

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ТЕХНОЛОГІЙ ТА ДИЗАЙНУ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Становський Євген Юрійович

УДК: 681.586.73:621.43.044.7 (043)

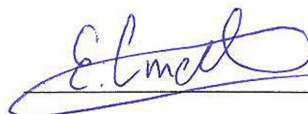
ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ ГІБРИДНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З
АКУМУЛЯТОРНОЮ БАТАРЕЄЮ ДЛЯ ПОТРЕБ ЛОКАЛЬНОГО
ОБ'ЄКТУ**

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



Є. Ю. Становський

Науковий керівник
Шавьолкін Олександр Олексійович,
доктор технічних наук, професор

Київ – 2024

АНОТАЦІЯ

Становський Є.Ю. Удосконалення гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для потреб локального об'єкту. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Київський національний університет технологій та дизайну, м. Київ, 2024.

Дисертаційна робота присвячена вдосконаленню гібридної фотоелектричної системи для потреб локального об'єкту із забезпеченням: сумісності з енергосистемою за гармоніками, вирівнюванням споживання в часі з обмеженням пікового та виключення експорту енергії в мережу, підвищення ступеню використання фотоелектричної енергії на споживання зі зменшенням витрат на електроенергію.

В дисертації отримано такі нові наукові результати:

1. Отримав розвиток принцип управління фотоелектричною системою з завданням значення активної потужності, що споживається з мережі, за прогнозом фотоелектричної генерації з формуванням стану заряду акумуляторної батареї та зміною механізму перемикання регуляторів та введенням зворотного зв'язку за потужністю навантаження, що забезпечує підвищення ступеню споживання фотоелектричної енергії та зменшення витрат на електроенергію.

2. Запропоновано використання в контурі регулювання струму інвертору зворотного зв'язку за струмом конденсатора вихідного фільтру з модифікацією структури фільтру за визначенням параметрів, що сприяє забезпеченню відповідності стандарту струму в точці підключення до мережі в разі несинусоїдальної напруги.

3. Удосконалено математичну модель акумуляторної батареї за рахунок врахування зміни режимів заряду та значень струму розряду, що підвищує точність відтворення характеристик, що надані виробником.

4. Розвинуто принципи реалізації модульної структури моделі системи з відокремленням незмінної частини та модуля формування завдання, що побудовані з врахуванням режимів функціонування. Ведення модуля формування завдання дозволяє в прискореному режимі до основного циклу моделювання визначити параметри управління та завдання потужності.

У першому розділі проведено аналіз існуючих рішень щодо гібридних фотоелектричних систем для самоспоживання локальних об'єктів. Виконано дослідження стану існуючих рішень сучасних гібридних інверторів. Проаналізовано стан розробок щодо реалізації перетворювального агрегату та системи керування гібридною фотоелектричною системою з акумуляторною батареєю. Оцінено можливості використання багатфункціональних мережевих інверторів для забезпечення електромагнітної сумісності з мережею відповідно стандартам. Показано, що наявність конденсатору вихідного фільтра в умовах несинусоїдності напруги, яка припускається стандартом, призводить до погіршення гармонійного складу струму в точці підключення до мережі. Виконано аналіз систем регулювання перетворювального агрегату фотоелектричних систем та алгоритмів управління розподілом енергії в системі електроживлення локального об'єкту. Проведено аналіз стану щодо математичного моделювання електромагнітних та енергетичних процесів в фотоелектричних системах з акумуляторною батареєю.

На підставі виконаного аналізу сформульовано завдання для вирішення.

У другому розділі розглянуто структури перетворювального агрегату фотоелектричної системи з багатфункціональним мережевим інвертором за мостовою та каскадною схемами. Показано, що за підтримання коефіцієнта потужності близького до 1 в точці підключення до мережі, з мережі споживається лише активна потужність. Це створює передумови для управління потужністю, що споживається. Обґрунтовано визначення параметрів силових кіл та напруги на вході мережевого інвертора з урахуванням припустимих за стандартом значень вищих гармонік напруги мережі. Розглянуто можливість компенсації вищих гармонік струму,

обумовлених відповідними гармоніками напруги мережі. Показано, що це досягається зміною структури вихідного фільтру мережевого інвертора за відповідних параметрів його елементів в поєднанні з компенсуючим зв'язком за струмом фільтру в контурі регулювання струму та введенням до блоку завдання струму сигналу струму конденсатору фільтру. Виконано аналіз АЧХ і ФЧХ фільтру та обґрунтовано параметри зі зменшенням фазового зсуву фільтру до 90° , що дозволяє зменшити вдвічі сталу фільтру в колі зв'язку за струмом конденсатору вихідного фільтру. Це сприяє компенсації гармонік більш високого порядку.

З урахуванням отриманих рішень розроблені математичні моделі в Matlab для досліджень електромагнітних процесів в системі «мережа – перетворювальний агрегат – навантаження» з урахуванням несинусоїдальної напруги для схеми багатофункціонального мостового інвертора, а також в разі використання послідовного з'єднання інверторів. Результати моделювання підтверджують можливість підтримання якості струму мережі за значення $\text{THDi}_g \leq 5\%$ практично у всьому діапазоні його змінювання.

Третій розділ присвячений реалізації управління з завданням потужності, що споживається з мережі. Обґрунтовано доцільність управління за прогнозом генерації фотоелектричної батареї та відомим (розрахунковим) графіком потужності навантаження з завданням потужності, що споживається з мережі. В якості цільової функції управління обрано графік стану заряду акумуляторної батареї з завданням контрольних точок та обмеженням глибини розряду. Це забезпечує контрольований заряд незалежно від рівня генерації фотоелектричної батареї з обмеженням глибини розряду та забезпеченням максимального споживання фотоелектричної енергії для зменшення енергії, що споживається з мережі.

