

Узгодження графіків навантаження і генерування фотовольтаїчних станцій з врахуванням прогнозу метеопараметрів

Виконав

ст. гр. ЕСМ-16м Ситник А.В

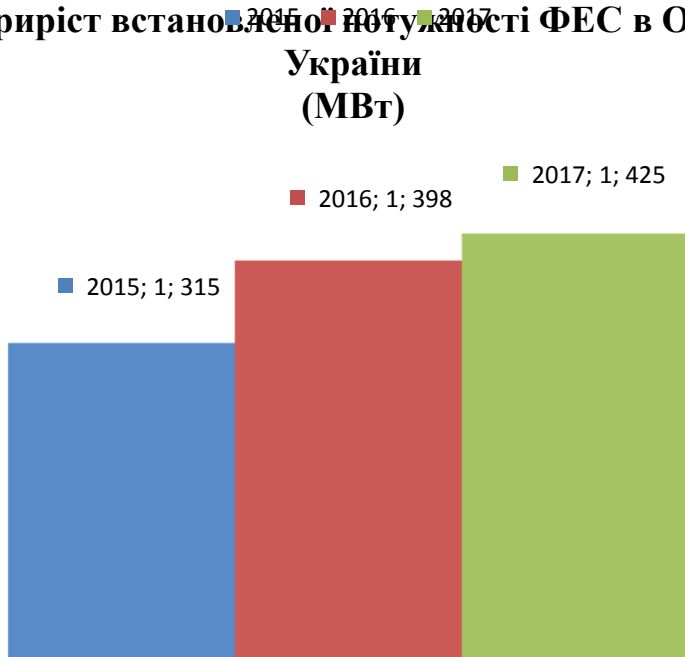
Науковий керівник

Лежнюк Петро Дем'янович

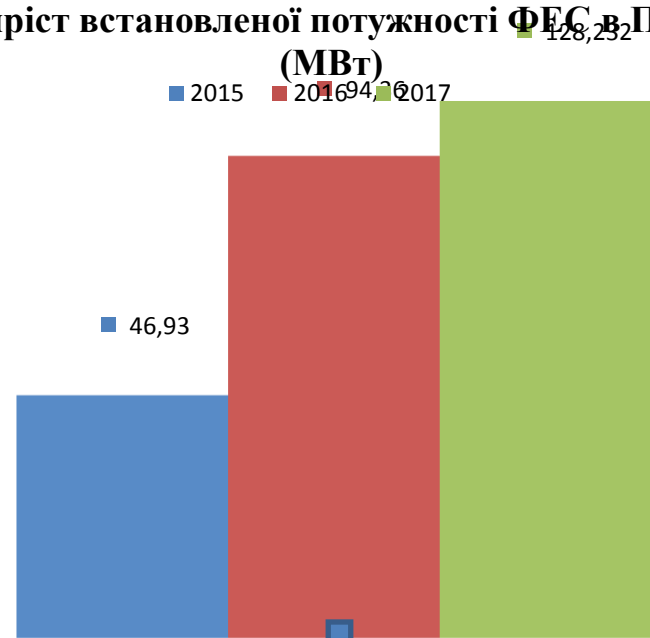
доктор технічних наук, професор

Темпи збільшення встановленої потужності ФЕС

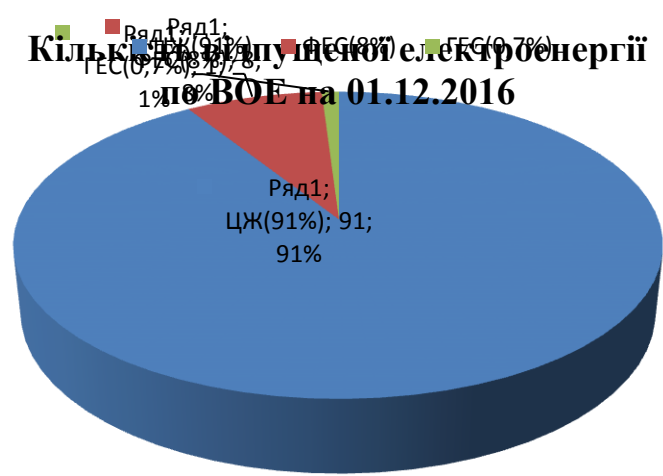
Приріст встановленої потужності ФЕС в ОЕС України (МВт)



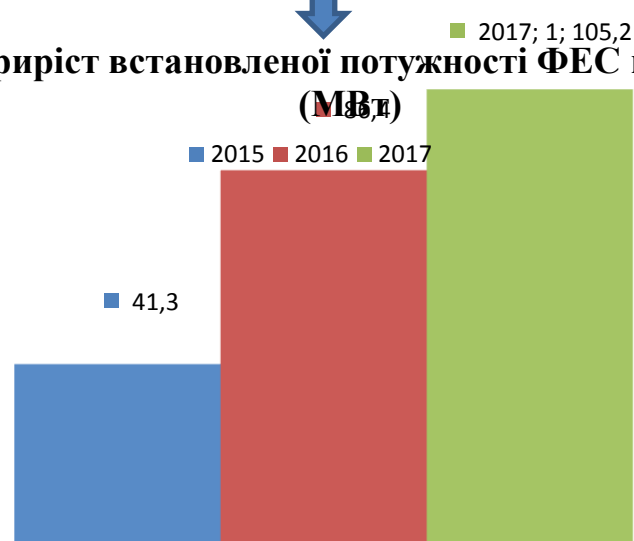
Приріст встановленої потужності ФЕС в ПЗЕС (МВт)



Кількість встановленої електроенергії до ВОЕ на 01.12.2016



Приріст встановленої потужності ФЕС в ВОЕ (МВт)



Локальна електрична система з різнотипними РДЕ

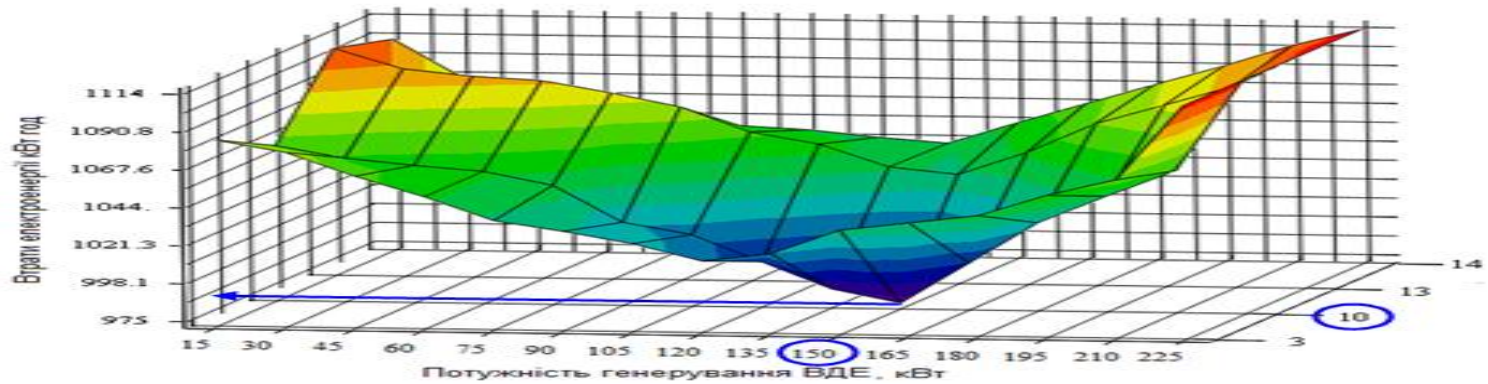
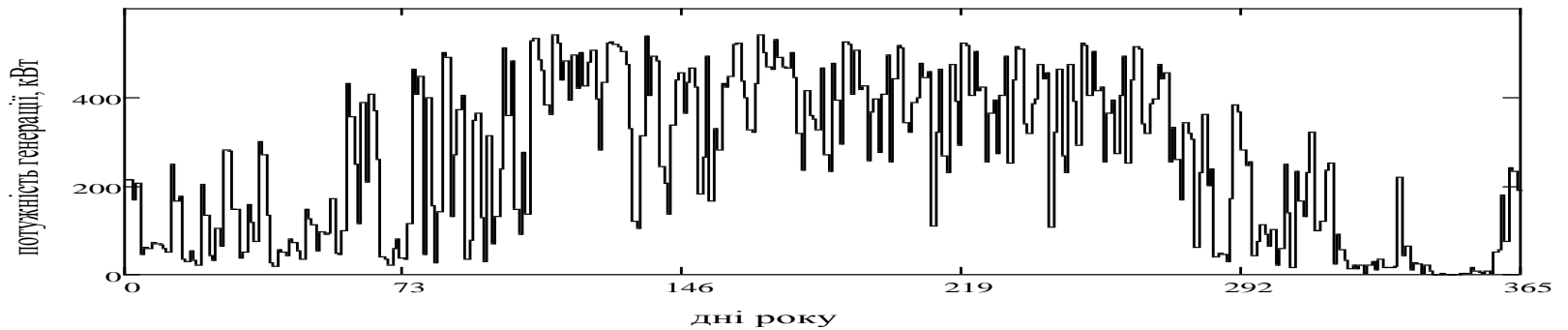


