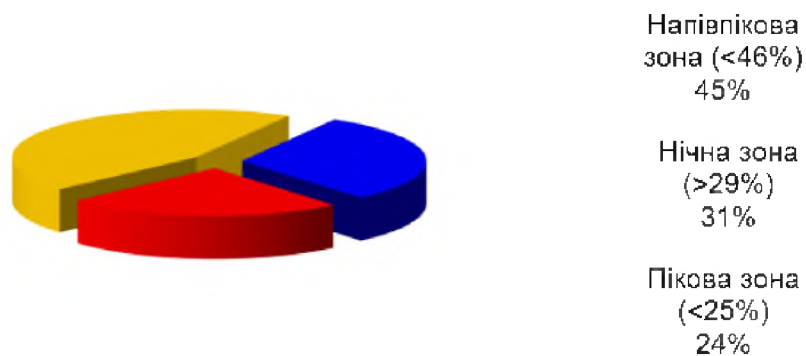


Рисунок 3.1 – ГЕН режимної доби підприємства взимку

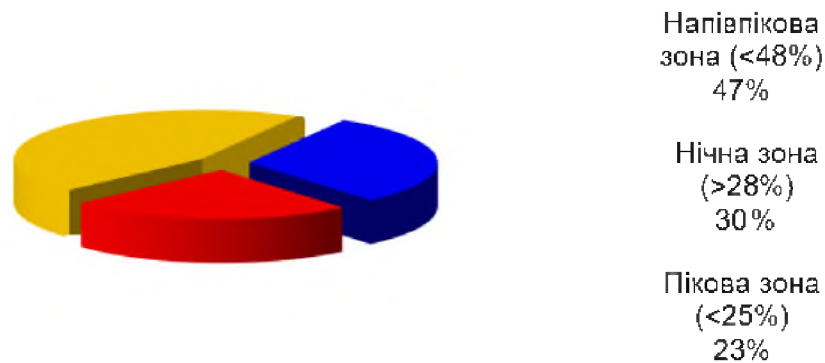
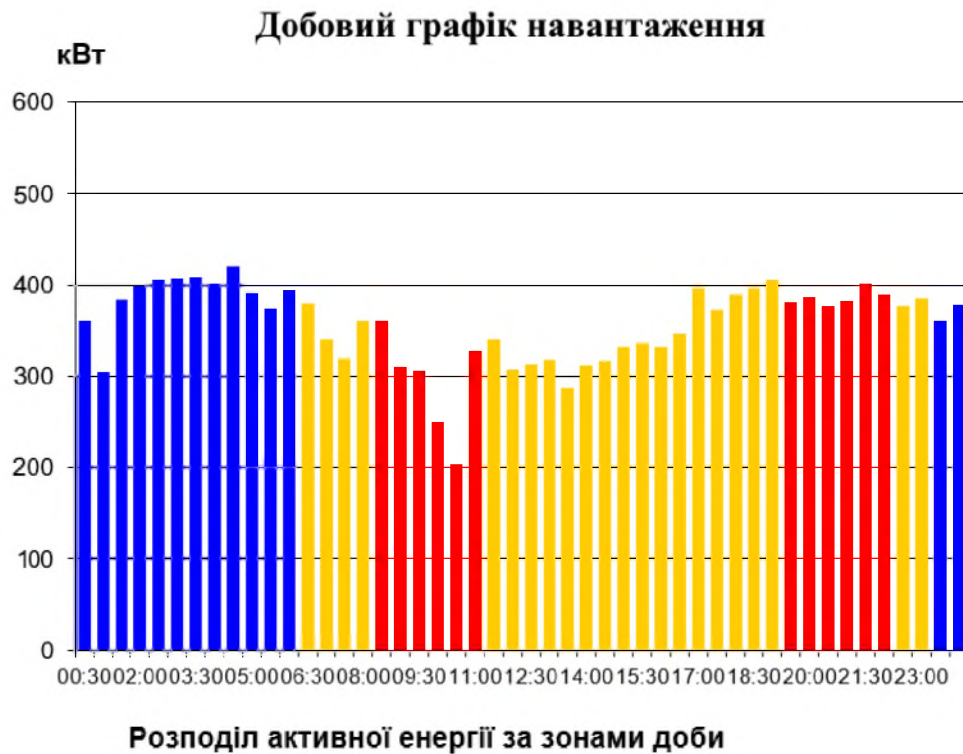


Рисунок 3.2 – ГЕН режимної доби підприємства влітку

Як видно з ГЕН найбільше навантаження маємо взимку, при цьому підприємство має змогу переносу навантаження на нічні години. Специфіка ГЕН підприємства є у тому, що піки навантаження можуть виникати незалежно від часу доби, але у нічний час немає потреби регулювати навантаження так загальна енергосистема не завантажена і при трьохзонній тарифікації оплати, вартість електричної енергії складає 40 % від повної вартості, тому регулювання не доцільне у нічний час. У денний час коли вартість електричної енергії у пікові часи сягає 150% від повної вартості то компенсація частини навантаження за рахунок мікрогенерації від ФЕС є привабливим варіантом.

3.2 Дослідження ефективності застосування технологій мікрогенерації

Згідно проведеного аналізу ГЕН підприємства для регулювання навантаження доцільним є застосування сонячної електростанції з мережевим інвертор, який є перетворювачем напруги від сонячних панелей в напругу мережі.

При використанні методу регулювання напруги від мікрогенерації, потужність джерел живлення практично не перевищую 15 кВт.

Таким чином, система мікрогенерації для покриття піків навантаження, одержує живлення від сонячних панелей, а у якості пристрою для перетворення струму з постійного в змінний приймаємо сонячний мережевий інвертор, так як у даному випадку вся електроенергія, що буде згенерована СЕС йтиме на потреби промислового підприємства.

