

КОРЕКЦІЯ ГРАФІКУ НАВАНТАЖЕННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТУ З ГІБРИДНОЮ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ СИСТЕМОЮ ЗА ВИКОРИСТАННЯМ ДАНИХ ПРОГНОЗУ

Марченко¹ Р. М. – гр. ДФЕЕЕ-20, аспірант, *r.marchenko@ukr.net*

Ishchuk² V. – студент, гр. 2ZSV1A, *ishchuk@stud.uniza.sk*

Циганенко¹ І.А. – студент, гр. БМЕ-17, *patrickzirko888@gmail.com*

Шавьолкін О.О. – д.т.н., проф., *shavolkin@gmail.com*

¹*Київський національний університет технологій та дизайну, Україна*

²*University of Žilina, Slovak Republic*

Розглянуто можливості удосконалення управління енергоспоживанням і перерозподілом енергії фотоелектричної системи з акумулятором для забезпечення власних потреб локального об'єкта, який підключено до розподільчої мережі з тризонною тарифікацією. Мета зменшення витрат на оплату електроенергії, що споживається з мережі за рахунок поточної корекції графіку навантаження об'єкту за використанням даних прогнозу. Запропоновано поточне коригування рекомендованого графіку навантаження згідно прогнозного значенню потужності фотоелектричної батареї та її фактичному значенню, а також поточному значенню ступеню заряду акумулятору. Це дозволяє врахувати відхилення потужності навантаження від рекомендованого значення і потужності фотоелектричної батареї від прогнозного значення. Розроблена імітаційна Matlab модель для дослідження енергетичних процесів в системі з можливістю поточного корегування навантаження об'єкту в процесі моделювання.

The possibilities of improving the management of energy consumption and redistribution of energy of a photoelectric system with a storage battery for own needs of a local object, which is connected to a distribution grid with three-zone tariffication, are considered. The goal is to reduce the cost of paying for electricity consumed from the grid, due to the current correction of the object's load schedule using the forecast data. The current correction of the recommended load schedule is proposed in accordance with the predicted power value of the photoelectric battery and its actual value, as well as the current value of the battery state of charge. This allows you to take into account the deviation of the load power from the recommended value and the power of the photoelectric battery from the predicted value. A simulation Matlab model has been developed for studying energy processes in the system with the possibility of current adjustment of the object's load in the process of modeling.

Вступ. «Зелена» енергетика твердо зайняла своє місце в сучасному житті. Це стосується і «малої» енергетики, зокрема локальних об'єктів ЛО (котеджі, мале підприємство, сільськогосподарське підприємство, торговий центр та ін.). Використання гібридних фотоелектричних систем (ФЕС) з акумуляторною батареєю (АКБ) та підключенням до розподільчої мережі (РМ) сприяє підвищенню надійності електропостачання за рахунок функції безперервного живлення (за використанням сонячної генерації та енергії АКБ). В цьому разі практично відсутня зацікавленість у продажу електроенергії за «зеленим» тарифом поряд із забезпеченням власних потреб ЛО, що потребує завищення потужності ФЕС та оформлення дозволу. До того ж з впровадженням енергоринку [1,2] підходи до «зелених» тарифів змінюються [1]. В цьому плані перспективним є прийнятий зараз в світовій практиці підхід, коли споживач є проз'юмером [3,4] і енергія споживається там, де вона генерується. Це частково знімає проблеми з управлінням генерацією в енергосистемі та необхідністю забезпечення балансу енергії. Природно, що за цього повинно забезпечуватися зниження витрат на споживання електроенергії з РМ, особливо з урахуванням постійного зростання тарифів. Особливо перспективним є використання ФЕС з АКБ за умови багатозонної тарифікації [5, 6] з перерозподілом енергії між тарифними зонами. Актуальним є питання удосконалення управління енергоспоживанням і перерозподілом енергії в ФЕС для підвищення їх ефективності.

Постановка проблеми. Рішення щодо удосконалення ФЕС з АКБ [6-9] здебільшого орієнтовані на використання за багатозонної тарифікації оплати [6, 9] і пов'язані з розвитком алгоритму функціонування з прив'язкою перемикачів режимів роботи до часу тарифних зон, керування надходженням енергії з фотоелектричної батареї (СБ) і зарядом АКБ. За цього з'являється можливість виключення споживання енергії в часи пікових навантажень.