Розглянуто структуру системи регулювання перетворювальним агрегатом із змінною структурою регуляторів за прив'язки режимів роботи та перемикаць регуляторів до формування стану заряду акумуляторної батареї. Запропоновано в режимі заряду з постійною напругою в разі близьких значень потужності, що

споживається з мережі, і потужності навантаження здійснювати перемикання каналу керування фотоелектричною батареєю в режим максимальної потужності з вмиканням каналу регулювання потужності, що зменшує значення потужності мережі відносно заданого. Використовується вимірне значення потужності навантаження і вводиться обмеження щодо потужності мережі, що забезпечує максимальне використання фотоелектричної енергії на споживання із зменшенням споживання енергії з мережі. Показано, що реалізація управління передбачає використання трьох каналів регулювання в разі роботи паралельно з мережею і четвертий канал з регулятором напруги навантаження в автономному режимі зі зміною налаштування контуру регулювання струму. За цього в каналі регулювання струму фотоелектричної батареї використовується кероване обмеження за максимальним струмом, що виключає перемикання в режим короткого замикання.

Показано доцільність реалізації автономного режиму з регулюванням потужності навантаження (зниженням напруги до 10%) в разі заряду акумулятору за постійної напруги, коли потужність фотоелектричної батареї є близькою до максимально можливого значення. Це значення визначається за поточним значенням виміряного струму короткого замикання фотоелектричної батареї. Це дозволяє підтримувати заряд акумулятора певний час за наявності фотоелектричної генерації.

Запропоновані сценарії управління та обґрунтована методика визначення завдання активної потужності, що споживається з мережі, згідно прийнятої тарифікації оплати за електроенергію. Встановлено, умови коли за середньомісячної генерації на рівні літа перехід з сценарію за одним тарифом на тризонний забезпечує більше зниження витрат на електроенергію.

Четвертий розділ присвячений математичному моделюванню енергетичних процесів фотоелектричної системи для добового циклу роботи. Виконано уточнення опису моделі. Це стосується: введення незалежної змінної, яка визначає задане значення потужності, що споживається з мережі; введення оцінювання ступеню використання фотоелектричної енергії з безпосереднім

визначенням енергії, що генерується, та використовується на споживання; врахуванням зміни режимів функціонування; визначення вихідної потужності інвертору в години вечірнього піку навантаження з урахуванням завдання потужності мережі, що дозволяє розглядати різні сценарії функціонування за різної тарифікації оплати за спожиту з мережі електроенергію.

Розглянуто математичну модель акумулятору з підвищенням точності відтворення характеристик заряду і розряду до 3% відносно характеристик виробника, що надаються в графічній формі.

Обґрунтовано компонування структури моделі енергетичних процесів з відокремленням модулю формування завдання, який здійснює розрахунок параметрів управління в прискореному масштабі часу до початку основного циклу моделювання. Розрахунок здійснюється для визначеного набору сценаріїв. Дана структура є достатньо гнучкою щодо змінювання сценаріїв.

Виконано моделювання за прийнятих сценаріїв управління для різних умов і графіків навантаження. Результати моделювання показали, що при формуванні графіку стану заряду акумулятора визначальним є середнє значення потужності на інтервалах часу. Підтверджено можливість підвищення ступеню використання фотоелектричної енергії на 6.6% в разі змінювання алгоритму з регулюванням завдання потужності в зоні заряду акумулятору з постійною напругою. За прийнятих умов це забезпечило зменшення споживання з мережі на 3.3-5%. Також підтверджено можливість зниження витрат на електроенергію в разі переходу з сценарію для одного тарифу на тризонну тарифікацію. Для розглянутого конкретного використання зниження становить 8.7 %.

Ключові слова: фотоелектрична система, акумуляторна батарея, локальний об'єкт, багатофункціональний мережевий інвертор, вихідний фільтр, аналіз частотних характеристик, коефіцієнт гармонік, система регулювання, режими роботи, контур регулювання струму, графік стану заряду, завдання споживаної з мережі потужності, прогноз генерації, сценарії управління, моделювання електромагнітних та енергетичних процесів.

SUMMARY

Stanovskyi Ye.Yu. Improvement of hybrid photovoltaic system with storage battery for local facility needs – Qualification scientific work on the rights of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 141 – «Electric power engineering, electric engineering and electromechanics». – Kyiv National University of Technologies and Design, Kyiv, 2024.

The dissertation work is devoted to improving the hybrid photovoltaic system for local facility needs with the provision of: compatibility with the power system in terms of harmonics, equalization of consumption over time with peak limiting and elimination of energy export to the grid, increasing the degree of use of photovoltaic energy for consumption with reducing electricity costs.

The following new scientific results were obtained in the dissertation:

1. The principle of PV system management with active power value task, which is consumed from the grid, according to the PV generation forecast with the formation of the state of charge of the battery and a change in the switching mechanism of the regulators and the introduction of feedback on load power, which ensures an increase in the degree of consumption of photovoltaic energy and a reduction in electricity costs was developed.
2. It was proposed to use feedback on the current of the output filter capacitor in the inverter current control loop with a modification of the filter structure by definition of parameters, which helps ensure compliance with the current standard at the point of connection to the grid at a non-sinusoidal voltage.
3. It was improved the mathematical model of the battery by taking into account changes in charge modes and discharge current values, which increases the accuracy of reproducing the battery characteristics provided by the manufacturer.
4. The principles of implementing the modular structure of the system model with the isolation of the unchanged part and the task creation module, built taking into account the operating modes, were developed. Maintaining the task

creation module allows to quickly determine the control parameters and power tasks before the main modeling cycle.

In the first section, the analysis of existing solutions of hybrid photovoltaic systems for self-consumption of local facilities was carried out. A study of the state of existing solutions for modern hybrid inverters was carried out. The state of developments for the implementation of a converter unit and a control system for a hybrid photovoltaic system with a storage battery was analyzed. The possibilities of using multifunctional grid inverters to ensure electromagnetic compatibility with the grid in accordance with the standards were assessed. It is shown that the presence of an output filter capacitor in conditions of non-sinusoidal voltage allowed by the standard leads to a deterioration in the harmonic composition of the current at the point of connection to the grid. An analysis of control systems for the converter unit of photovoltaic systems and algorithms for controlling energy distribution in the power supply system of a local facility was carried out. An analysis of the state of mathematical modeling of electromagnetic and energy processes in photovoltaic systems with a battery was carried out.