Рисунок 3.2 - Залежність зміни втрат електроенергії в ЛЕС від потужності генерування ФЕС

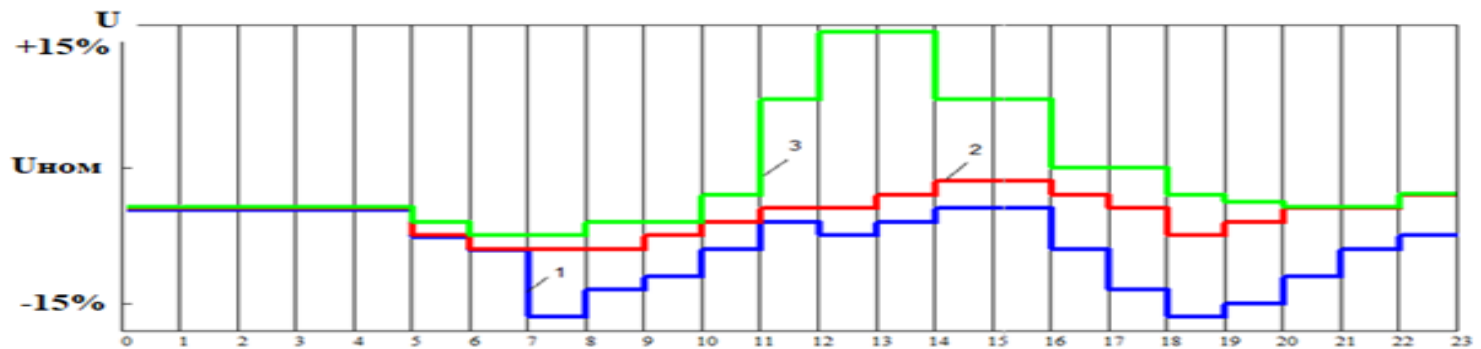


Рисунок 3.3 – Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження 1–без ФЕС; 2 – з ФЕС; 3 потужністю ФЕС більшою за потужність навантаження

Мета роботи та основні задачі

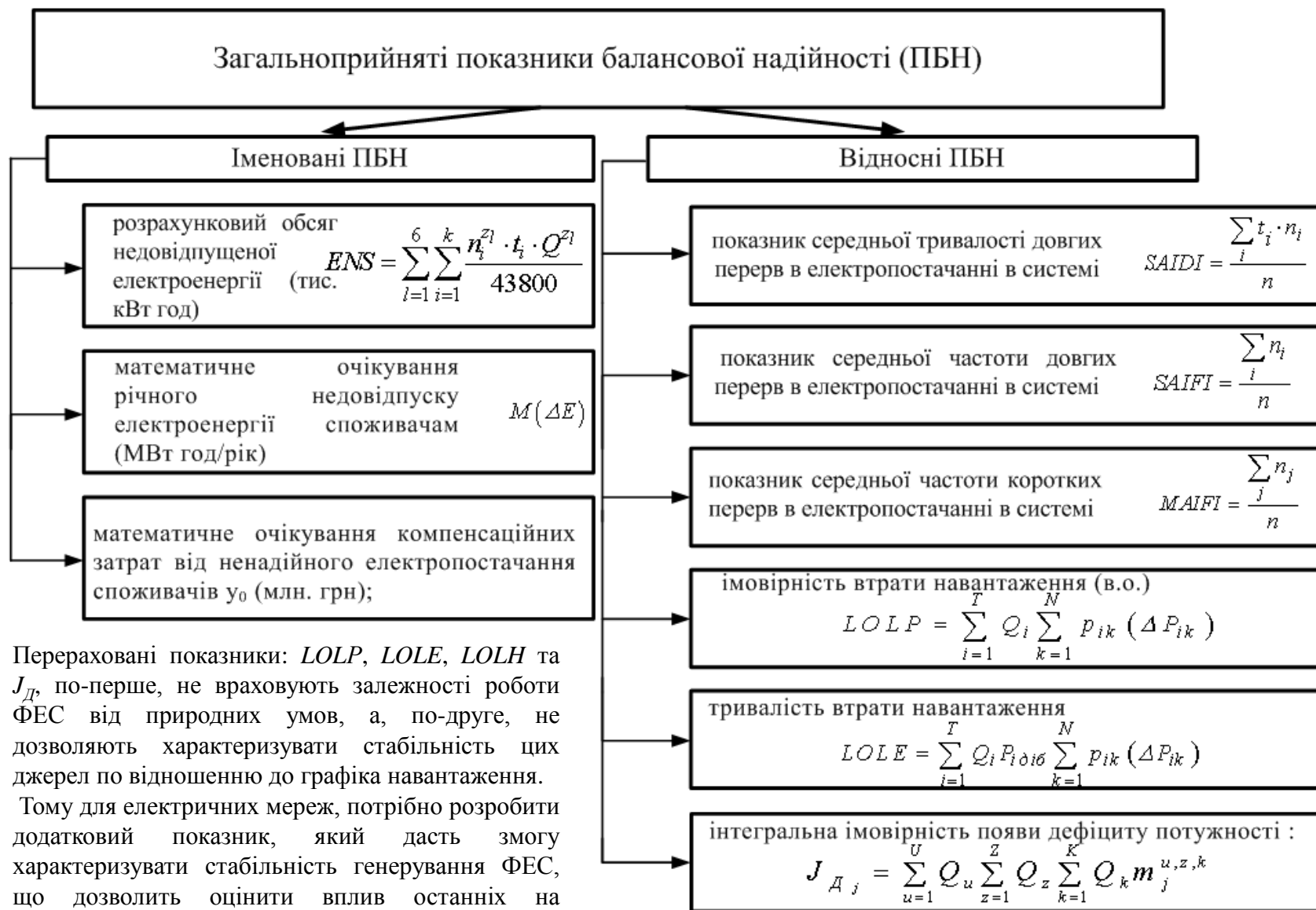
Метою роботи є підвищення балансової надійності роботи розподільних електричних мереж та покращення їх якості функціонування шляхом визначення оптимальних потужностей генерування фотовольтаїчних електростанцій.

Об'єктом дослідження роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з фотовольтаїчними електростанціями.

Предметом дослідження є методи та засоби підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж з фотовольтаїчними електростанціями.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

- дослідження взаємовпливу режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- аналіз методів оцінювання балансової надійності локальних електричних систем в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розроблення методу оцінювання стабільності генерування відновлювальних джерел енергії в задачах оцінювання балансової надійності;
- вдосконалення інтегрального показника якості функціонування локальних електричних систем для оцінювання рівня якості електропостачання споживачів;
- розроблення методу визначення оптимальної встановленої потужності відновлювальних джерел енергії на підставі аналізу якості функціонування локальної електричної системи;
- розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження в локальній електричній системі;
- розроблення методу визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи;



Перераховані показники: *LOLP*, *LOLE*, *LOLH* та *J_{Dj}*, по-перше, не враховують залежності роботи ФЕС від природних умов, а, по-друге, не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел по відношенню до графіка навантаження.

Тому для електричних мереж, потрібно розробити додатковий показник, який дасть змогу характеризувати стабільність генерування ФЕС, що дозволить оцінити вплив останніх на балансову надійність. Такий показник повинен ґрунтуватись на основі оцінювання ймовірнісної природи генерування ФЕС.