Реальне підвищення ефективності управління енергоспоживанням ФЕС досягається за визначеного (рекомендованого) графіка навантаження з можливістю планування навантаження ЛО на наступну добу, що може бути реалізовано на підставі даних метеопрогнозу щодо генерації енергії СБ [7, 8, 9]. За цього сценарії щодо графіку навантаження [9] формуються з метою мінімальних витрат на оплату енергії, спожитої з РМ, згідно прогнозу генерації ФБ. Також не враховується розбіжність прогнозу з фактичною генерацією. Для прогнозування генерації СБ використовуються різні підходи [10 - 13], найсучаснішим є використання нейромереж [12,13]. Проте, навіть за абсолютно точного прогнозу, в реальних умовах

відпрацьовування рекомендованого графіку не є можливим. Це призводить до неможливості отримання прогнозованих показників системи. В цьому плані перспективним виглядає поточне корегування рекомендованого графіку навантаження згідно фактичним параметрам системи.

Потужним інструментом для дослідження і оцінки ефективності управління енергоспоживанням ФЕС з АКБ є імітаційне моделювання [14-16], зокрема з використанням Matlab. За цього з'являється і можливість корегування рекомендованого навантаження у «реальному» часі, що потребує додаткових досліджень.

Метою роботи є удосконалення управління енергоспоживанням і перерозподілом енергії підключеної до РМ з тризонною тарифікацією ФЕС з АКБ за рахунок поточного корегування рекомендованого графіку навантаження згідно прогнозу генерації СБ і фактичним параметрам системи.

Завдання дослідження:

- вивчити можливості поточного корегування графіку навантаження згідно прогнозу генерації СБ і фактичним параметрам системи;
- розробити імітаційну модель системи та оцінити ефективність прийнятих рішень.

Результати досліджень. Розглянуто структуру ФЕС з АКБ на базі стандартного гібридного інвертору типу Ахіота Energy ISMPPT 3000 [9], що містить інвертор (АІН), вихід якого підключено до РМ і навантаження ЛО. До входів АІН підключені СБ і АКБ. Розглянуто роботу ФЕС при тризонній тарифікації оплати за спожиту з мережі електроенергію. Прийнято наступні умовні відносні тарифи: денний $T_D=1$ (11.00 - 20.00), нічний $T_N =0.4$ (22.00 - 7.00), піковий ранковий $T_P =1.5$ (7.00 - 11.00), піковий вечірній $T_B=1.5$ (20.00 - 22.00). Ступінь розряду (DOD-depth of discharge) і кількість циклів розряду $n_{ДР}$ при цьому визначають термін служби АКБ. Зазвичай для свинцево-кіслотних АКБ [17] прийнятна ступінь розряду не перевищує 30-50%. Отже, ступінь заряду АКБ $Q^*=100 \cdot Q/Q_r \leq 80\%$ (Q і Q_r – відповідно, поточне і номінальне значення ступеня заряду) необхідно обмежувати (не нижче 50 %) і підтримувати в активній зоні, наприклад, 75÷80 % [9]. За цього використовується релейне регулювання надходження енергії від СБ [9] шляхом відключення СБ.

Розглянуто використання рекомендованого графіку навантаження РНРЕК(t) (рис.1) ЛО, що формується за даними прогнозу РСБП [9] та контрольними значеннями Q^* протягом доби. За цього споживач може напередодні спланувати функціонування обладнання ЛО.