Based on the analysis performed, tasks for solution were formulated.

In the second section, the structures of the converter unit of a photovoltaic system with a multifunctional grid inverter using bridge and cascade circuits was considered. It is shown that by maintaining the power factor close to 1 at the point of connection to the grid, only active power is consumed from the grid. This creates the prerequisites for managing power consumption. The determination of the parameters of power circuits and the voltage at the input of the grid inverter was justified, taking into account the values of higher harmonics of the grid voltage that are permissible according to the standard. The possibility of higher current harmonics compensation caused by the corresponding harmonics of the grid voltage was considered. It is shown that this is achieved by changing the structure of the output filter of the grid inverter with the appropriate parameters of its elements in combination with a compensating connection for the filter current in the current control loop and entering a filter capacitor current signal into the current setting block. The analysis of AFC

and PFC of the filter was carried out and the parameters were justified with a decrease in the phase shift of the filter to 90° , which makes it possible to halve the filter constant in the coupling circuit by the current of the output filter capacitor. This contributes to the compensation of a higher order harmonics. The possibility of using circuits with series connection of inverters was considered and the single-channel structure of the control system with a slave current control loop using a current deviation channel common to all inverters and changing the external controller according to the operating mode was improved. When operating in parallel with the grid, it is a current (voltage) regulator; in autonomous mode, it is a load voltage regulator, while the photovoltaic battery operates in a mode close to a short circuit, as a current source.

Taking into account the obtained solutions, mathematical models were developed in Matlab for studying electromagnetic processes in the system «grid – converter unit – load» taking into account non-sinusoidal voltage for a multifunctional bridge inverter circuit, as well as in the case of using a series connection of inverters. The simulation results confirm the possibility of maintaining the grid current quality at a value of $\text{THD}_{ig} \leq 5\%$ in almost the entire range of its variation.

The third section is devoted to the implementation of control with setting power consumption from the grid. The expediency of control based on the photovoltaic battery generation forecast and the known (calculated) load power schedule with setting the power consumption from the grid was substantiated. The graph of the battery charge state with setting control points and limiting the depth of discharge was selected as the target control function. This provides controlled charging regardless of the generation level of the PV array, limiting the depth of discharge and ensuring maximum PV energy consumption to reduce energy consumption from the grid. The structure of a converter unit control system with a changing structure of regulators is considered when linking operating modes and switching regulators to the formation of the storage battery state of charge. It was proposed in the charging mode with a constant voltage, in the case of close values of

power consumption from the grid and load power, to switch the control channel of the photovoltaic battery to the maximum power mode with the inclusion of a power control channel, which reduces the grid power value of relative to the specified one. The measured load power is used and grid power capping is introduced, ensuring maximum PV energy utilization per consumption while reducing energy consumption from the grid. It is shown that the control implementation involves the use of three regulation channels in the case of operation in parallel with the grid and the fourth channel with the load voltage regulator in autonomous mode with a change setting of the current control loop. In this case, in the PV current control channel, a controlled maximum current limitation is used, which prevents the PV from switching to short circuit mode.

The feasibility of implementing an autonomous mode with load power adjustment (voltage reduction to 10%) is shown in the case of battery charging at a constant voltage, when the PV power is close to the maximum possible value. This value is determined from the current value of the measured short-circuit current of the photovoltaic array. This allows to maintain battery charge at a certain time in the presence of photovoltaic generation. Control scenarios are proposed and a methodology for determining the task of active power consumed from the grid according to the accepted tariff for electricity payment is substantiated. It was established that with average monthly generation at the level of summer, the transition from the one-tariff scenario to the three-zone one provides a greater reduction in electricity costs.

The fourth section is devoted to the mathematical modeling of the photovoltaic system energy processes for the daily work cycle. The model description was refined. This applies to: entering an independent variable that determines the set value of power consumption from the grid; introduction of an assessment of the photovoltaic energy degree of use with a direct determination of the generated energy and used for consumption; taking into account changes in operating modes; determination of the output inverter power during the evening peak load hours, taking into account the grid power task, which allows to consider different operating

scenarios with different tariffs for electricity payment consumed from the grid. A mathematical model of a battery is considered with an increase in the accuracy of reproducing charge and discharge characteristics up to 3% in relation to the manufacturer's characteristics provided in graphical form.

The layout of the structure of the model of energy processes in the system with the division of the task formation module, which carries out the calculation of control parameters in an accelerated time scale before the start of the main modeling cycle, is justified. The calculation is performed for a specific set of scenarios. This structure is flexible enough for changing scenarios.

Simulation under accepted control scenarios for various conditions and load schedules was performed. The simulation results showed that during the forming a graph of the battery charge state, the determining factor is the average power value at time intervals. The possibility of increasing the degree of utilization of photovoltaic energy by 6.6% in case of changing the algorithm with regulating the power setting in the battery charging zone with a constant voltage, has been confirmed. Under the accepted conditions, this ensured a decrease in consumption from grid by 3.3-5%. The possibility of reducing electricity costs during moving from a single tariff scenario to a three-zone tariff system has also been confirmed. For the specific use considered, the decrease is 8.7%.

Keywords: photovoltaic system, storage battery, local object, multifunctional grid inverter, output filter, analysis of frequency characteristics, harmonic distortion factor, control system, operating modes, current control loop, charge status graph, setting the power consumed from the grid, generation forecast, management scenarios, modeling of electromagnetic and energy processes.

Список публікацій здобувача:

1. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Моделювання комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з багатофункціональним перетворювальним агрегатом фотоелектричної батареї. *Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія Технічні науки*. 2019. № 4 (136). С. 20–33. DOI: 10.30857/1813-6796.2019.4.2. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
2. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Тютюнник Н. Л. Забезпечення відповідності стандартам якості струму в точці підключення до мережі комбінованої системи електроживлення з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2019. № 1 (21). С. 33–41. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2019-1-33-41>. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
3. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Багатофункціональний перетворювальний агрегат з послідовним з'єднанням інверторів для комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. №1 (22). С. 74–80. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-74-80>. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
4. Шавьолкін О. О., Шведчикова І. О., Кругляк Г. В., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Програмно-технічний комплекс управління підключеною до мережі фотоелектричною системою з акумулятором для забезпечення власних потреб локального об'єкта. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. № 2 (23). С. 20–27. DOI: 10.31474 / 2074-2630-2020-2-20-27. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
5. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Визначення параметрів фотоелектричної системи з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та*

Інжинірінг. 2021. № 4. С. 41–50. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.4. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б).

6. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Моделювання енергетичних процесів в гібридній фотоелектричній системі з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та Інжинірінг*. 2021. № 3. С. 28–38. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.3.3. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

7. Шавьолкін О. О., Підгайний М. О., Становський Є. Ю. Моделювання гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для локального об'єкту у разі енергоменеджменту з використанням прогнозу *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2021. № 1 (24). С. 6–13. DOI: 10.31474/2074-2630-2021-1-6-13. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

8. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Гібридна фотоелектрична система з акумуляторною батареєю для локального об'єкту з завданням потужності, що споживається з мережі. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2022. № 2 (27). С. 35–42. DOI:10.31474/2074-2630-2022-2-35-42. (стаття у періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

9. Shavolkin O., Shvedchykova I., Lishchuk V., Stanovskyi Y. Improving a model of the hybrid photovoltaic system with a storage battery for local object's self-consumption involving the setting of power consumed from the grid. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 3 (8 (123)). P. 6–16. DOI: 10.15587/1729-4061.2023.280053. (стаття у періодичному науковому виданні, проіндексованому у базі Scopus та віднесеному до другого квартилю Q2 відповідно до класифікації SCImago Journal)

10. Shavolkin O. O., Pidhainyi M. O., Stanovskyi Ye. Yu. Improving a grid inverter with an lcl output filter for a photovoltaic electric power system of object which is connected to the grid. *Journal of new technologies in environmental science*.

Poland, Kielce, 2019. № 4 (3). P. 186–193. URL: <https://www.jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2020/04/No-4-2019.pdf>. (стаття у міжнародному науковому виданні)

11. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Підгайний М.О. Багатофункціональний перетворювальний агрегат з послідовним з'єднанням інверторів для комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з фотоелектричною батареєю. *Проблеми та перспективи розвитку енергетики, електротехнологій та автоматики в АПК* : Збірник матеріалів V Міжнародної науково-практичної конференції присвяченої пам'яті професора Віктора Михайловича Синькова (ПРЕАП-2019), 19 грудня 2019 р., НУБіП України, Київ. 2019. С. 38–40. (матеріали наукової конференції)

12. Shavolkin O., Pidhainyi M. O., Stanovskyi Ye. Yu. Ensuring compliance with quality standards for the current at the point of connection to the network of the combined photovoltaic electric power system of the local object. Book of abstracts. Part I. IV International Scientific-Technical Conference 6–8 February 2020, Kielce (Poland, Ukraine, Croatia, Slovakia, Sweden, USA). P.84–85. (матеріали міжнародної наукової конференції)

13. Воробей В. В., Становський Є. Ю., Шавьолкін О. О. Удосконалення математичної моделі акумуляторної батареї в структурі фотоелектричної системи електроживлення об'єкту. *Технічні науки в Україні: сучасні тенденції розвитку* : Матеріали IV Всеукраїнської науково-технічної інтернет-конференції (17–18 листопада 2022 р. м. Київ). Київ : вид-во КІЗТ ДУІТ, 2022. С 43–44. (матеріали наукової конференції)

14. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Компенсація впливу несинусоїдальності напруги мережі на показники мережевого інвертору комбінованої системи електроживлення локального об'єкту. *Мехатронні системи: інновації та інжиніринг* : тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції (10 жовтня 2019 р., м. Київ). С. 41–42. (матеріали наукової конференції)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	2
SUMMARY	7
Список публікацій здобувача	12
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ	18
ВСТУП	20
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ ГІБРИДНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОТРЕБ ЛОКАЛЬНИХ ОБ’ЄКТІВ	27
1.1. Аналіз існуючих рішень гібридних фотоелектричних систем з акумулятором для потреб локальних об’єктів	27
1.2. Аналіз стану розробок щодо реалізації перетворювального агрегату та системи керування гібридною фотоелектричною системою з акумуляторною батареєю	32
1.3. Аналіз стану щодо математичного моделювання фотоелектричних систем з акумуляторною батареєю.....	42
1.3.1. Моделі для дослідження електромагнітних процесів в системі.....	42
1.3.2. Моделі в добовому циклі	43
1.4. Формулювання завдань роботи	45
РОЗДІЛ 2. УДОСКОНАЛЕННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНОГО АГРЕГАТУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З БАГАТОФУНКЦІОНАЛЬНИМ МЕРЕЖЕВИМ ІНВЕРТОРОМ	47
2.1. Структура перетворювального агрегату фотоелектричної системи з багатофункціональним мережевим інвертором.....	47

2.2.	Забезпечення якості відпрацьовування струму багатфункціональним мережевим інвертором.....	49
2.2.1.	Мостова схема інвертора	49
2.2.2.	Каскадна схема з послідовним з'єднанням інверторів	52
2.3.	Забезпечення якості струму в точці підключення до мережі.....	54
2.3.1.	Врахування впливу несинусоїдальності напруги в контурі регулювання струму інвертора.....	54
2.3.2.	Удосконалення вихідного фільтру інвертора	59
2.4.	Моделювання електромагнітних процесів в вихідному колі перетворювального агрегату.....	61
2.4.1.	Перетворювальний агрегат з мостовим багатфункціональним інвертором.....	61
2.4.2.	Перетворювальний агрегат з каскадним з'єднанням двох інверторів.....	65
2.5.	Висновки до розділу 2	67
РОЗДІЛ 3. РЕАЛІЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ З ЗАВДАННЯМ ПОТУЖНОСТІ, ЩО СПОЖИВАЄТЬСЯ З МЕРЕЖІ, ЗА ПРОГНОЗОМ ГЕНЕРАЦІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ БАТАРЕЇ		69
3.1.	Обґрунтування доцільності та особливості реалізації управління з завданням потужності, що споживається з мережі	69
3.2.	Структура системи регулювання перетворювальним агрегатом.....	72
3.3.	Сценарії управління з врахуванням тарифікації оплати за електроенергію	79
3.4.	Висновки до розділу 3	85