Розроблення методу визначення показника стабільності генерування ФЕС

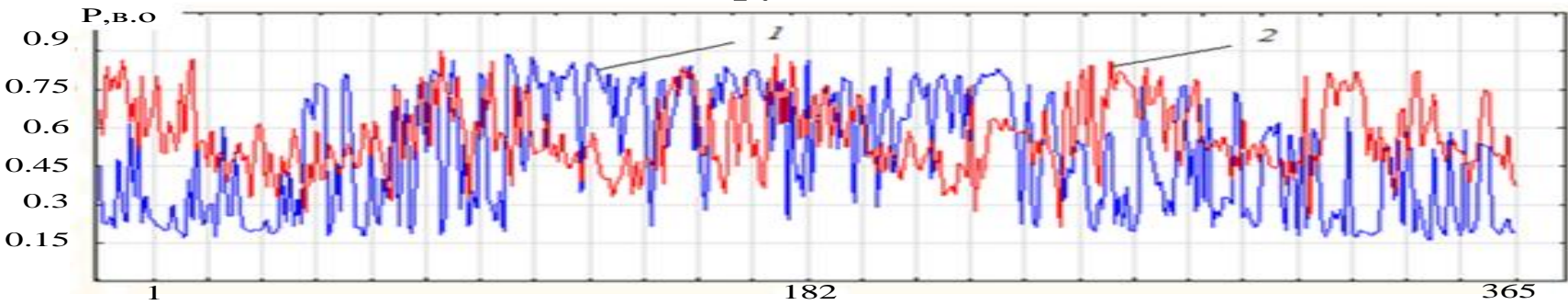


Рисунок 6.1 – Зміна потужності генерування ФЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

В тих випадках, коли «форму» розподілу не вдається описати одним розподілом, можна описати її за допомогою суміші розподілів.

$$p(x) = \sum_{j=1}^m w_j p_j(x), \quad (6.1)$$

де $p_j(x)$ – функція густини розподілу j -тої компоненти суміші, w_j – вага j -тої компоненти суміші (апріорна імовірність), $j = 1...k$ – кількість компонент в суміші.

Функція густини розподілу має вигляд:

$$p_j(x) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^k |\zeta_j|}} e^{\left(-\frac{1}{2}(x-\mu_j)^T \zeta_j^{-1}(x-\mu_j)\right)}$$

де μ_j - математичне очікування j -тої компоненти, ζ_j – коваріаційна матриця j -тої компоненти, що має зміст середньоквадратичного відхилення
Задача розщеплення заключається в оціненні параметрів вектора:

$$\Theta_j = (w_j, \theta_j)$$

де $\theta_j = \{\mu_j, \zeta_j\}$ - вектор імовірнісних x -тик

Розщеплення гаусової суміші пропонується проводити за допомогою методу оцінки-максимізації (expectation-maximization) правдоподібності

На **E-кроці** вираховуємо очікуване значення (expectation) вектора прихованих параметрів $G = (g_{ij}) = (g_1...g_j)$

$$g_{ij} = \frac{w_j p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^m w_s p_s(x_i)}, \quad (6.2)$$

На **M-кроці** маючи значення вектора прихованих параметрів g_{ij} вирішуємо оптимізаційну задачу:

$$Q(\Theta) = \ln \prod_{i=1}^m p(x_i) = \sum_{i=1}^m \ln \sum_{j=1}^k w_j p_j(x_i) \rightarrow \max(\Theta)$$

В результаті розв'язку задачі отримаємо:

$$\sum_{i=1}^m g_{ij} \ln \varphi(x_i; \theta_j) \rightarrow \max(\theta_j), \quad j = 1, \dots, k$$

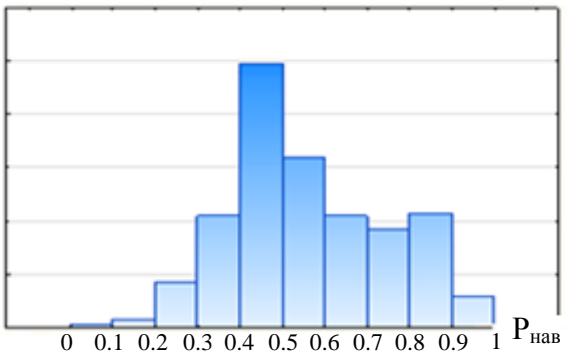


Рисунок 6.2 – Гістограми густини потужності навантаження;

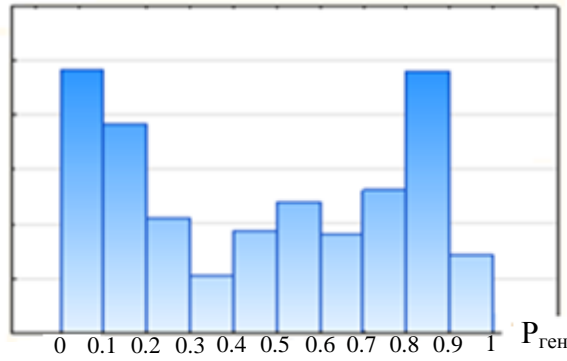


Рисунок 6.3 – Гістограми густини потужності генерування ФЕС;

В результаті розщеплення гаусової суміші на компоненти за допомогою EM-алгоритму, отримуємо основні імовірнісні характеристики процесів генерування ФЕС та навантаження.

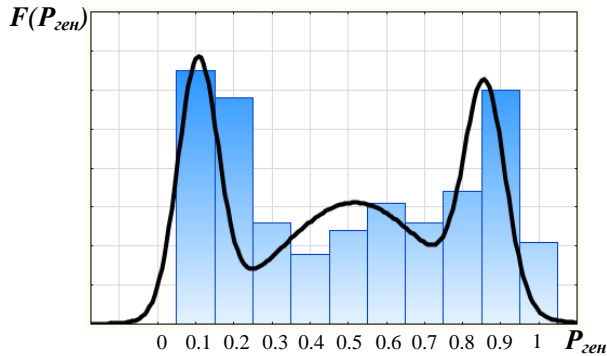


Рисунок 7.1 – Модель гаусової суміші для потужності генерування ФЕС

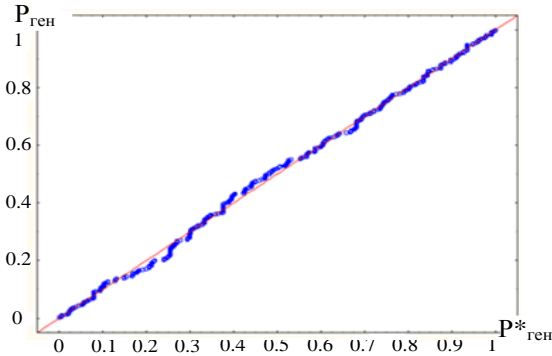


Рисунок 7.2 – Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності генерування ФЕС

На основі проведених досліджень по визначенню основних статистичних характеристик процесів генерування та навантаження, з урахуванням отриманого закону розподілу, маючи вагу кожної компоненти генерування та навантаження, можна визначити ймовірність видачі певної потужності генерування ФЕС та навантаження:

$$F(P_u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{P_u}^{P_{u+1}} e^{-\frac{r^2}{2}} dP_u,$$

$r = \frac{(P_u - \mu)}{\sigma}$, а P_u відповідно приймає значення P_u

та P_{u+1} кожної складової компоненти генерування ФЕС чи споживання; μ – математичне очікування; σ – середньоквадратичне відхилення.

$$F_{покр.u_t} = F_{НАВ u_t} \cdot \sum_{z=1}^f F_{ФЕС z_t},$$

$P_{НАВ u_t} \leq P_{ФЕС z_t}$

де f – кількість складових компонент генерування, t – часовий проміжок на якому визначається ймовірність покриття споживання генеруванням ФЕС.

$$k_{стаб.t} = \frac{1}{b} \sum F_{покр.u_t}$$

b – кількість годин протягом яких виконується оцінювання стабільності генерування

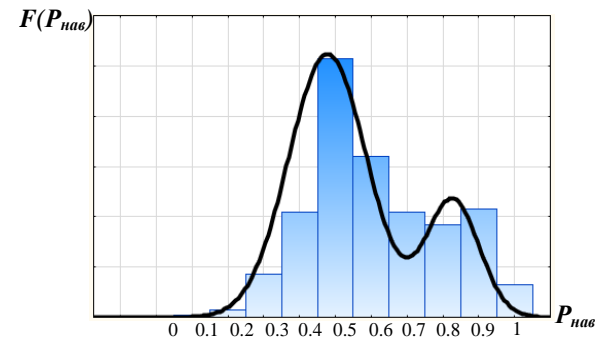


Рисунок 7.3 – Модель гаусової суміші для потужності навантаження

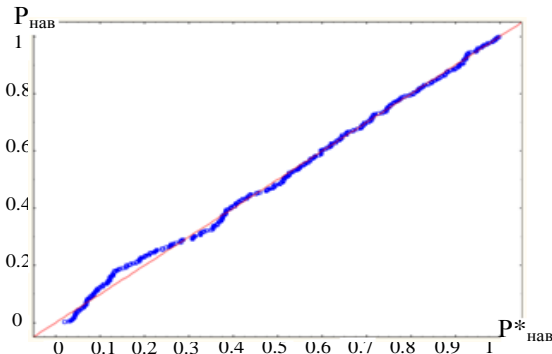


Рисунок 7.4 – Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності навантаження

Визначення ємності та графіка роботи накопичувача фотовольтаїчної електростанції

Визначені ймовірності покриття та не покриття графіка навантаження (рис.8.1), дозволяють визначити ємність накопичувача, що можна використовувати на ФЕС для дотримання заданого графіка генерування та/або покриття графіка навантаження.