Приймаємо до встановлення сонячні батареї виробництва марки Solarex MSX60. Для проектування сонячної електростанції, яка вироблятиме власну мікрогенерацію встановленої потужності 15 кВт, необхідно 250 таких сонячних модулів, поєднаних послідовно по 125 штук дві групи. Технічні характеристики сонячних модулів представлені таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Характеристики сонячних модулів Solarex MSX60

Найменування параметрів	Характеристика
Максимальна (пікова) потужність, P_{MPP} , Вт	60
Напруга при максимальній потужності, V_{MPP} , В	17,1
Струм при максимальній потужності, I_{MPP} , А	3,5
Напруга холостого ходу, V_{OC} , В	21,1
Струм короткого замикання, I_{SC} , А	3,8
Температурний коефіцієнт	
напруги холостого ходу, K_V , мВ/°С	80 ± 10
струму короткого замикання, K_I , %/°С	$0,065 \pm 0,015$

На рис. 3.3 представлені розрахункові вольт-амперні та вольт-ватні характеристики фотоелектричного модуля Solarex MSX60 при різних значеннях температури та освітленості.

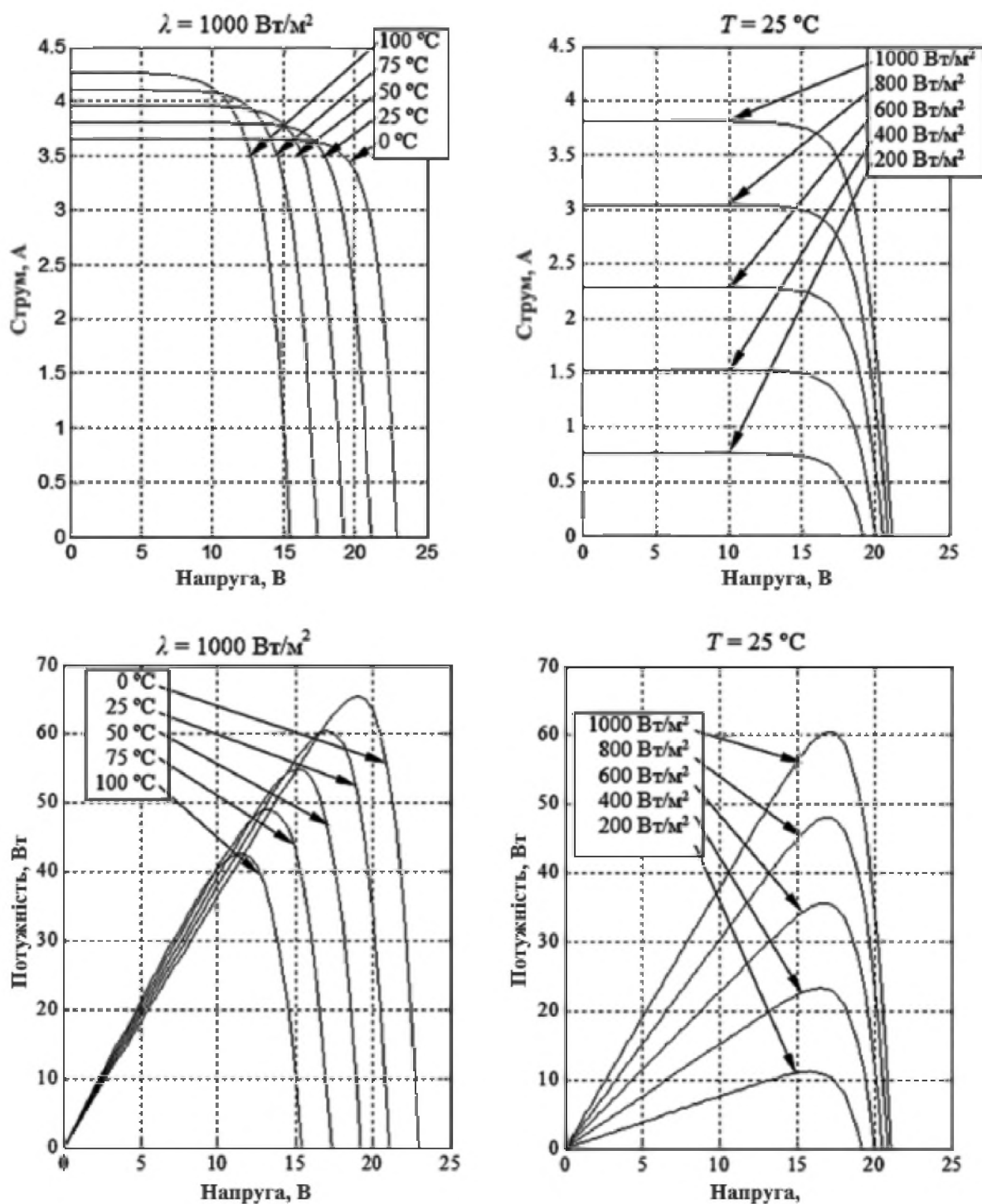


Рисунок 3.3 – Розрахункові Характеристики фотоелектричного модуля Solarex MSX60

Для зв'язку фотоелектричної станції із зовнішньою мережею та функціонування з нею в синхронному режимі обираємо сонячний мережевий інвертор, задля перетворення постійного струму нижчої напруги, що приходить від ФЕУ у струм вищої напруги 220/380 В зовнішньої мережі.. Технічні характеристики сонячного мережного інвертора наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Характеристики інвертора SOFAR 15000TL

Найменування параметрів	Характеристика
Модель	SOFAR 15000TL 3-фазн
Тип пристрою	Безтрансформаторний
Потужність	15 кВт
Максимальна потужність	15 600 Вт
Число контролерів МРР стеження	2
Число входів DC (для кожного МРРТ)	2
Максимальний струм (для кожного МРРТ контролера)	21 А
Діапазон вихідної напруги	180В-270В
Максимальний струм АС	22 А
Номінальна частота	50Гц/60Гц
Захисні функції	Anti Island Protection(ENS), Перенапруга, Перевищення струму, Перевищення температури, Потік вигоку (ПЗВ), Зворотна полярність, Моніторинг помилок заземлення
Стандартний режим зв'язку	Wi-Fi, GPRS (опція), SDкарта, RS485
Зберігання робочих даних	25 років
Температура	-25°C ~ +60°C
Вага	45 кг

На рисунку 3.4 представлена схема приєднання сонячної електростанції до трифазної мережі підприємства.