РОЗДІЛ 4. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОБОВОГО ЦИКЛУ РОБОТИ.....	87
4.1. Опис енергетичних процесів для сталих режимів функціонування з завданням потужності, що споживається з мережі	87
4.2. Модель акумуляторної батареї	89
4.2.1. Розрядні характеристики.....	89
4.2.2. Зарядні характеристики.....	92
4.2.3. Структура моделі акумуляторної батареї.....	93
4.3. Загальна структура моделі системи	96
4.3.1. Незмінна від сценаріїв частина моделі	97
4.3.2. Модуль формування завдання.....	98
4.3.3. Завдання параметрів	104
4.4. Результати моделювання.....	105
4.5. Висновки до розділу 4	111
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	114
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	118
ДОДАТОК А. Список опублікованих праць за темою дисертації.....	133
ДОДАТОК Б. Математична модель в середовищі Matlab Simulink для дослідження електромагнітних процесів в системі «Розподільча мережа – перетворювальний агрегат з багатофункціональним мережевим інвертором – навантаження».....	136
ДОДАТОК В. Розрахунок параметрів літій-залізо-фосфатного акумулятора за паспортними даними виробника в середовищі Mathcad.....	141
ДОДАТОК Г. Акт впровадження результатів дисертаційного дослідження	149

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

Скорочення	Пояснення
АКБ	Акумуляторна батарея
АРР	Автономний режим роботи
АЧХ	Амплітудно-частотна характеристика
БВ	Блок вимірювання
БЗР	Блок завдання режиму
БЗС	Блок завдання струму
БКЗ	Блок контролю заряду
БМІ	Багатофункціональний мережевий інвертор
БО	Блок обмеження
ВДЕ	Відновлювальне джерело електроенергії
ГІ	Гібридний інвертор
ГМН	Генератор модулюючих напруг
ГОН	Генератор опорної напруги
ДК	Динамічна компенсація
ДН	Датчик напруги
ДС	Датчик струму
ІН	Інвертор напруги
КЗ	Коротке замикання
ККД	Коефіцієнт корисної дії
КСЕ	Комбінована система електроживлення
ЛО	Локальний об'єкт
ПА	Перетворювальний агрегат
ПН	Перетворювач напруги
РМ	Розподільча мережа
САФ	Силовий активний фільтр
ФАПЧ	Фазове автопідстроювання частоти
ФБ	Фотоелектрична батарея

Скорочення	Пояснення
ФЕС	Фотоелектрична система
ФЧХ	Фазо-частотна характеристика
ЦМ	Централізована мережа
ШИМ	Широтно-імпульсна модуляція
CPV	Controller of photovoltaic battery
CSB	Controller of storage battery
DG	Distribution grid
DOD	Depth of discharge
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
MGI	Multifunctional grid inverter
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PLL	Phase-locked loop
PV	Photovoltaic battery
SB	Storage battery
SOC	State of charge
THD	Total harmonic distortion
VSI	Voltage source inverter

ВСТУП

Актуальність теми. Місією Енергетичної стратегії України до 2050 року є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії [1, 2]. За цього в цілях Енергетичної стратегії України 2050 виділено розвиток альтернативних джерел енергії, нових продуктів та інноваційних рішень в енергетичному секторі.

Використання відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ), зокрема фотоелектричних систем (ФЕС), стає розповсюдженим і для систем електроживлення локальних об'єктів (ЛО) приватного сектору. Але за цього існує ряд проблем пов'язаних з нерівномірністю надходження енергії ВДЕ, сумісністю з існуючими розподільчими електромережами. Надлишкова фотоелектрична енергія обумовлює піковий експорт в мережу в денні години при збереженні пікового попиту в зранку та ввечері. За цього виникає проблема з балансуванням потужності в енергосистемі. Тому сучасною тенденцією розвитку енергетики з відновлювальними джерелами електроенергії (ВДЕ) є локалізація використання електроенергії в місцях її генерації за мінімуму експорту в мережу.

Останнім часом найбільше використання знаходять гібридні фотоелектричні системи (ФЕС) з накопичувачами електроенергії та підключенням до розподільчої мережі змінного струму (РМ). В якості накопичувача енергії зазвичай використовуються акумуляторні батареї (АКБ). Це сприяє забезпеченню балансу електроенергії в енергосистемі, для споживача - підвищенню надійності електропостачання. За цього актуальним питанням є досягнення максимального зниження витрат на електроенергію, що споживається з мережі. Це можливо за максимального використання енергії ФЕС на споживання. В певній мірі цьому сприяє зростання тарифів на електроенергію. Ефективність використання гібридних ФЕС з АКБ для ЛО пов'язана з коректним визначенням параметрів та управлінням енергетичними процесами в системі за підтримання відповідних стандартам показників якості струму в точці підключення РМ. В певній мірі це досягається за використання

багатофункціональних мережевих інверторів (БМІ) та управління енергоспоживанням за прогнозом генерації фотоелектричної батареї (ФБ). Це передбачає наявність ефективних методів проектування і, зокрема, математичних моделей.