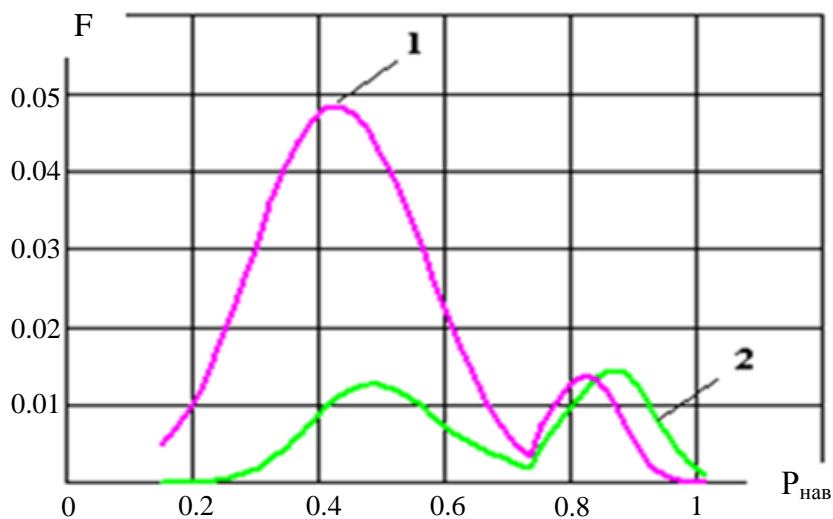


Рисунок 8.1 – Графічне представлення зміни ймовірностей покриття (1) та не покриття (2) заданого графіка споживання генеруванням ФЕС на протязі 12:30-13:00

Ймовірність покриття графіка навантаження, дозволяє визначити математичне очікування надлишкової потужності, тобто потужність генерування ФЕС, що більша за навантаження на t-му проміжку часу доби:

$$M_{над,t} = \sum_u F_{покр_{t_u}} \cdot P_{наві_{t_u}}, \quad (8.1)$$

де $F_{покр_{t_u}}$ – ймовірність покриття графіка навантаження, $P_{наві}$ – потужність навантаження.

Аналогічно можна визначити потужність, що повинна бути забезпечена накопичувачем для підтримання заданого графіка генерування ФЕС:

$$M_{деф,t} = \sum_u F_{не\ покр_{t_u}} \cdot P_{наві_{t_u}}, \quad (8.2)$$

де $F_{не\ покр_{t_u}}$ – ймовірність не покриття графіка навантаження, $P_{наві}$ – потужність навантаження.

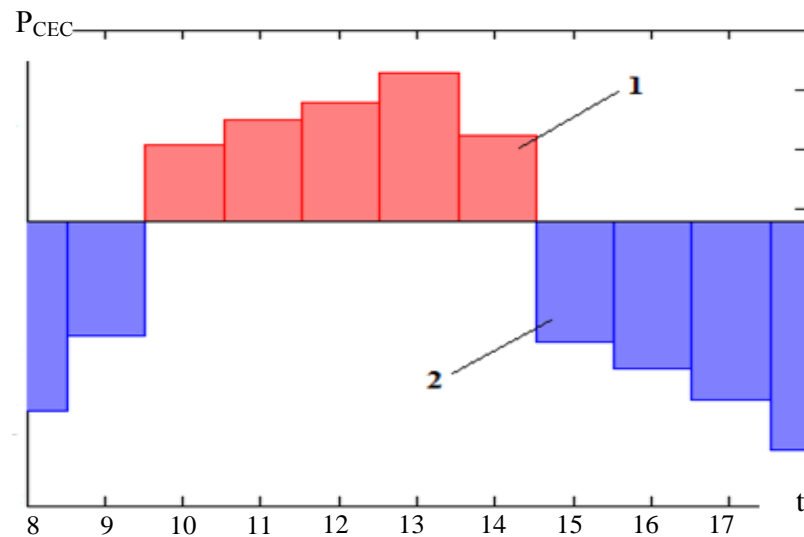


Рисунок 8.2 – Графік роботи накопичувача (1) – години в які накопичувач працює в режимі акумуляції, (2) – години в які накопичувач працює в режимі видачі потужності

Формування графіка роботи накопичувача здійснюється при допущенні, що години в які $M_{над} < M_{деф}$, можна віднести умовно до годин в яких накопичувач буде працювати на видачу потужності та навпаки, коли $M_{над} > M_{деф}$, мова йтиме про режим накопичення енергії.

Метод визначення потужності резерву для забезпечення балансової надійності ЛЕС

Задача визначення оптимальної потужності резерву ЛЕС незалежно від принципів керування повинна відповідати мінімуму приведених затрат на підтримання потужності резерву та враховувати затрати, що будуть компенсуватись в разі незабезпечення балансової надійності споживачів ЛЕС. Отже, цільову функцію можна записати:

$$B_{\Sigma} = B(P_P) + B(P_{ПС}) + B(\Delta W) \rightarrow \min, \quad (9.1)$$

$B(P_P) = \epsilon_{P_P}^{num} \cdot P_P$ – витрати на резерв генерувальної потужності P_P

$B(P_{ПС}) = \epsilon_{P_{ПС}}^{num} \cdot P_{ПС}$ – витрати на запас пропускної здатності ЛЕП;

$\epsilon_{P_P}^{num}, \epsilon_{P_{ПС}}^{num}$ – питомі витрати (грн/кВт) на створення резерву генерування для ЛЕС і витрати на підтримання запасу по пропускній спроможності ЛЕП відповідно;

$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot M[\Delta W]$ – витрати на компенсацію споживачам за недовідпущену електроенергію, ϵ_0 – питома вартість кВт год недовідпущеної електроенергії (грн/кВт год).

На основі ймовірнісних характеристик процесу генерування ФЕС, можна визначити нестабільність покриття ГЕН у вигляді коефіцієнту нестабільності:

$$k_{нестаб.} = 1 - k_{стаб.},$$

Даний показник можна пов'язати з економічними показниками цільової функції (9.1)

$$M[\Delta W] = T_p P_n k_{нестаб}$$

де T_p – час для якого оцінюється математичне очікування недовідпущеної електроенергії, P_n – потужність навантаження, а $k_{нестаб}$ – ймовірність появи дефіциту потужності.

Витрати на компенсацію споживачам за недовідпуск запишемо як:

$$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot T_p P_n k_{нестаб} \quad (9.2)$$

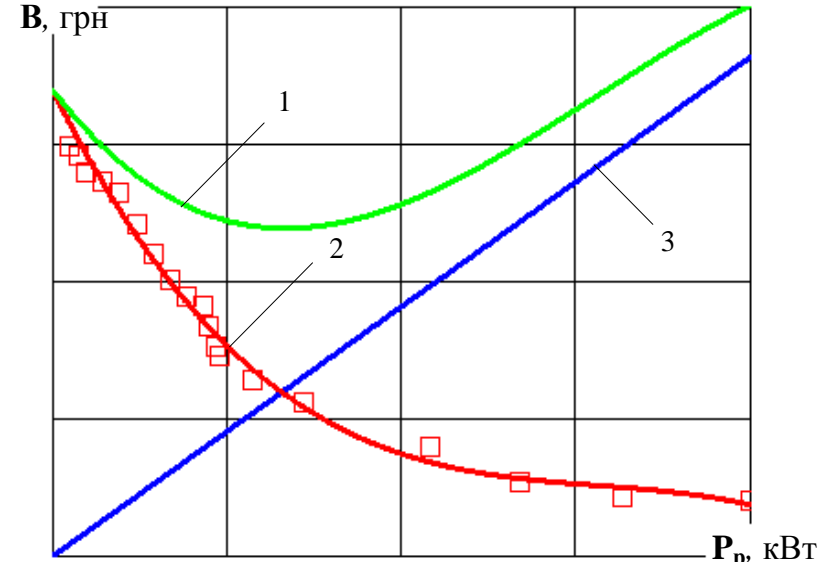


Рисунок 9.1 – Графічне зображення взаємозв'язку іменованих та відносних ПБН в ЛЕС, 1 – загальні приведені витрати на резерв, 2 – зміна коефіцієнта нестабільності при зміні потужності резерву, 3 – залежність витрат від потужності резерву
Продиференціюємо цільову функцію:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_P} = \frac{\epsilon_{P_P}^{num} \cdot P_P}{\partial P_P} + \epsilon_0 \frac{\partial M[\Delta W]}{\partial P_P} = 0$$

Апроксимуємо залежність (9.2) квадратним поліномом:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_P} = \frac{\epsilon_{P_P}^{num} \cdot P_P}{\partial P_P} + \epsilon_0 \frac{(\phi P_P^2 + \psi P_P + \theta)}{\partial P_P} = 0,$$

$$P_P = - \frac{\epsilon_{P_P}^{num} + \epsilon_0 \psi}{2 \epsilon_0 \phi} \quad (9.3)$$

Коефіцієнт забезпечення балансу матиме вигляд:

$$k_{б.н} = k_{стаб} + \frac{P_P}{P_n}$$

Можливість застосування теорії марковських процесів в поєднанні з критеріальним методом, заснованим на теорії подібності дозволяє отримати відносно не складну модель показника якості функціонування складної системи.