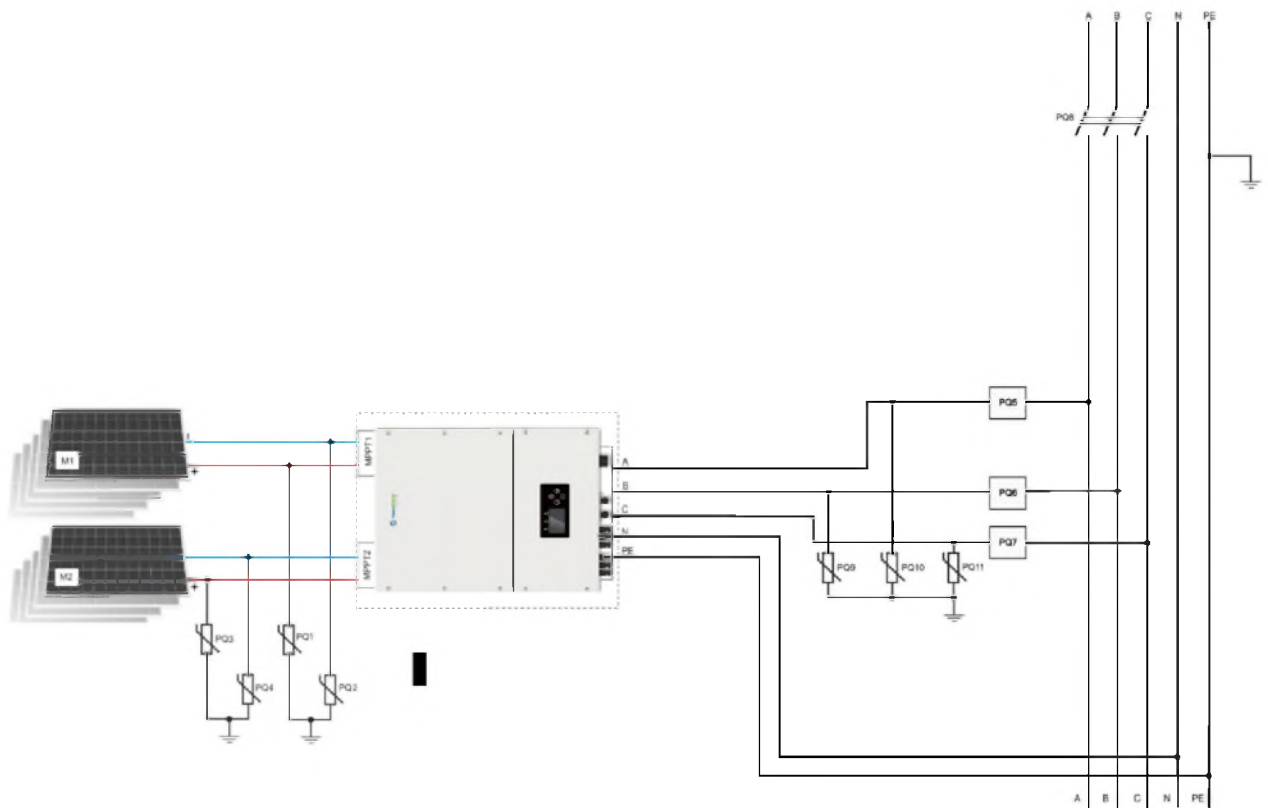


Рисунок 3.4 – Схема приєднання сонячної електростанції до трифазної мережі підприємства

Для захисту від грозових перенапруг, встановлюються пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) PQ5 PQ7, а від впливу комутаційних перенапруг електроустановок в мережах 220/380, на кожен з фаз виходу інвертора встановлені ПЗІП PQ9-PQ11.

Алгоритм роботи наведеної схеми наступний:

У пікову годину якщо навантаження P_n підприємства сягає більше за часно заданої потужності, то P_i , яка видається інвертором, направляється на покриття піку навантаження при паралельній роботі з мережею.

У разі необхідності, надлишки електроенергії від ФЕС можна накопичувати в СНЕ, і, далі, використовувати для освітлення підприємства в темний час доби або додатково ще як джерело живлення під час денних пікових навантажень.

Для аналізу режимів роботи ФЕС було складено математичну модель, яка наведена на рис. 3.5.