Згідно рис.1 графік навантаження розподілено на наступні зони роботи: байпас з підключенням до РМ (t_6, t_1) із зарядом АКБ майже до 100% (приймаємо $Q^*_1=95\%$); автономний режим (t_1, t_4), коли АКБ зранку розряджається, із зростанням РСБ АКБ заряджається, в передвечірні часи

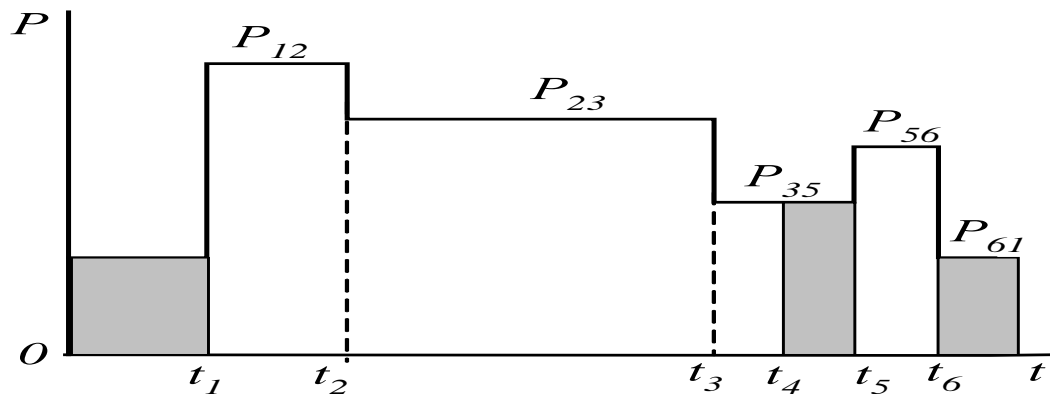


Рисунок 1 – Графік навантаження ЛО

розряджається і Q^* к моменту t_4 має бути достатньою, щоб АКБ встиг зарядитися хоча б до 85% к часу t_5 ; байпас (t_4, t_5); автономний режим (t_5, t_6), коли АКБ розряджається до $Q^* \geq 50\%$. Змінним є момент часу t_4 .

Основою для формування рекомендованого графіка навантаження є метеопрогноз, який протягом дня може змінюватися, прогнозовані значення $P_{СБП}$ відрізняються від фактичної генерації $P_{СБФ}$. Значення, які може приймати фактичне навантаження ЛО, мають певну дискретність і не можуть точно відповідати рекомендаціям, також слід враховувати і особливості функціонування ЛО. Таким чином, виникає необхідність поточної коригування рекомендацій, що можливо на базі значень $P_{СБП}$ і $P_{СБФ}$, а також фактичного ступеня заряду Q^*_ϕ . Оновлення рекомендацій має здійснюватись періодично, наприклад, з інтервалом 30 хвилин.

Використовується усереднене значення $P_{СБФ_i}$ на інтервалі 5-10 хв, що передує моменту часу t_i , коли вноситься корекція. Визначається значення $p_i = P_{СБФ_i} / P_{СБП_i}$ ($P_{СБП_i}$ – прогнозне значення на момент t_i). Значення енергії СБ на відповідній ступені $P_{НРЕК}(t)$, починаючи з t_i приймається рівним $W_{СБ_i} = p_i \cdot W_{СБП_i}$ ($W_{СБП_i}$ - прогнозне значення). Значення $P_{НРЕК}(t)$ перераховується за відповідним поточній ступені графіка виразами [9]. Значення ΔQ^* за цього визначаються згідно Q^*_ϕ і контрольним значенням Q^* . У наступній точці коригування t_{i+1} процедура аналогічна.

Імітаційне моделювання енергетичних процесів в системі. Здійснювалось з використанням програмного пакету Matlab в добовому циклі. За цього не враховуються перехідні процеси, тривалість яких незначна, та вищі гармоніки, що генеруються в процесі перетворень

енергії. Втрати енергії в напівпровідникових перетворювачах та АКБ враховуються через ККД, відповідно, η_C та η_B .

Загальна структура моделі (рис.2) містить наступні модулі: навантаження $P_H(t)$ у табличному вигляді; модуль генерації і корекції (МГ+КОР); системи керування (СК); модуль розрахунку (МР); модуль вимірювання; модель АКБ.