Результатом таких перетворень є критеріальна модель такого виду :

$$d_*(p_*) = \prod_{i=1}^m \frac{p_i^{p_i}}{p_{0i}^{p_{0i}}}$$

де p_{0i}, p_i – значення імовірності знаходження системи в стані відповідно початку експлуатації і після останнього тестування.

Зв'язок між станами можна записати в такому виді:

$$p_i = p_{0i} \cdot \frac{\prod_{j=1}^n (x_{*j}^{v_{ji}})^{p_j}}{y_*(x)}$$

де $y_*(x)$ – техніко-економічний показник функціонування системи приведений до «ідеально» системи; x_{*j} – коефіцієнт, що характеризує основні властивості системи у відповідному стані; n – кількість робочих станів досліджуваної системи.

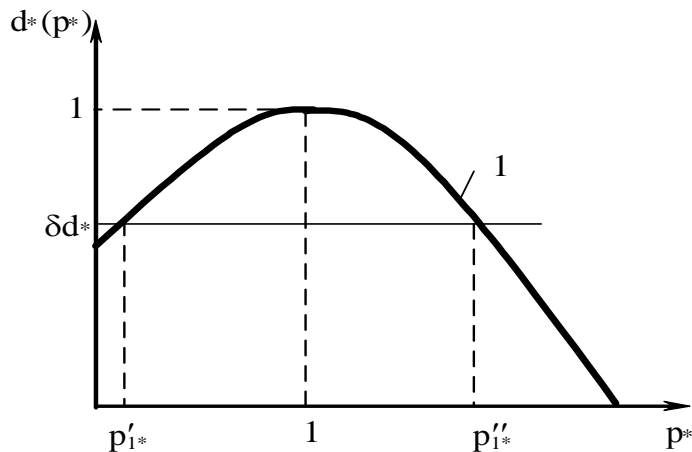


Рисунок 10.1 – Функція якості деякого стану системи

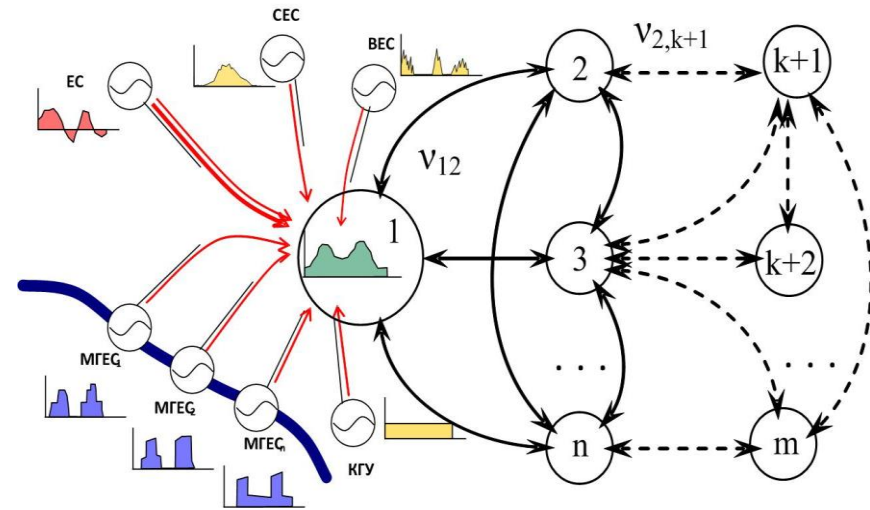


Рисунок 10.2 – Графічна інтерпретація оцінювання комплексного показника якості функціонування ЛЕС

За отриманою критеріальною моделлю якості функціонування можна оцінити реальний стан системи по відношенню до «ідеальної» системи.

Для локальної електричної системи, залежність (1) рисунок (11.1) можна апроксимувати позіномом виду:

$$f(x_*) = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n x_{*j}^{\alpha_{ji}}, \quad (10.1)$$

Використовуючи цей підхід можна виконати поетапно здійснити оцінювання надійності ЛЕС. :

$$\Phi_i = \prod_{j=1}^n (k_{*j}^{v_{ij}})^{p_j}, \quad (10.2)$$

З урахуванням (11.1) вираз (11.2) можна переписати:

$$E = \sum_{i=1}^m p_i \Phi_i = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n (k_{*j}^{v_{ij}})^{p_j}$$

p_j – ваговий коефіцієнт коефіцієнта якості, v_{ji} – матриця інтенсивностей переходів зі стану в стан

Визначення вагових коефіцієнтів показника якості функціонування ЛЕС

Показник якості функціонування певного стану локальної електричної системи буде мати вид:

$$k_{\text{я}} = \sum_{i=1}^T p_i \cdot (k_{\sigma n})^{\eta} \cdot (k_{\Delta P})^{\beta} \cdot (k_U)^{\gamma}, \quad (11.1)$$

де p_i – імовірність появи події, η, β, γ – вагові коефіцієнти кожної складової загального показника якості функціонування ЛЕС.

Показник якості функціонування ЛЕС приймає значення в межах від 0 до 1. З аналізу зміни коефіцієнтів, які входять в $k_{\text{я}}$, зрозуміло, що чим ближче значення показника до 1, тим більша функціональна готовність розподільної електричної мережі забезпечувати надійне і якісне електропостачання споживачів.

Для реалізації даного методу потрібно скласти квадратну матрицю $\|k_{ij}\|$ парного порівняння критеріїв, розмірністю n , де n – число критеріїв, $i=1\dots n, j=1\dots n$. Заповнення матриці коефіцієнтами k_{ij} , що показує перевагу i -того критерію над j -тим, проводять наступним чином:

$$k_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{якщо критерій } i \text{ важливіший за критерій } j \\ 0 & \text{якщо критерій } j \text{ важливіший за критерій } i \\ 0.5 & \text{якщо критерій } i \text{ та } j \text{ ондаково важливі} \end{cases} \quad \Longrightarrow \quad \|k_{ij}\| = \begin{bmatrix} & k_{\sigma n} & k_{\Delta P} & k_U \\ k_{\sigma n} & 1 & 1 & 1 \\ k_{\Delta P} & 0 & 1 & 1 \\ k_U & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Після заповнення матриці підраховуємо рівень важливості кожного критерію k_i , де $i=1\dots n$, за наступною формулою:

$$k_i = \sum_{j=1}^n k_{ij}, \quad (11.2)$$

Визначаємо сумарний рівень важливості для всіх критеріїв k_c за формулою:

$$k_c = \sum_{i=1}^n k_i, \quad (11.3)$$

З урахуванням (12.2) та (12.3) вагові коефіцієнти кожної складової загального критерію будуть визначатись:

$$\rho_i = \frac{k_i}{k_c}, \quad \Longrightarrow \quad \rho_i = \begin{bmatrix} 0.5 \\ 0.33 \\ 0.17 \end{bmatrix}$$

З урахуванням вагових коефіцієнтів, вираз (12.1), перепишемо у вигляді: $k_{\text{я}} = \sum_{i=1}^T p_i \cdot (k_{\sigma n})^{0.5} \cdot (k_{\Delta P})^{0.33} \cdot (k_U)^{0.17}$.