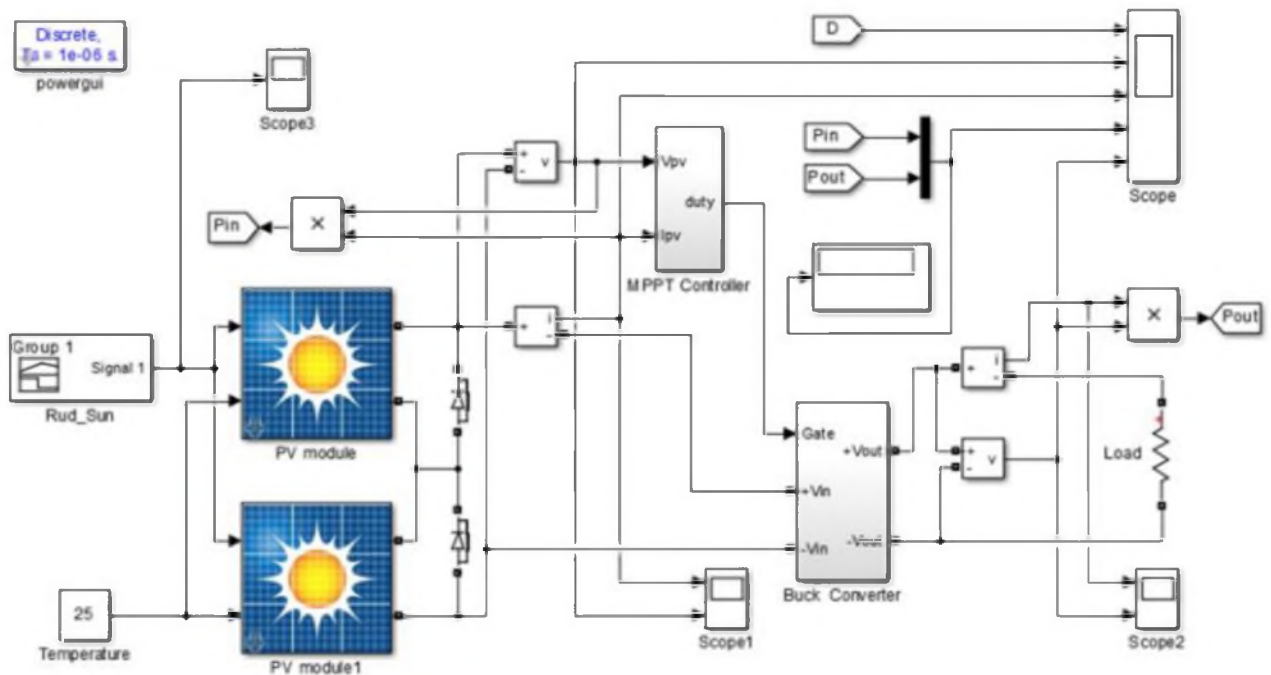
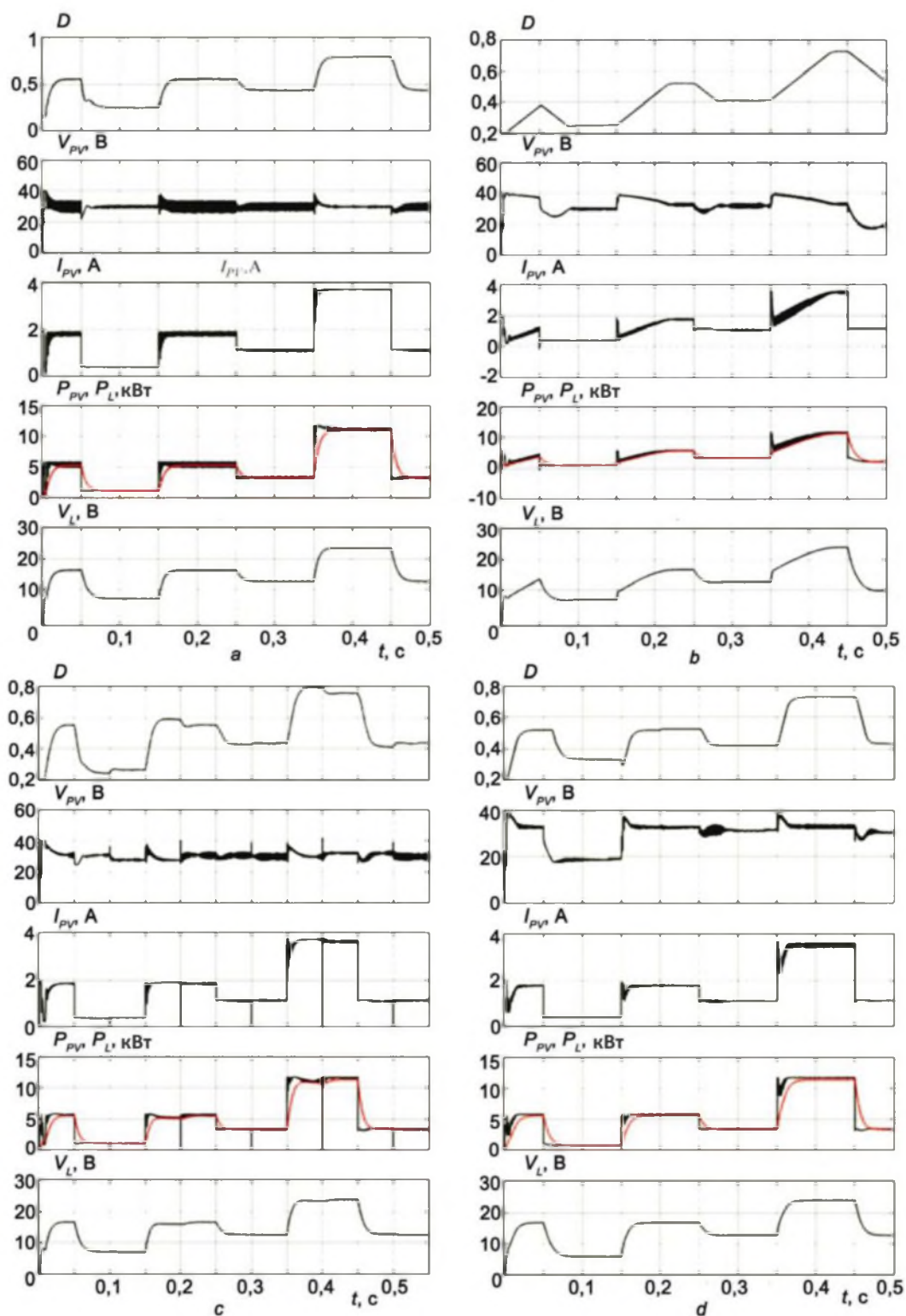


Рисунок 3.5 – Модель фотоелектричної системи в MATLAB/Simulink

При отриманні результатів режимів роботи ФЕС застосовувалися тестові залежності відносно зміни освітленості та температури фотоелектричної батареї, ці результати наведені на рис. 3.6. Штучно створений тестовий сигнал освітленості фотомодуля дає можливість дати оцінку динамічної ефективності встановлених у схемі контролерів слідкування за максимальною потужністю при зміні рівнів освітленості.

Штучно створений температурний тест застосовується для оцінки статичної ефективності тих же контролерів при широкому діапазоні зміни температур (рис.3.7).