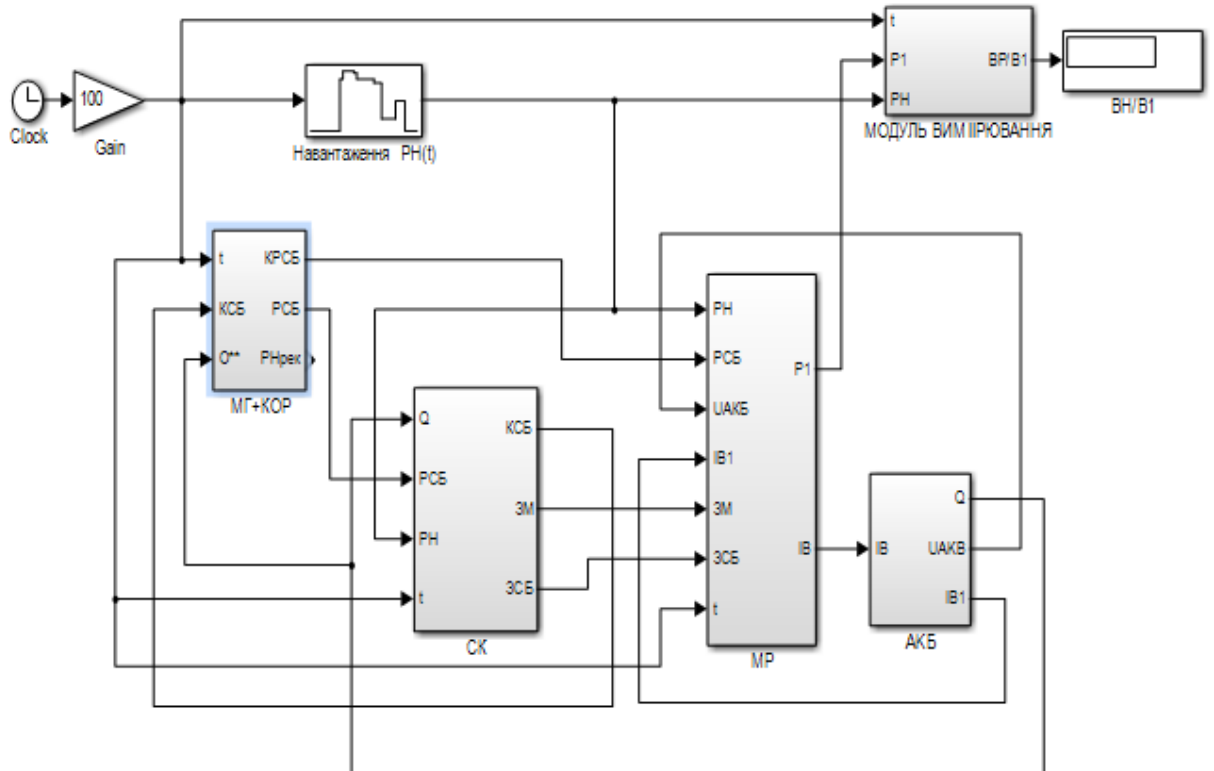


Рисунок 2 – Загальна структура моделі

Модуль вимірювання використовується для оцінки ефективності ФЕС [9] згідно співвідношенню $K_E = B_H / B_1$ (B_H - вартість енергії, споживаної ЛО за добу; B_1 - вартість енергії, споживаної ЛО з мережі). Значення K_E дозволяє оцінити, наскільки знижуються витрати на оплату енергії, споживану з мережі з урахуванням тарифних коефіцієнтів (0.4, 1.0, 1.5).

$$K_E = \frac{0.4(t_6 - t_1)P_{HH} + 1.5[P_{12}(t_2 - t_1) + P_{56}(t_6 - t_5)] + P_{25}(t_5 - t_2)}{0.4(t_6 - t_1)P_{HH} + 0.4W_{BH} + 1.0W_{B45} + P_{45}(t_5 - t_4) - W_{CB45}^1},$$

де P_{HH} - потужність нічного навантаження, $W_{BH} = 0.01\Delta Q^*_{61} W_{Bf}$ - енергія, що споживається з РМ за нічного заряду АКБ, $W_B = C_B U_B$ - енергоємність АКБ, C_B - ємність (Агод), U_B - напруга АКБ, $W_{Bf} = W_B \eta_C \eta_S$, $W_{B45} = 0.01\Delta Q^*_{45} W_{Bf}$ - енергія, що споживається з РМ за денного заряду

АКБ під часу байпасу, $W_{CB45}^I = W_{CBV45} \cdot \eta_B \cdot \eta_C$ - енергія, що генерується СБ на інтервалі (t_4, t_5) .