Аналіз можливих станів ЛЕС

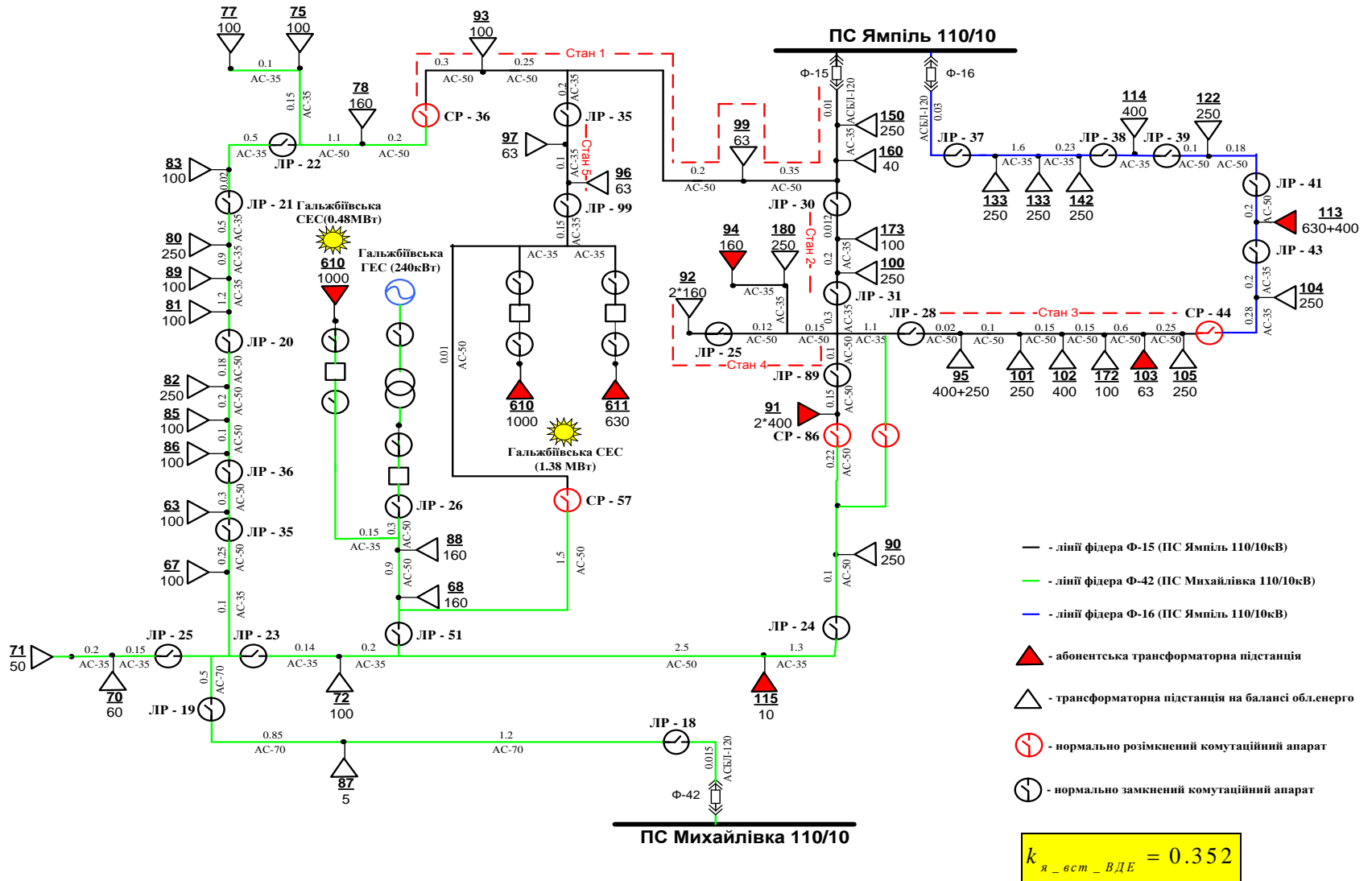


Рисунок 12.1 – Однолінійна схема фрагменту Ямпільських розподільних електричних мереж 10кВ

ЛЕС

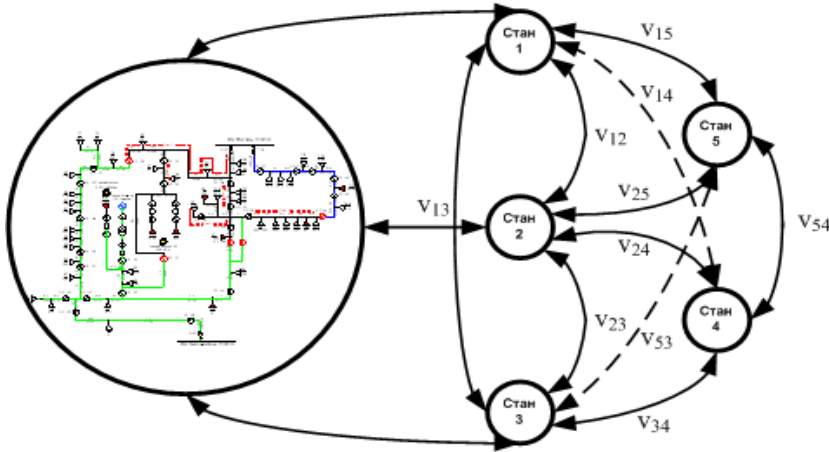


Рисунок 13.1 - Оцінювання комплексного показника якості функціонування ЛЕС

$$k_i^a = (k_i^{\delta_H})^\eta \cdot (k_i^{\Delta P})^\beta \cdot (k_i^U)^\gamma = 0.41$$

$\eta=0.5, \beta=0.33, \gamma=0.17$ – вагові коефіцієнти кожної складової загального показника якості функціонування ЛЕС.

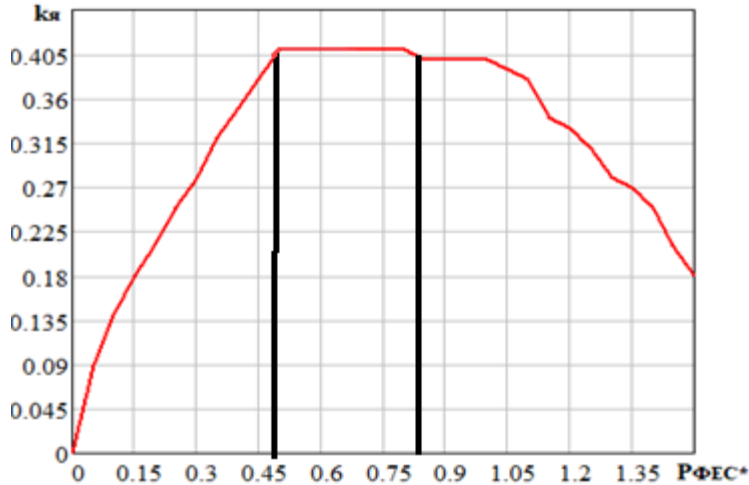


Рисунок 12.2 – Графічна інтерпретація оцінювання комплексного показника якості функціонування ЛЕС

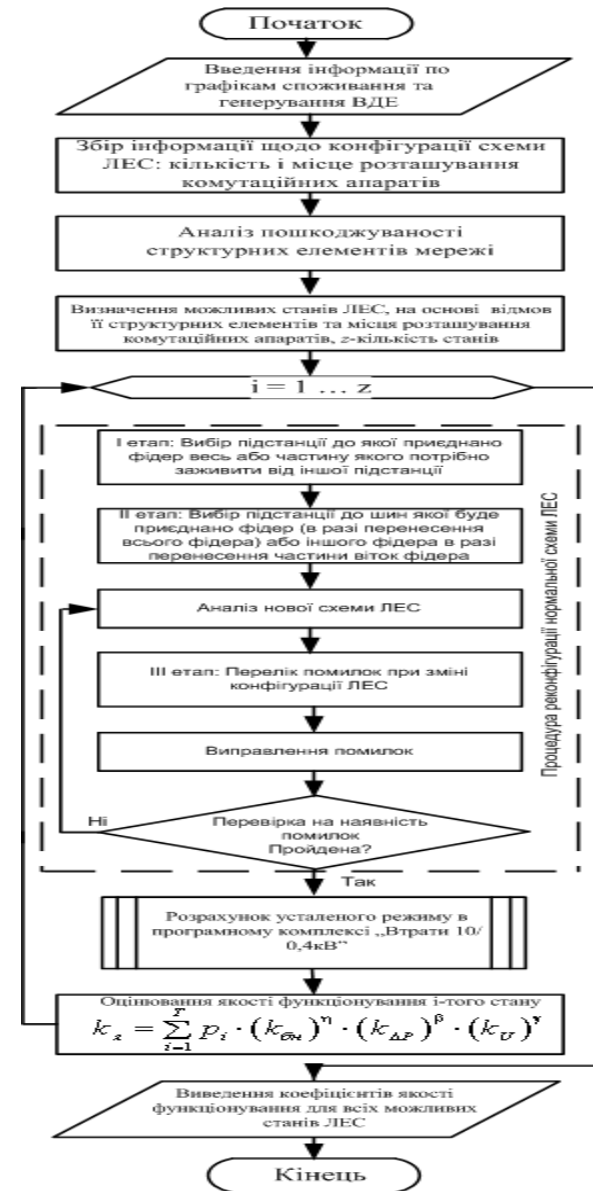


Рисунок 13.2 – Алгоритм визначення показника якості функціонування ЛЕС з урахування її реконфігурації

та навантаження

Розглянемо фрагмент схеми розподільної електричної мережі з приєднаною ФЕС до 610 та 611 ТП. (рис. 13.1). Добові графіки генерування ФЕС та навантаження по ПС «Ямпіль 110/10кВ» приведений на рис. 14.1 та морфометричну модель цих графіків рис.14.2.