Аналіз наведених нижче результатів стосовно потужності, дозволяє зробити висновок, що обрані фотомодулі здатні на роботу з досить хорошим ккд і повністю задовольняють режимам мікрогенерації з метою покриття піків навантаження і таким чином його регулювання.



а – метод постійної напруги; б – метод напруги холостого ходу;
 с – метод випадкових збурень; д – метод збільшення провідності

Рисунок 3.6 – Режими ФЕС при зміні освітленості фотомодуля

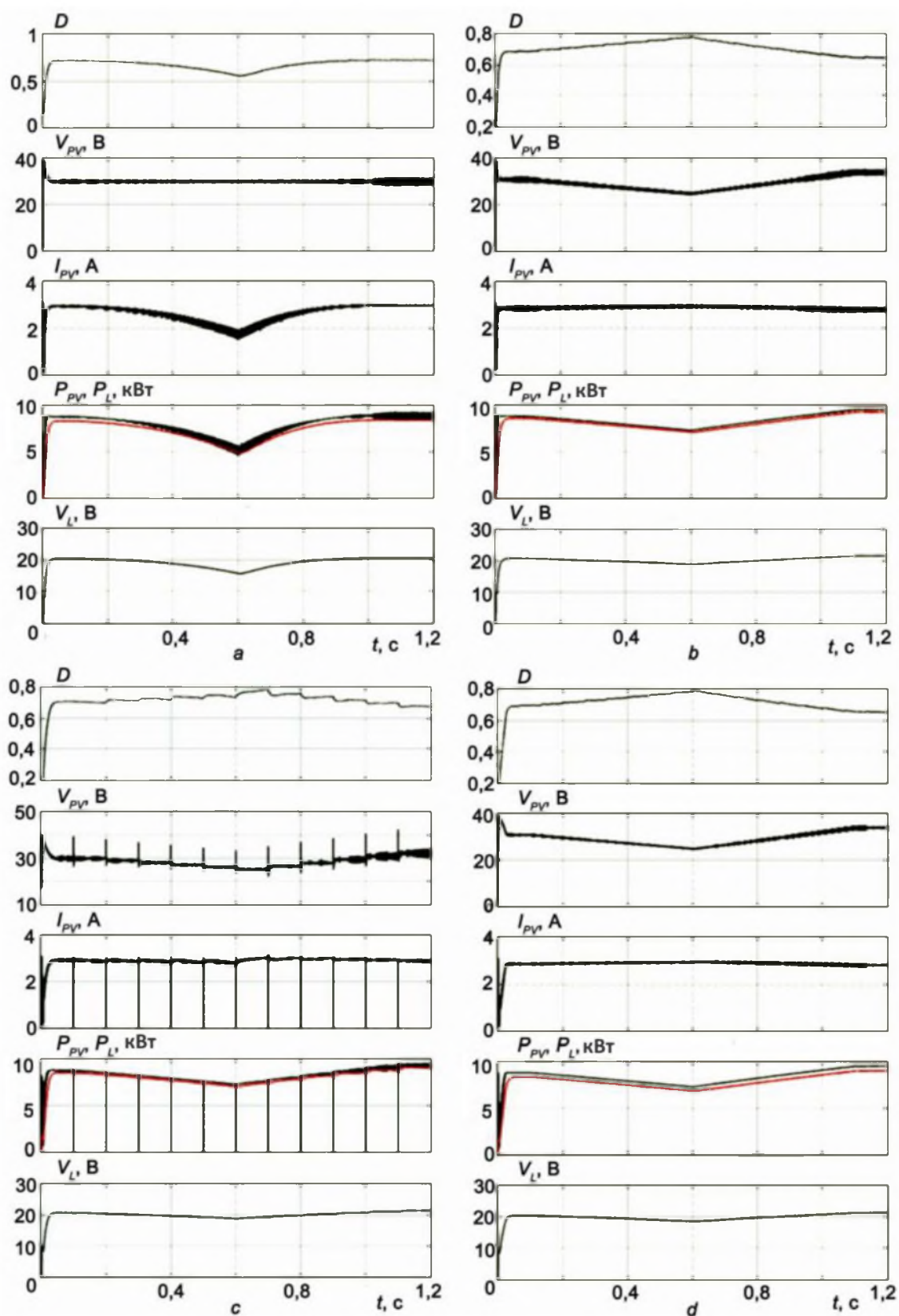


Рисунок 3.7 – Режими ФЕС за зміни температури фотомодуля

Отримані характеристики повністю задовільняють поставленим завданням.

ВИСНОВКИ

У процесі виконання кваліфікаційної роботи були отримані наступні результати:

1. Досліджені класичні методи регулювання графіків електричного навантаження, виявлені недосконалості цих методів у питаннях неможливості їх реалізації при сучасних умовах, що приводить до втрат потужності та відповідно електричної енергії.
2. Проаналізовані сучасні технології регулювання навантаження, на підставі чого зроблено висновки стосовно доцільності локального регулювання навантаження згідно концепції «активного» споживача і інтелектуальних мереж Smart Grid.
3. Проведено дослідження ефективності регулювання навантаження у низьковольтних мережах споживача на прикладі промислового підприємства при використанні технології мікрогенерації від сонячної електростанції. Виконано математичне моделювання і його результати повністю задовільняють поставленим задачам.
4. Розглянуті питання охорони праці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.
2. Малярєнко В.А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания / В.А. Малярєнко, И.Е. Нечмоглод, И.Д. Колотило // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – №4. – С. 61– 66.
3. Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием "активного" потребителя /под ред. д.т.н., проф. Бушуева В.В. – М.: ИД "Энергия", 2013. – 84 с.
4. Волкова И.О., Сальникова Е.А., Шувалова Д.Г. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики. – 2011. – № 2 (40) – С. 50-57
5. Воропай Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И.Воропай, В.А.Стенников // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – №1. – С. 64 – 73.
6. Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии / Д.Н. Карамов // Вестник ИрГТУ. – 2015. – № 9(104). – С.133–139.
7. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с.
8. Охорона праці в електроенергетиці/Упорядник О. В. Кобилянський – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 165 с.