МР визначає значення потужності P_I , що споживається з РМ (в автономному режимі $P_I=0$, за підключенням навантаження до РМ – $P_I = P_H + (U_B \cdot I_B - P_{CB} \cdot \eta_C)$). Значення струму АКБ I_B при підключенні до РМ

$$I_B = \frac{P_{CB} \cdot \eta_C + P_{Ia} \cdot \eta_C}{U_B}$$

де P_{Ia} – потужність, що споживається з РМ, коли P_{CB} недостатньо для забезпечення заряду АКБ с заданим значенням струму з врахуванням обмеження, що задається як $I_B(Q^*)$.

Значення I_B в автономному режимі

$$I_B = \frac{P_{CB} \cdot \eta_C - P_H}{U_B}$$

СК формує сигнали ЗМ, ЗСБ (визначають заряд при підключенні до РМ і в автономному режимі), значення потужності $K_{CB} = P_{CB} \cdot K_I$ з урахуванням стану реле для підключення СБ.

В бібліотеці Matlab передбачено стандартну модель АКБ. Проте прийнято рішення використати модель, що побудована за каталожними даними конкретної АКБ [17]. За цього заряд АКБ з урахуванням втрат енергії

$$Q = Q_S + \int I^I_B dt,$$

де Q_S – початкове значення, $I^I_B = I_B \cdot \eta_B$ – при заряді і $I^I_B = I_B / \eta_B$ – при розряді АКБ.

Значення I_B формується відповідно до зарядних характеристик АКБ [17] як залежність $I_B(Q^*)$. У режимі розряду введено обмеження допустимого значення I_{Brcmax} для 30 хв. Це реалізовано при використанні регульованого обмеження, коли верхня межа задається $I_B(Q^*)$, а нижня I_{Brcmax} . Напруга АКБ також задається як залежність $U_B(Q^*)$.

Потужність генерації ФБ (прогнозована і фактична) задається в табличному вигляді.

Блок поточної корекції генерації входить до складу модуля МГ+КОР. Корекція здійснюється з кроком 0.5 год. Визначення величин за цього здійснюється блоками вибірки та зберігання (рис. 3), що у момент часу 7.00, 7.30, 8.00,... (визначається генератором імпульсів) заносять значення величини до інтегратору і зберігають до наступного моменту часу. Такі модулі застосовані в каналі Q^* , фактичної і прогнозованої генерації СБ, які задаються в табличному вигляді. В табличному вигляді також задано залежності *time* – тривалість часу до перемикання на наступну ступінь

$P_{HPEK}(t)$, відповідні значення прогнозованої енергії $W_{CBП}$, контрольні значення Q^* . Корекція здійснюється тільки на інтервалі (t_1, t_3) , на інших інтервалах $P_H(t)=P_{HPEK}(t)$, що також надається у табличному вигляді.

Розглянуто використання корекції на інтервалі $(t_1=7.00, t_3=16.30)$. Корекція здійснювалась в процесі моделювання з використанням програмованої паузи в розрахунку. Після зупинки моделювання змінювалось значення потужності навантаження з завданням наступної зупинки.