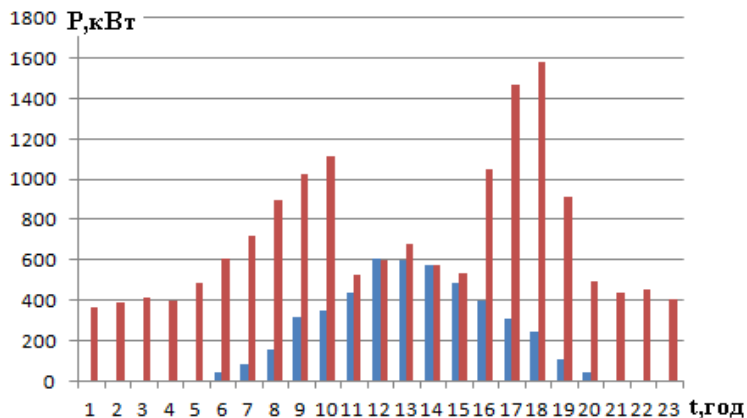


Рисунок 14.1 – Сумарний графік навантаження ЛЕС до (1) приєднання ФЕС та (2) графік генерування ФЕС

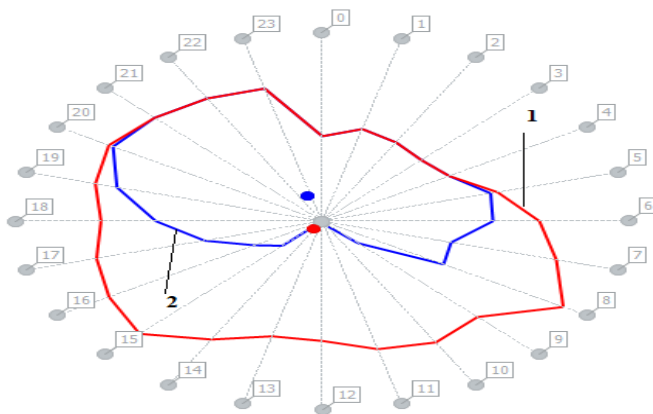


Рисунок 14.2 – Морфометрична модель графік навантаження ЛЕС, до (1) та після (2) приєднання ФЕС

Таблиця 14.1 – Морфометричні показники нерівномірності графіка електричного споживання локальної електричної системи.

Графік навантаження ЛЕС	M1	M2	M3	M4
Без урахування генерування ФЕС	0,3408	0,5791	0,5653	0,9113
З урахуванням генерування ФЕС	0,1019	0,4714	0,3517	0,89

Таблиця 14.2 – Зонний тариф на електроенергію диференційований за періодами часу

Період часу	Нічний	Денний	Піковий
Двонічні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,5	1	-
Тривалість періоду	23:00 – 07:00 8 год	07:00 – 23:00 16 год	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,4	1	1,5
Тривалість періоду	23:00 – 07:00 8 год	07:00 – 08:00 11:00 – 20:00 22:00 – 23:00	08:00 – 11:00 20:00 – 22:00

За допомогою використання коефіцієнтів матриці струморозподілу, можна визначити споживачів, графік навантаження яких буде найбільше впливати на сумарну нерівномірність добового графіка електричних навантажень ЛЕС спричиненою генерування ФЕС:

$$C_r = R^{-1} M^T (M R^{-1} M^T)^{-1},$$

де R – діагональна матриця активних опорів віток; M – перша матриця з'єднань;

Таблиця 15.1 – Вектор коефіцієнтів струморозподілу ЛЕС

№	96	97	93	99	173	160	150	100	92
C_r	0.998	0.997	0.853	0.75	0.74	0.79	0.61	0.75	0.6
№	94	180	95	101	102	172	103	105	
C_r	0.689	0.66	0.68	0.71	0.64	0.59	0.588	0.34	

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності, пропонується корегувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнту струморозподілу. Для розв'язання цієї задачі скористаємося класичною транспортною задачею (табл. 15.2), в якій умовно можна виділити m годин, в які власне споживання вузла більше за генерування ФЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування ФЕС переважатиме споживання вузла, Z_1, \dots, Z_m . Для цього використовуються потужності вузлів уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо:

$$B_{ij} = P_{zm} \cdot C_m (K_{Tj} - K_{Ti}) + \beta - \Delta P \cdot C_m$$

де K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність у в.о, K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність у в.о, β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою у грн., ΔP – зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, у кВт. C_m – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год; P_{zm} – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт

Таблиця 15.2 – Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B_{11}	B_{12}	B_{13}	B_{14}	B_{15}	B_{16}	B_{17}	B_{1i}	Z_1
B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	B_{2i}	Z_2
...
B_{j1}	B_{j2}	B_{j3}	B_{j4}	B_{j5}	B_{j6}	B_{j7}	B_{ji}	Z_n
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_m	

Відповідно поставленій задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min,$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з однієї ступені графіка навантаження в іншу.

З врахуванням обмежень:

$$\sum_{i=1}^m P_{ij} = A_i \quad \sum_{j=1}^n P_{ij} = Z_j \quad P_{ij} \geq 0, i = 1, 2 \dots m, j = 1, 2 \dots n$$

Результати від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження

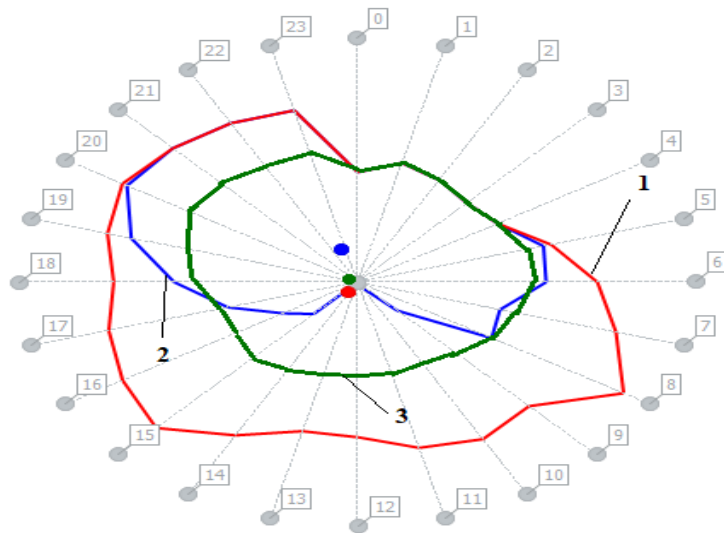


Рисунок 16.1 - Морфометрична модель сумарного графіка навантаження ЛЕС (1), після приєднання ФЕС (2) та з урахуванням вирівнювання графіка навантаження (3).