Питання удосконалення ФЕС для ЛО стосується розв'язання комплексу завдань щодо: в апаратній частині стосовно електромагнітної сумісності з реальними та часто перевантаженими, зокрема, в сільській місцевості мережами; ефективного управління з використанням прогнозу, що спрямоване на забезпечення вирівнювання споживання енергії з РМ із зниженням в години пікового попиту, максимального використання фотоелектричної енергії на споживання ЛО. Важливим за цього є питання удосконалення інструменту для розробки та дослідження ФЕС, в якості якого може розглядатися математичне моделювання на комп'ютері. Тому питання подальшого вдосконалення ФЕС з АКБ для локальних об'єктів є актуальним.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Роботу виконано відповідно до планів науково-дослідних робіт кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки Київського національного університету технологій та дизайну. Матеріали роботи використано під час виконання: держбюджетної фундаментальної науково-дослідної роботи «Принципи створення енергоефективних перетворювальних агрегатів комбінованих систем електроживлення з поновлювальними джерелами» (№ держреєстрації 0117U000605, 2017-2019 рр.) - виконавець розділу 2.2.1 «Визначення потужності сонячної батареї в автономному режимі та можливості регулювання потужності навантаження»; НДР за договором № ДЗ/92-2019 «Розроблення програмно-технічного комплексу управління електроспоживанням у системах енергоменеджменту локальних об'єктів» (№ держреєстрації 0119U103640) - виконавець розділу 2.4 «Опис обладнання програмно-технічного комплексу»; українсько-словацької НДР «Удосконалення енергоменеджменту гібридних фотоелектричних систем

локальних об'єктів з накопичувачами енергії» (№ держреєстрації 0123U103763, 2023 рр.) - виконавець підрозділу 2.3 «Опис моделі системи».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є вдосконалення гібридної ФЕС ЛО із забезпеченням: сумісності з енергосистемою за гармоніками, за обмеження пікового споживання та виключення експорту енергії в мережу, підвищення ступеню використання енергії ФБ на споживання зі зменшенням витрат на електроенергію.

Вирішення наукового завдання, поставленого в дисертації, включає в себе вирішення наступного комплексу задач:

1. Виконати аналіз існуючих рішень щодо підвищення ефективності гібридної фотоелектричної системи для власних потреб локального об'єкту.

2. Оцінити можливість удосконалення перетворювального агрегату (ПА) ФЕС за використання БМІ для забезпечення відповідності якості струму в точці підключення до мережі вимогам стандарту МЕК з врахуванням несинусоїдальності напруги мережі, що припускається відповідним стандартом для мереж загального призначення.

3. Розробити рішення щодо удосконалення структури контуру регулювання струму та вихідного фільтру БМІ для компенсації вищих гармонік, обумовлених відповідними гармоніками напруги мережі в струмі мережі.

4. Розробити математичну модель на ПК для досліджень електромагнітних процесів в системі «мережа – ПА – навантаження» з урахуванням несинусоїдальної напруги мережі.

5. Обґрунтувати механізм реалізації управління ФЕС для потреб ЛО з завданням потужності, що споживається з мережі, за прогнозом генерації ФБ. Розробити структуру системи управління ФЕС з завданням потужності за роботи паралельно з мережею та в автономному режимі.

6. Розробити сценарії управління ФЕС та методика визначення завдання активної потужності, що споживається з мережі, згідно прогнозу та прийнятої тарифікації оплати за електроенергію;

7. Удосконалити математичну модель ФЕС з АКБ для ЛО в добовому циклі функціонування шляхом уточнення опису елементів системи в сталих режимах з врахуванням рішень, запропонованих щодо реалізації, в разі управління потужністю, що споживається з мережі.

8. Розробити модульну структуру математичної моделі для дослідження процесів в ФЕС з уточненням моделі АКБ та реалізацією функції визначення завдання потужності, що споживається з мережі, для оцінювання ефективності системи.

9. Здійснити моделювання з дослідженням рішень щодо реалізації управління з завданням активної потужності, що споживається з мережі.

Об'єкт дослідження – електромагнітні та енергетичні процеси в системі «фотоелектрична батарея – АКБ – перетворювальний агрегат – навантаження – мережа змінного струму».

Предмет дослідження – побудова структури силових кіл ФЕС і управління енергоспоживанням за прогнозом генерації ФБ.

Методи дослідження. При вирішенні поставлених задач для побудови системи управління ФЕС використано методи теорії автоматичного керування. Під час визначення параметрів схеми перетворювального агрегату застосовано розкладання в ряд Фур'є та аналіз АЧХ і ФЧХ. Для побудови математичної моделі системи використано методи теорії електричних кіл, статистичні дані та методи апроксимації під час опису характеристик АКБ. Розрахунки та моделювання електромагнітних та енергетичних процесів проводились з використанням програмного пакету Matlab Simulink. Також використано результати робіт провідних вчених в області систем електроживлення з ВДЕ.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Отримав розвиток принцип управління ФЕС з завданням значення активної потужності, що споживається з мережі, за прогнозом генерації ФБ з формуванням стану заряду АКБ та зміною механізму перемикання регуляторів та введенням зворотного зв'язку за потужністю навантаження, що забезпечує

підвищення ступеню споживання фотоелектричної енергії та зменшення витрат на електроенергію.

2. Запропоновано використання в контурі регулювання струму БМІ зворотного зв'язку за струмом конденсатора вихідного фільтру з модифікацією структури фільтру за визначенням параметрів, що сприяє забезпеченню відповідності стандарту струму в точці підключення до мережі в разі несинусоїдальної напруги.

3. Удосконалено математичну модель АКБ за рахунок врахування зміни режимів заряду та значень струму розряду, що підвищує точність відтворення характеристик АКБ, що надані виробником.

4. Розвинуто принципи реалізації модульної структури моделі системи з відокремленням незмінної частини та модуля формування завдання, що побудовані з врахуванням режимів функціонування. Ведення модуля формування завдання дозволяє в прискореному режимі до основного циклу моделювання визначити параметри управління та завдання потужності.

Практичне значення отриманих результатів:

Отримані рішення є основою для проектування ФЕС з акумуляторною батареєю для забезпечення потреб локальних об'єктів, зокрема це:

- методика визначення параметрів вихідного фільтру мережевого інвертора та напруги в ланці постійного струму в разі використання ФЕС в «слабких» мережах з несинусоїдальною напругою;
- методика розрахунків параметрів моделі АКБ згідно графічно заданим характеристикам виробника;
- математична модель енергетичних процесів в добовому циклі з визначенням завдання потужності, що споживається, за графіком навантаження і генерацією ФБ за умови досягнення бажаних показників за обраного сценарію управління;
- математичні моделі для дослідження електромагнітних процесів в колах багатofункціонального мережевого інвертору.