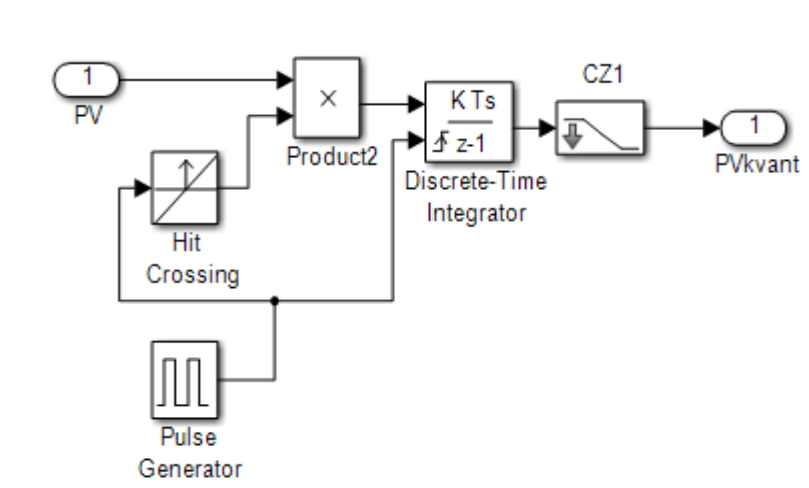


Рисунок 3 – Модуль вибірки та зберігання

В ідеальних умовах для ясного дня червня ($P_{CBФ}(t)=P_{CBПР}(t)$) і навантаженні $P_{HPEK}(t)$ значення $k_E=5.63$. При незначній розбіжності значень $P_{CBФ}(t)$ і $P_{CBПР}(t)$ на окремих інтервалах часу (рис.4, б) і $P_{HPEK}(t)$ значення $k_E=4.01$. У разі поточної корекції потужності навантаження (рис. 4, а) $k_E=5.307$.

У разі, коли фактична генерація вище $P_{CBФ}(t)>P_{CBПР}(t)$ особливої необхідності в корекції немає, оскільки k_E збільшується, так $P_{CBФ}(t)=1.15P_{CBПР}(t)$ значення $k_E=5.735$. При використанні корекції $k_E = 6.206$.

Висновки. В результаті досліджень показано, що використання поточної корекції рекомендованого навантаження дозволяє підтримувати близькі до розрахованих значень витрат у разі відхилення фактичних значень потужності генерації ФБ від прогнозованих до 10-15 %. Результати моделювання системи з використанням програмного пакету Matlab підтверджують працездатність запропонованих рішень. Подальшим напрямком роботи є розвиток рішень з предиктивним керуванням зарядом АКБ у разі аварійного функціонування системи за відключенням напруги РМ.