ДОДАТОК А

ОХОРОНА ПРАЦІ

Захисні заходи електробезпеки

Додаткові вимоги до електроустановок різного призначення наведені у відповідних главах ПУЕ.

Електроустановка (ЕУ) – це установка, в якій виробляється, перетворюється, передається, розподіляється та споживається (перетворюється у інші види) електрична енергія.

За видами струму ЕУ поділяються: на установки змінного та постійного струму; За схемою з'єднання: на однофазні і трифазні.

За рівнем напруги:

Стандартними напругами до 1 кВ є: 220/127, 380/220 та 660/380 В. Найбільш розповсюдженими є ЕУ з напругою 380/220 В (трифазні споживачі) чи 220 В (однофазні споживачі).

Стандартними напругами понад 1 кВ є: 6, 10, 35, 110, 150, 220, 400, 500 і 750 кВ.

Електробезпека – відсутність загрози з боку ЕУ життю, здоров'ю та майну людей, тваринам, рослинам та довкіллю.

Електроустановки у відношенні заходів електробезпеки поділяються на:

- електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю;
- електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах з ізолюованою нейтраллю;
- електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з ізолюованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю;
- електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю.

Для електроустановок напругою до 1 кВ вжиті такі позначення типу заземлення системи струмопровідних провідників і відкритих провідних частин живильної електричної мережі:

система TN – система, у якій живильні мережі (однофазні, двофазні і трифазні для змінного струму, двопровідні і трипровідні для постійного струму) мають глухе заземлення однієї точки струмопровідних частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно нейтрального і захисного провідників;

система TN-S – система TN, у якій захисний і нейтральний провідники розділені на всьому її протягу;

система TN-C – система TN, у якій захисний і нейтральний провідники поєднані в одному провіднику на всьому її протягу;

система TN-C-S – система TN, у якій функції захисного і нейтрального провідників поєднані в одному провіднику в якійсь її частині, починаючи від джерела живлення;

система TT – система, у якій живильна мережа має глухе заземлення однієї точки струмоведучих частин джерела живлення, а відкриті провідні частини електроустановки приєднані до захисного провідника, який з'єднаний із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача, до якого приєднана точка струмопровідних частин джерела живлення;

система IT – система, у якій живильна мережа ізольована від землі чи заземлена через прилади або (і) пристрої, які мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднані до захисного провідника, який заземлюється.

На рисунках А.1 і А.2 наведені приклади виконання систем TN, TT та IT відповідно в трифазних електроустановках змінного струму та в електроустановках постійного струму.

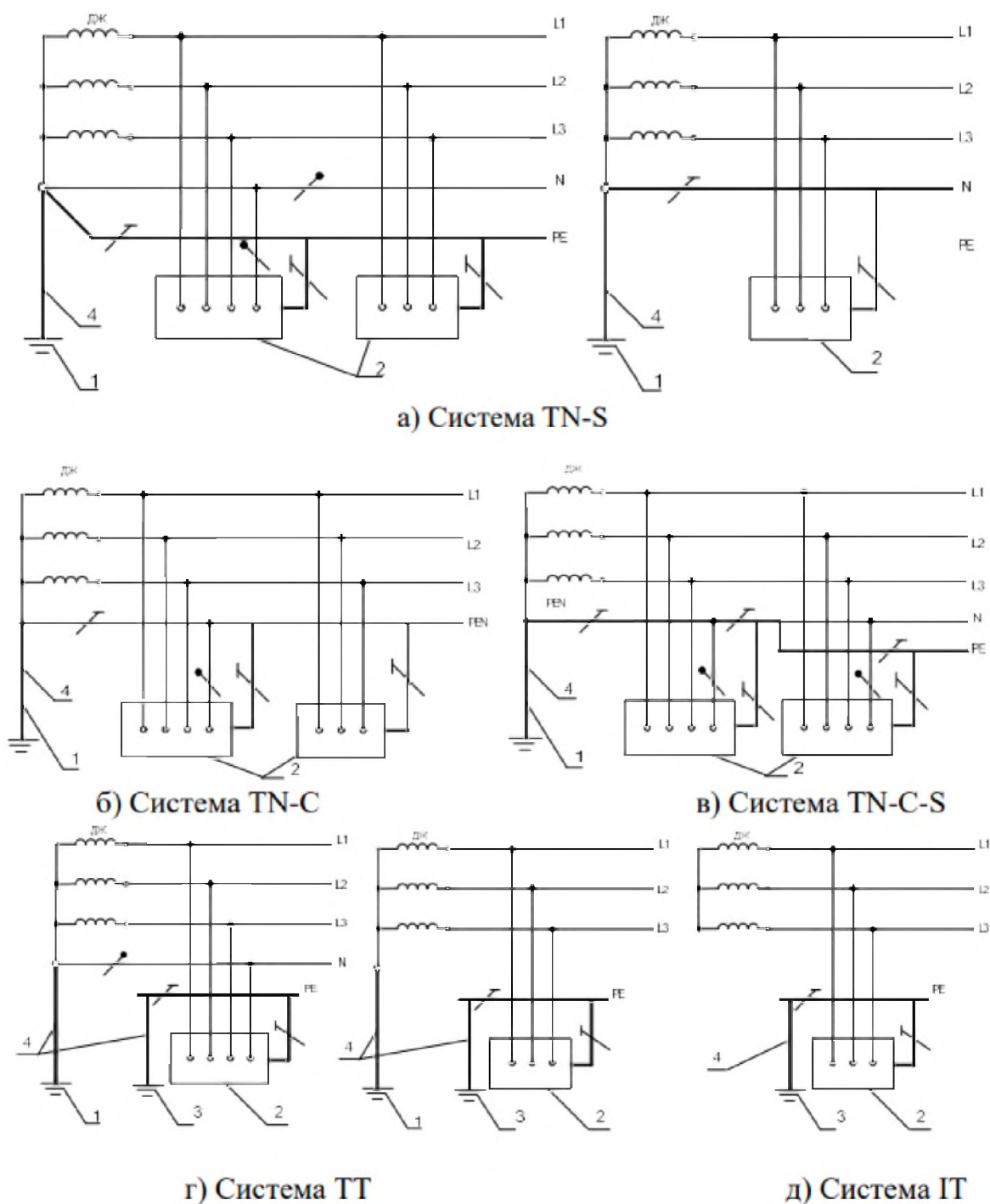


Рисунок А.1 – Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S, TT та IT в трифазних електроустановках змінного струму:

ДЖ – джерело живлення; L1 , L2, L3 – фазні провідники; 1 – заземлення нейтралі; 2 – відкриті провідні частини електрообладнання; 3 – заземлення відкритих провідних частин; 4 – заземлювальний провідник; (потовщеними лініями виділені заземлювальні і захисні провідники)

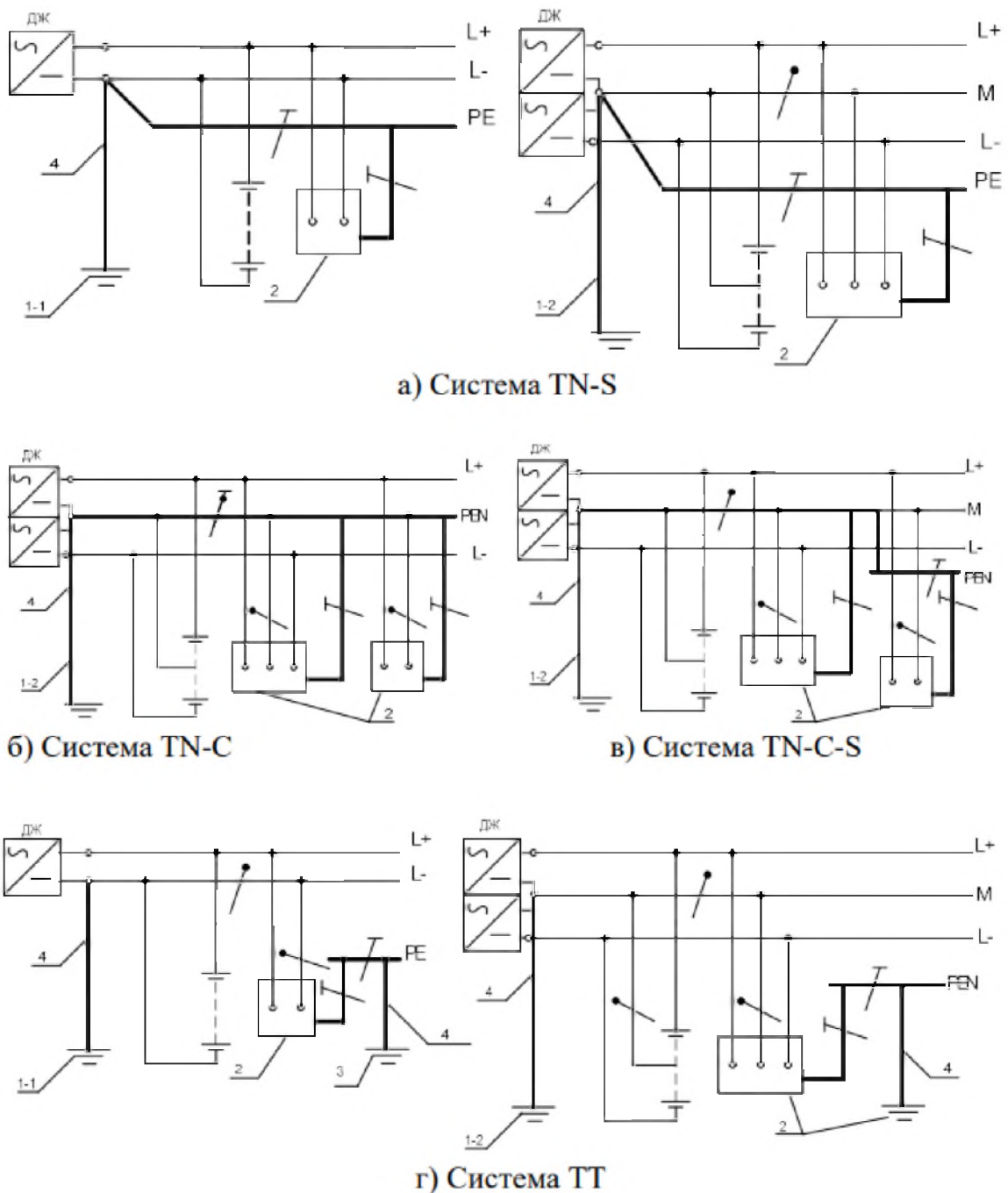


Рисунок 1.2 – Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S та TT в електроустановках постійного струму:

ДЖ – джерело живлення; L+, L- – лінійні провідники позитивного і негативного полюсів; 1-1 – заземлення лінійного провідника; 1-2 – заземлення середнього провідника; 2 – відкриті провідні частини електрообладнання; 3 – заземлення відкритих провідних частин; 4 – заземлювальний провідник; (потовщеними лініями виділені заземлювальні і захисні провідники)

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою (ЗП) безпосередньо або через малий опір (наприклад, трансформатор струму).

Ізольована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до ЗП або приєднана до нього через великий опір приладів сигналізації, вимірювання та інших.

Компенсована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до ЗП через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму у мережі під час однофазних замикань на землю.

Заземлена через резистор нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора в ЕМ з ізольованою або компенсованою нейтраллю, приєднана до ЗП через резистор, наприклад, для захисту мережі від перенапруги або (і) виконання селективного захисту у разі замикання на землю, що призводить до збільшення струму замикання.

Струмоведачі частини електроустановки повинні бути недоступними для випадкового прямого дотику до них, а доступні для дотику відкриті її частини і сторонні провідні частини не повинні знаходитися під напругою, яка становить небезпеку ураження електричним струмом як у нормальному режимі роботи електроустановки, так і при пошкодженні її ізоляції.