Результати дослідження використовуються у навчальному процесі кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки Київського національного університету технологій та дизайну при проведенні практичних занять на третьому (освітньо-науковому) рівні вищої освіти з дисциплін: «Відновлювальні джерела електроенергії», «Комбіновані системи електроживлення і забезпечення якості електроенергії», «Системи керування та автоматичного регулювання»

Особистий внесок здобувача. Усі результати, наведені у дисертаційній роботі і винесені на захист, отримані особисто автором або ж за його активної участі та опубліковано у спеціалізованих фахових виданнях. Автору належать обґрунтування задачі, проведення досліджень, аналіз і обробка результатів, висновки за отриманими результатами роботи. У роботах, опублікованих зі співавторами, здобувачу належить: [13] – Особистий внесок здобувача – пропозиції щодо моделі контуру струму інвертору та реалізації автономного режиму з регулятором напруги навантаження та зменшенням напруги згідно поточній спроможності фотоелектричної батареї за потужністю; [24] – пропозиція щодо введення зворотного зв'язку за струмом конденсатору фільтру, структура фільтра, розробка моделі в Matlab; [36] – пропозиції щодо використання спільного для інверторів каналу відхилення струму, введення регулятора напруги для автономного режиму роботи для завдання струму інвертора, визначення залежностей параметрів схеми, розробка моделі в Matlab; [103] – пропозиції щодо сценаріїв роботи; [107] – складання моделі та обробка результатів моделювання; [105] – розробка модулю акумуляторної батареї з врахуванням заряду з постійною напругою, модуль визначення витрат на електроенергію; [54] – врахування режиму заряду акумуляторної батареї при завданні режимів в моделі; [49] – сценарії управління з завданням потужності, що споживається з мережі; [102] – пропозиції щодо зміни механізму перемикання регуляторів з введенням зворотного зв'язку за навантаженням, удосконалення математичної моделі акумуляторної батареї, відокремлення

модулю розрахунку параметрів управління, що працює з прискоренням в часі до основного циклу моделювання.

Апробація матеріалів дисертації

Основні положення дисертаційної роботи, результати досліджень і висновки викладені в доповідях, обговорені та отримали позитивну оцінку на таких міжнародних науково-технічних і науково-практичних конференціях:

1. V Міжнародна науково-практична конференція присвячена пам'яті професора Віктора Михайловича Синькова «Проблеми та перспективи розвитку енергетики, електротехнологій та автоматики в АПК» ПРЕАП-2019, (Україна, Київ, 2019р).

2. IV Міжнародна науково-технічна конференція «Актуальні проблеми відновлюваної енергетики, будівництва та екологічної інженерії», (Польща, Кельце, 2020р).

3. X Міжнародна науково-практична конференція «Енергоефективний університет», (Україна, Київ, 2021р).

4. Міжнародна науково-практична Інтернет конференція молодих учених та студентів «Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології», (Україна, Київ, 2022р).

5. II Міжнародна науково-практична Інтернет конференція молодих учених та студентів «Електромеханічні, інформаційні системи та нанотехнології», (Україна, Київ, 2023р).

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота викладена на 149 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 4 додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 117 сторінок друкованого тексту. Робота ілюстрована 16 таблицями та 56 рисунками. Список використаних джерел містить 109 найменувань, з них 17 кирилицею та 92 латиницею.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ ГІБРИДНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОТРЕБ ЛОКАЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ

1.1. Аналіз існуючих рішень гібридних фотоелектричних систем з акумулятором для потреб локальних об'єктів

Обмежимося рішеннями фотоелектричних систем (ФЕС) для самоспоживання локальних об'єктів побутового сектору або малого бізнесу з малою потужністю споживання до 30-50 кВт. За цього генерована ФЕС енергія використовується, в першу чергу, для власного споживання.

Гібридні фотоелектричні системи мають підключення до розподільчої мережі (РМ), що забезпечує можливість функціонування локальних об'єктів (ЛО) незалежно від генерації фотоелектричної батареї (ФБ). Сьогодні на ринку представлені готові рішення гібридних ФЕС для домашнього або комерційного використання, які часто називають гібридними інверторами. За цього можливо безпосереднє використання ФЕС без накопичувача енергії (акумулятору (АКБ)) для зменшення витрат на споживання електроенергії з мережі. Але за цього доступ до фотоелектричної енергії забезпечується лише в денний час, а в години пікового попиту більш дорога енергія споживається з мережі. Можливість автономного функціонування в разі відключення напруги мережі теж обмежується денними годинами. Більш дорогим але й більш ефективним є рішення ФЕС з АКБ, що забезпечує перерозподіл енергії в системі та підвищує надійність електроживлення ЛО.

За відсутності АКБ структура ФЕС містить фотоелектричну батарею, що через перетворювач напруги (контролер) підключена до входу мережевого інвертору напруги. Вихід мережевого інвертору підключений до навантаження та розподільчої мережі змінного струму. За цього контролер ФБ виконує функцію узгодження напруги ФБ та вхідної напруги мережевого інвертору і забезпечує відбір енергії ФБ в режимі максимальної потужності МРРТ (maximum power point tracking). В разі недостатньої енергії ФБ для

забезпечення споживання ЛО енергія споживається з мережі, в разі перевищення енергії ФБ над споживанням надлишкова енергія експортується в мережу. Але на це потрібно мати відповідні домовленості з постачальником електроенергії інакше генерація оплачується як споживання з мережі.

Більшість рішень стосовно «гібридних» інверторів передбачає використання АКБ. За цього гібридний інвертор виконується як завершений модуль з вбудованими перетворювачами напруги постійного струму для ФБ і АКБ. Перетворювач АКБ (контролер заряду) має двобічну провідність з управлінням зарядом і розрядом АКБ.

За потужності ФЕС до 6-10 кВт використовується однофазне виконання інвертору. В разі більшої потужності у трифазному виконанні передбачається об'єднання 3 інверторів в загальний модуль [3]. Останнім часом випускаються гібридні інвертори на потужність до 50 кВт [4,5].