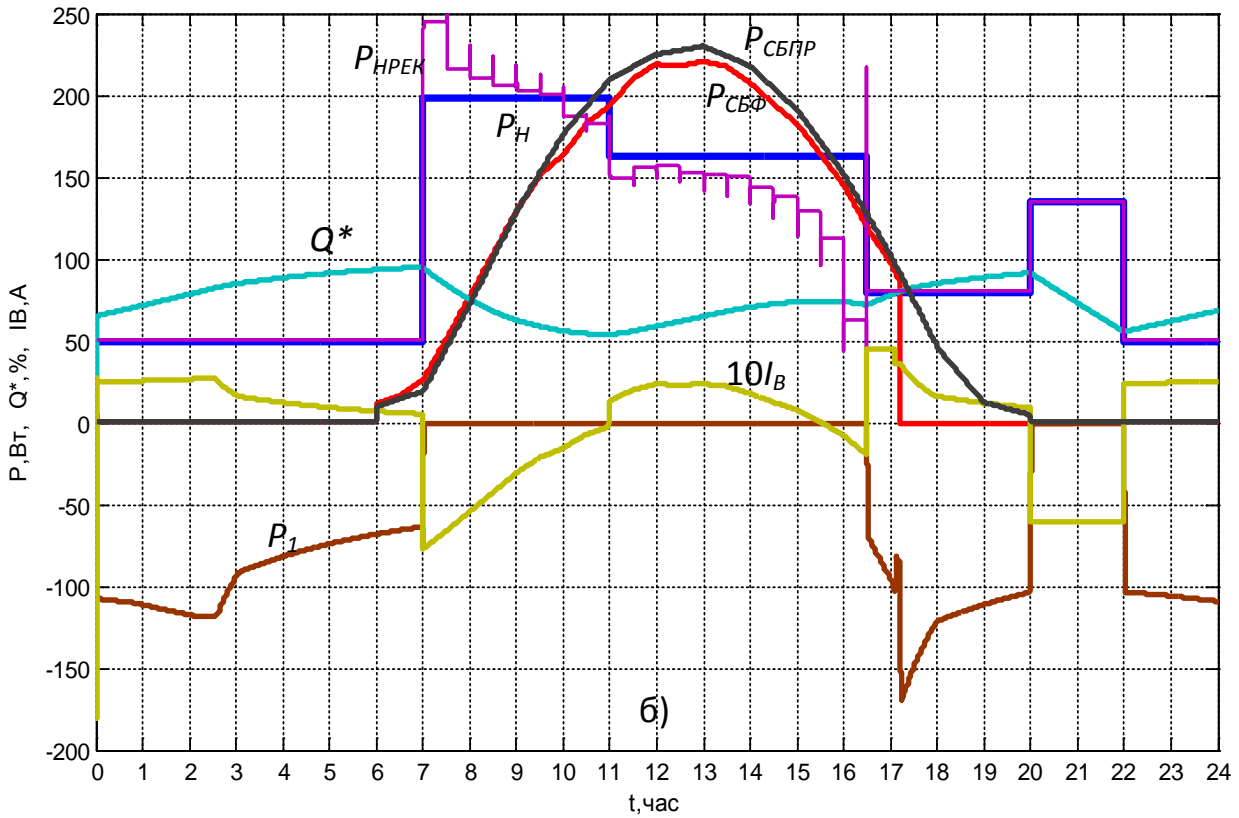
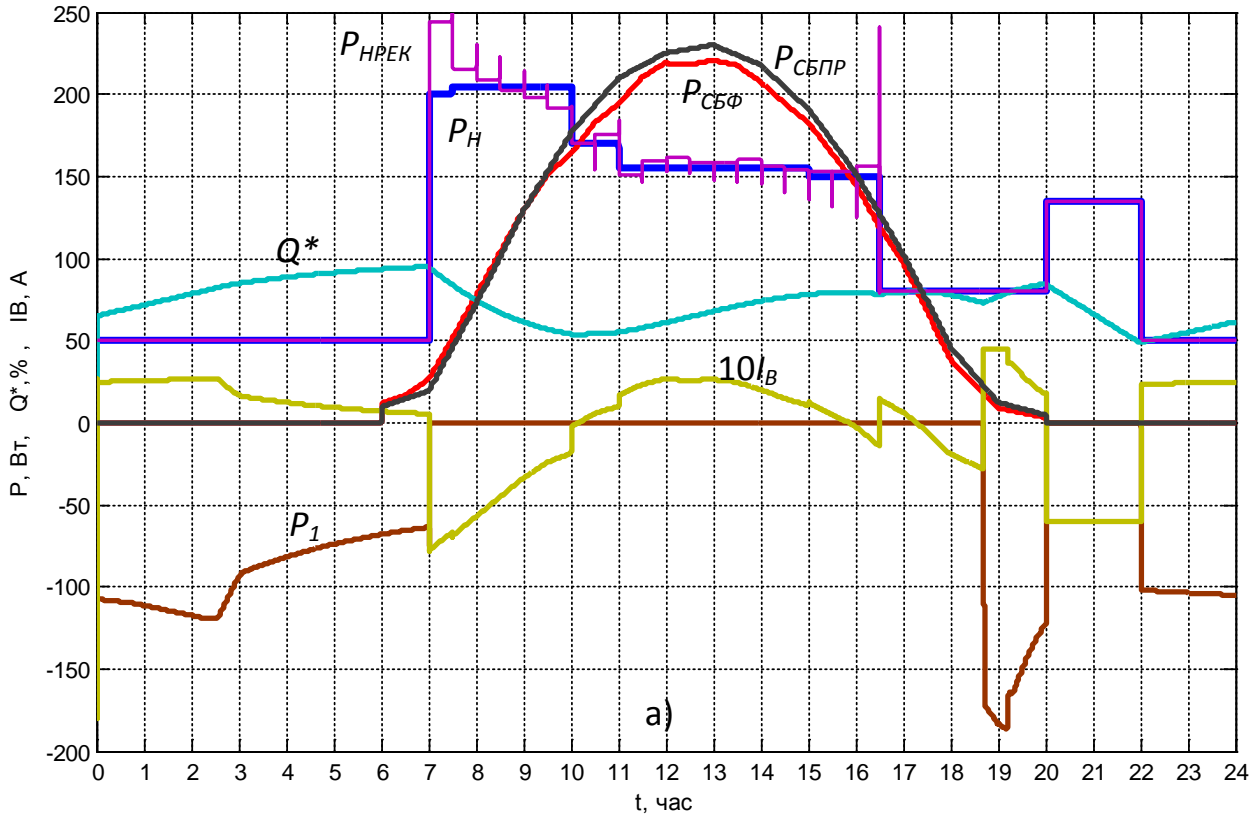