Таблиця 16.1 – Морфометричні показники нерівномірності графіка навантаження ЛЕС

Графік навантаження ЛЕС	M_1	M_2	M_3	M_4
Без урахуванням генерування ФЕС	0,3408	0,5791	0,5653	0,9113
З урахуванням генерування ФЕС	0,1019	0,4714	0,3517	0,89
Вирівняний ГЕН з генеруванням ФЕС	0,3902	0,6738	0,6237	0,93

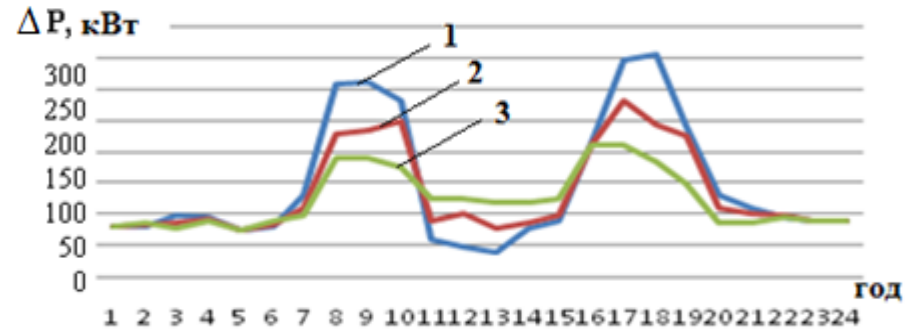


Рисунок 16.2 – Зміна втрат активної потужності в ЛЕС 1–3 урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

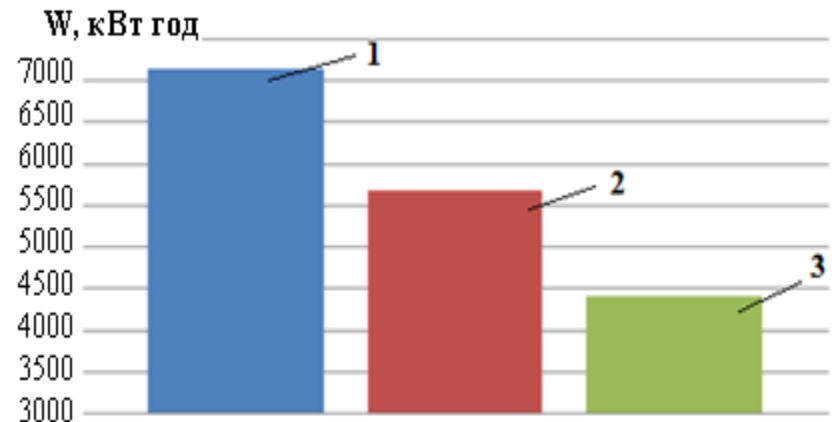


Рисунок 16.3 – Втрати електроенергії в ЛЕС 1–3 з урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

Оцінювання ефекту від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження проводиться на основі розробленого коефіцієнта якості функціонування ЛЕС, який для узгоджених графіків генерування та навантаження становить

$$k_{я_узгодж} = 0.658$$

Обґрунтування вибору оптимального засобу підвищення балансової надійності ЛЕС

Отримати переваги від генерування фотовольтаїчних електростанцій можливо за рахунок впровадженню додаткових засобів. В роботі розглянута можливість використання накопичувачів електричної енергії, узгодження графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання, визначення оптимальної потужності генерування ФЕС та визначення потужності резерву, що має забезпечувати енергопостачальна компанія.

Серед розглянутих засобів найвищий коефіцієнт якості функціонування має узгоджений графік генерування ФЕС з електроспоживанням ЛЕС з визначеною потужністю резерву $k_{я_узг.\ з\ резервом} = 0.989$

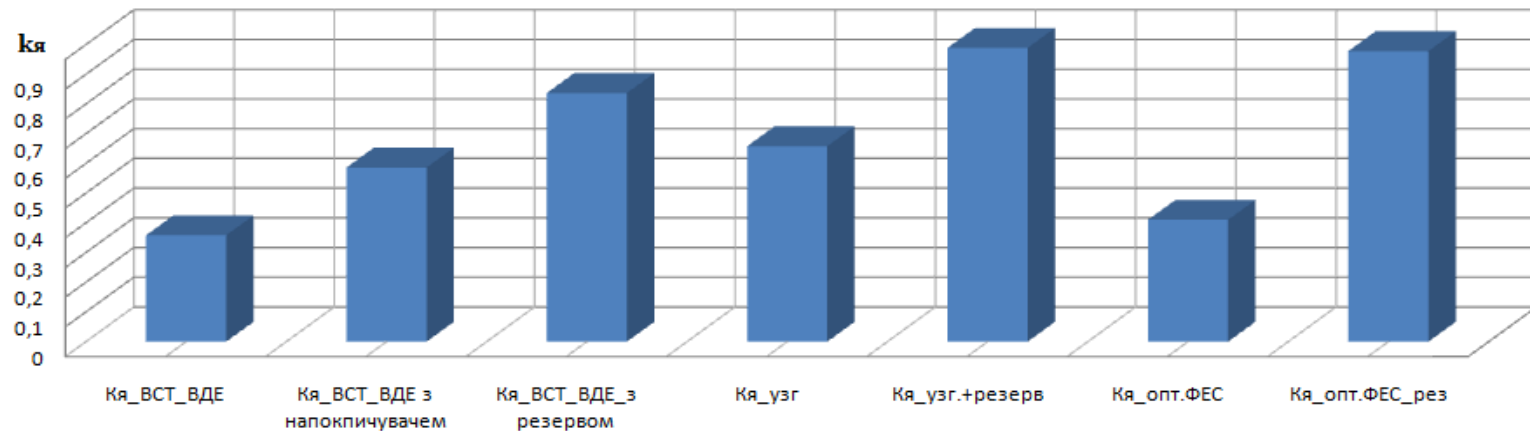


Рисунок 17.1 – Оцінювання якості функціонування при різних засобах її підвищення

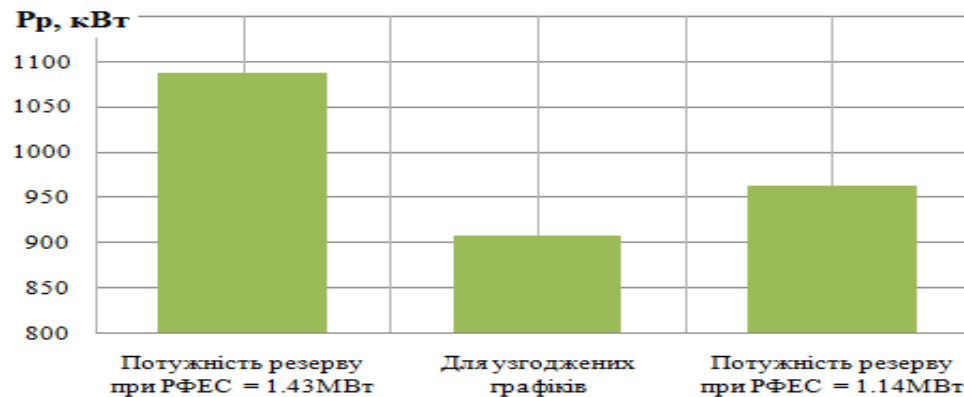


Рисунок 17.2 – Зміна потужності резерву для різних засобів підвищення балансової надійності ЛЕС

При чому для узгодженого з локальним електроспоживанням графіка генерування ФЕС потужність резерву буде найменшою (рис. 17.2).

1. Оскільки розподільні електричні мережі зі зростанням в них частки відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) набувають ознак локальної електричної системи (ЛЕС), то виникає необхідність створення в них умов для підтримання балансу активної і реактивної потужностей. Від того, наскільки успішно підтримується баланс потужностей в ЛЕС (балансова надійність), залежить, чи параметри режиму знаходяться в допустимих межах своїх нормативних значень. Показано, що визначальним фактором забезпечення балансової надійності в локальній електричній системі з значною часткою ВДЕ є стабільність останніх. Для забезпечення ефективної роботи ЛЕС, в умовах розбудови таких нестабільних джерел як фотовольтаїчні електричні станції (ФЕС), необхідно розробляти методи для оцінювання рівня нестабільності для подальшого його використання під час визначення оптимальної потужності станцій та величини резерву в системі для забезпечення балансової надійності.

2. Для визначення ймовірнісних характеристик процесу генерування ФЕС та використання їх для підвищення ефективності функціонування електричної мережі ЛЕС розроблено модель гаусової суміші для графіків потужностей генерування ФЕС та навантаження. В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ФЕС та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання стабільності генерування ФЕС. На основі аналізу ймовірнісних характеристик процесів генерування фотовольтаїчних електростанцій вдосконалено метод визначення коефіцієнта стабільності їх генерування, що дозволяє більш обґрунтовано враховувати ймовірнісний характер генерування ФЕС в задачах підвищення енергоефективності ЛЕС, наприклад, для визначення резерву потужності в ній.

3. Енергоефективність роботи ЛЕС залежить від різних факторів і характеризується різними параметрами. Тому оцінювання енергоефективності лише за одним з них не дозволяє отримати повну картину, особливо в умовах розбудови ФЕС. Показано, що для оцінювання енергоефективності ЛЕС, що включає в себе надійність і економічність електропостачання споживачів якісною електроенергією споживачів, доцільно користуватися інтегральним показником якості функціонування. Стосовно ЛЕС метод оцінювання якості її функціонування за допомогою інтегрального показника вдосконалено шляхом визначення вагових коефіцієнтів його складових. Показник якості функціонування локальної електричної системи дозволяє визначити функціональну готовність щодо забезпечення надійного і якісного електропостачання, а також оцінити вплив ФЕС на енергоефективність ЛЕС.

Дякую за увагу!