Для захисту від ураження електричним струмом при прямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі основні заходи захисту:

- основна ізоляція струмоведачих частин;
- огорожі і оболонки;
- бар'єри;
- розміщення поза зоною досяжності;
- наднизька (мала) напруга.

Для додаткового захисту від прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ можуть застосовуватись ПЗВ.

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

– 25 В змінного або 60 В постійного струму при застосуванні системи БННН, а також системи ЗННН у випадку, коли електрообладнання експлуатується тільки в сухих приміщеннях і знаходиться в зоні дії системи зрівнювання потенціалів, а ймовірність контакту людини з частинами, які знаходяться під напругою, мала;

– 6 В змінного або 15 В постійного струму у всіх інших випадках.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі заходи захисту:

- захисне заземлення;
- автоматичне вимикання живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- вирівнювання потенціалів;
- подвійна або посилена ізоляція;
- захисний електричний поділ кіл;
- ізолюючі (непровідні) приміщення, зони, площадки;
- наднизька (мала) напруга.

Захист від непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо напруга електроустановці перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути передбачені в електроустановці чи її частині або застосовані до окремих електроприймачів і можуть бути реалізовані при виготовленні електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

Застосування двох і більше заходів захисту в електроустановці не повинно чинити взаємного впливу, що знижує ефективність кожного з них.

Для захисного заземлення електроустановок можуть бути використані штучні і природні заземлювачі. В першу чергу слід використовувати природні заземлювачі. Якщо при використанні природних заземлювачів опір заземлювальних пристроїв задовольняє пред'явлені до них вимоги, то виконання штучних заземлювачів в електроустановках напругою до 1 кВ не обов'язкове.

Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не повинно приводити до їх ушкодження при протіканні по них струмів короткого замикання або до порушення роботи пристроїв, з якими вони зв'язані.

Для заземлення в електроустановках різних призначень і напруг, територіально зближених, необхідно, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовується для заземлення електроустановок одного або різних призначень і напруг, повинен задовольняти усі вимоги, висунуті до заземлення цих електроустановок: захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції; умови режимів роботи мереж; захист електрообладнання від перенапруги; електромагнітну сумісність комп'ютерних і мікропроцесорних систем, РЗА і АСУ ТП, які застосовуються у цих електроустановках, тощо - протягом усього періоду експлуатації. В першу чергу повинні дотримуватись вимоги, висунуті до захисного заземлення.

При виконанні незалежного окремого заземлювача для функціонального заземлення за умовами роботи інформаційного або іншого чутливого до впливу перешкод устаткування повинні бути вжиті спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які виключають одночасний дотик до частин, що можуть при ушкодженні ізоляції опинитися під небезпечною різницею потенціалів.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій можуть бути використані природні і штучні заземлювальні провідники при їх кількості не менше двох.

Необхідні значення напруг дотику і опорів заземлювальних пристроїв при стіканні з них струмів замикання на землю і струмів витоку повинні бути забезпечені при найбільш несприятливих умовах у будь-яку пору року.

При визначенні опору заземлювальних пристроїв повинні враховуватися штучні і природні заземлювачі.

При визначенні питомого опору землі за розрахункове слід приймати його сезонне значення, яке відповідає найбільш несприятливим умовам.

Заземлювальні пристрої повинні бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і не повинні термічно ушкоджуватись за час їх протікання. Матеріал і переріз заземлювачів повинні забезпечувати їх стійкість до корозії на весь період експлуатації.

Електроустановки напругою до 1 кВ житлових, громадських і промислових будинків, як правило, отримувати живлення від джерела з глухозаземленою нейтраллю із застосуванням системи заземлення TN. Вимоги до вибору системи TN-C, TN-S, TN-C-S для конкретних електроустановок подаються у відповідних главах ПУЕ.

Вимоги захисту при непрямому дотику поширюються на:

- 1) корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;
- 2) приводи електричних апаратів;
- 3) вторинні обмотки трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів;
- 4) каркаси розподільчих щитів, щитів керування, щитків і шаф, а також знімальних частин або частин, які відкриваються, якщо на останніх встановлене електрообладнання напругою вище 50 В змінного або 120 В постійного струму (у випадках, передбачених відповідними нормами - вище 12 чи 25 В змінного або 30 чи 60 В постійного струму);
- 5) металеві конструкції розподільчих пристроїв, металеві кабельні конструкції, металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броня контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, металеві рукави і труби електропроводки, кожухи і опорні конструкції шинопроводів (струмопроводів), лотки, короби, струни, троси і сталеві смуги, на яких прикріплені кабелі і проводи (крім струн, тросів і смуг, по яких прокладені кабелі із зануленою або заземленою металевою оболонкою або бронею), а також інші металеві конструкції, на яких встановлюється електрообладнання;

6) металеві оболонки і броня контрольних, силових кабелів і проводів, напругою, що не перевищує стандартних значень;

7) металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів; 8) металеві корпуси електрообладнання, встановленого на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

При виконанні заходів захисту в електроустановках напругою до 1 кВ класи електрообладнання за способом захисту людини від ураження електричним струмом слід приймати відповідно до таблиці А1.

Таблиця А1 - Застосування електрообладнання в електроустановках напругою до 1 кВ

Клас згідно з ГОСТ 12.2.007.0 МЭК536	Маркування	Призначення захисту	Умови застосування
Клас 0	—	При непрямому дотику	1.Застосування в непровідних приміщеннях. 2. Живлення від вторинної обмотки розділювального трансформатора тільки одного електроприймача
Клас I	Захисний затискач —  або букви РЕ, або жовтозелені смуги	При непрямому дотику	Приєднання заземлювального затискача до захисного провідника електроустановки
Клас II	Знак — 	При непрямому дотику	Незалежно від прийнятих в електроустановці заходів захисту
Клас III	Знак — 	При прямому і непрямому дотику	Живлення від безпечного розділювального трансформатора