Рисунок 4 - Осцилограми добового циклу роботи ФЕС:

а) з корекцією навантаження; б) без корекції

Список використаних джерел

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 21.07.2020. № 810-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>.
2. Закон України «Про ринок електричної енергії» (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 27-28, ст.312) <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#top>.
3. Moira L. Nicolson, Michael J.Fell, Gesche M.Huebner. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 97, December 2018, P. 276-289, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040>
4. Мы из будущего: цифровизация и распределенная энергетика. <https://www.elec.ru/articles/my-iz-budushego-cifrovizaciya-i-raspredeleonnaya-en/>
5. Сотник І. М., Завдов'єва Ю. М., Завдов'єв О. І. Багатоставкові зонні тарифи в системі управління попитом на електроенергію. *Механізм регулювання економіки*, 2014, № 2.- С.106-113.
6. О.О. Shavolkin, I.O. Shvedchykova, Ye.Yu. Stanovsky, M.O. Pidhainyi. A multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object connected to a grid with multi-zone tariffication. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»* №1(22)'2020. – С.6-12 <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-6-12>.
7. O. Shavolkin and I. Shvedchykova, "Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to a grid," *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 287-292, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.
8. Shavelkin A., Shvedchykova I. Management of generation and redistribution electric power in grid-tied photovoltaic system of local object. *Technical electrodynamics*, 2020, no. 4, (July/August), pp. 55–59. doi:[10.15407/techned2020.04.055](https://doi.org/10.15407/techned2020.04.055).
9. А.А. Шавёлкин, J. Gerlici, И.А. Шведчикова, К. Kravchenko, Г.В. Кругляк. Управление энергопотреблением подключенной к сети с многозонной тарификацией фотоэлектрической системы с аккумулятором для обеспечения собственных нужд локального объекта. *Електротехніка і Електромеханіка*, 2021, № 2, с.36-12, doi: 10.20998/2074-272X.2021.2.06
10. Shvedchykova I.O., Kravchenko O.P., Romanchenko J.A., Kozakov E.V. Development of a database for predicting the solar generation in the software and technical complex for the management of electrical supply of the local object. *Scientific works of DonNTU. Series: "Electrical Engineering and Energy"*, 2020, №1(22), С. 55-61. (Ukr). doi:[10.31474/2074-2630-2020-1-55-61](https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-55-61).

11. Mohamed El-Hendawi, Hossam A.Gabbar, Gaber El-Saady & ElNobi A. Ibrahim (2018) Optimal operation and battery management in a grid-connected microgrid, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 8:1, 195-206, DOI: 10.1080/22348972.2018.1528662.
12. В.В. Каплун, В.М. Штепа, С.С. Макаревич. Нейромережева модель прогнозування генерації електроенергії відновлювальними джерелами у системі енергоменеджменту локальних об'єктів. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 2(56), С. 27-39.
13. Ю. Саєнко, В. Любарцев, Прогнозування виробництва електроенергії за допомогою сонячних панелей при використанні нейронних мереж з неповними вихідними даними. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної on-line конференції “Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві”. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – С. 27-29.
14. Обухов С.Г., Плотников И.А. Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 2017. Т. 328, № 6. С. 38–51.
15. Traore, A., Taylor, A., Zohdy, M.A. and Peng, F.Z. (2017) Modeling and Simulation of a Hybrid Energy Storage System for Residential Grid-Tied Solar Microgrid Systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, 5, 28-39. <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.55003>.
16. Linda Barelli, Gianni Bidini, Fabio Bonucci, Luca Castellini, Simone Castellini, Andrea Ottaviano, Dario Pelosi and Alberto Zuccari. Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies* 2018, 11, 396. – p.23; doi:10.3390/en11020396, www.mdpi.com/journal/energies.
17. DG12-100 (12V100Ah). Available at: <https://www.ritarpower.com/products/176.html> (Accessed 15.08.2020).