Розглянемо типові рішення гібридних інверторів, які мають ряд градацій за ціною та функціями. Типовим представником найпростіших рішень є гібридний інвертор типу Ахіота Energy ISMPPT [6] (подібні модифікації мають іншу назву і випускаються КНР). Структура наведена на рис. 1.1. Особливістю цього рішення є застосування автономного інвертора напруги (АІН) з MPPT контролером для підключення ФБ і контролером заряду для підключення АКБ. При недостатній генерації ФБ АКБ та навантаження ЛО переходять на роботу від РМ.

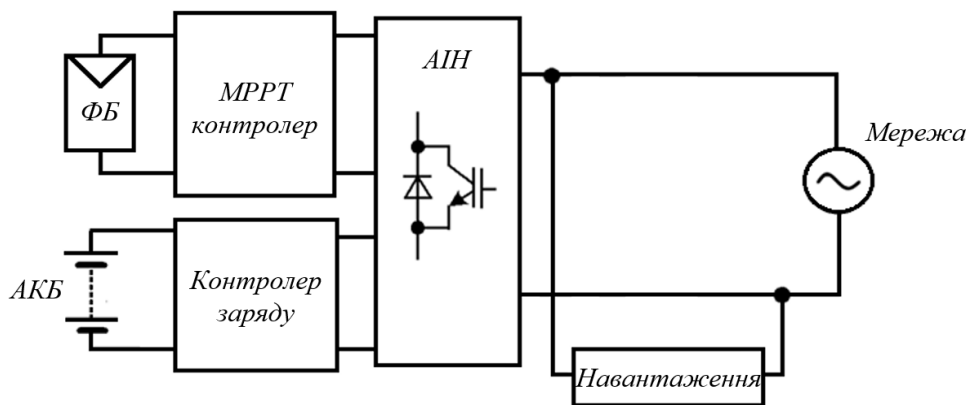


Рис. 1.1 Структура ФЕС з використанням Ахіота Energy ISMPPT

Пристрій має сучасне програмне забезпечення з відображенням на дисплеї або гаджеті інформації про поточний режим роботи, рівень заряду АКБ, рівень навантаження, а також інформацію щодо вхідної та вихідної напруги, частоти тощо.

Проте налаштування здійснюється вручну (за наявності зв'язку з Інтернетом) і потребує певного досвіду та кваліфікації. На рис. 1.2 наведено панель управління інвертором:

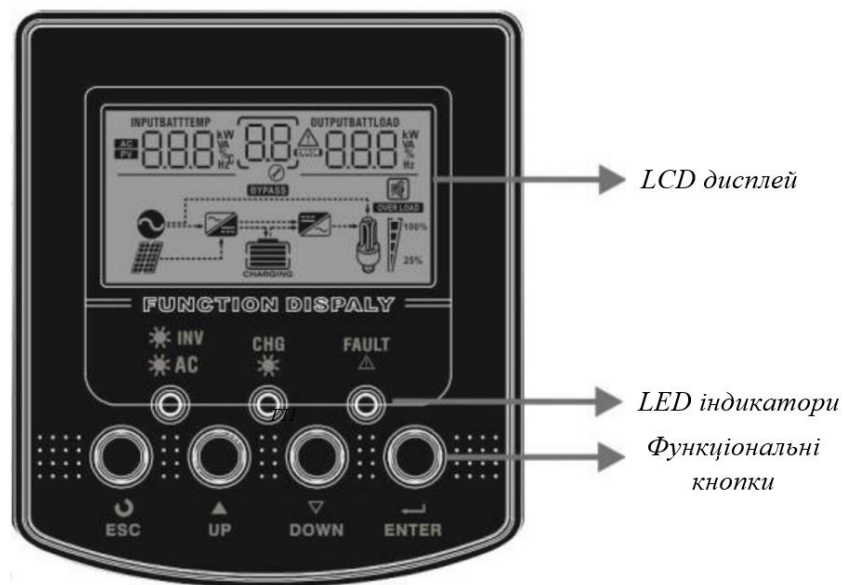


Рис. 1.2 Панель управління інвертором Ахіома Energy ISMPPT

За цього задаються автономний або мережевий режими роботи. Автономний режим передбачає, що енергія ФБ P_{PV} живить навантаження P_L та заряджає АКБ (потужність P_B) $P_{PV}=P_B+P_L$, але за нестачі енергії ФБ АКБ розряджається для потреб навантаження $P_L=P_{PV}+P_B$, а у випадку, коли відсутня генерація ФБ навантаження забезпечується АКБ $P_L= P_B$. Із зниженням ступеню заряду нижче припустимого навантаження підключається безпосередньо до мережі.

Стосовно керування зарядом/розрядом АКБ задається лише рівень ступеню розряду, після якого надалі енергія споживається з мережі.

За використанням АІН невирішеним є питання функціонування в разі високої генерації ФБ, коли АКБ є зарядженою, а споживання навантаженням

ЛО є меншим за генерацію ФБ. В цьому разі залишається відключити ФБ, як це запропоновано в роботах [7,8].

Більш досконалі та дорогі рішення типу Growatt 10000 НУ (10кВА), Conext SW4048-230 (3,5кВА), АВВ REACT-3.6/4.6-TL (3,6/4,6кВА) [3, 9-11] використовують мережевий інвертор, що працює паралельно з мережею. За цього передбачено двобічний обмін енергією з мережею. Трифазний варіант з використанням трьох окремих інверторів передбачає живлення кожної фази навантаження від окремого інвертора. За цього ФБ і АКБ розподіляються на три секції для кожного інвертора.

В інверторі типу АВВ REACT-3.6/4.6-TL є можливість обмеження потужності генерації в мережу. Механізм реалізації обмеження не описаний і, скоріш за все, пов'язаний з регулюванням потужності генерації ФБ.

Так інвертор типу АВВ REACT-3.6/4.6-TL [11] укомплектований літій-іонними АКБ, але немає функції заряду від мережі. На рис.1.3 зображено структуру ФЕС з використанням гібридного інвертора цього типу, що містить: однофазний гібридний інвертор (ГІ) з вихідним LC фільтром, дві фотоелектричні батареї (ФБ1, ФБ2) з відповідними МРРТ контролерами (МРРТ1, МРРТ2), АКБ з DC/DC перетворювачем.

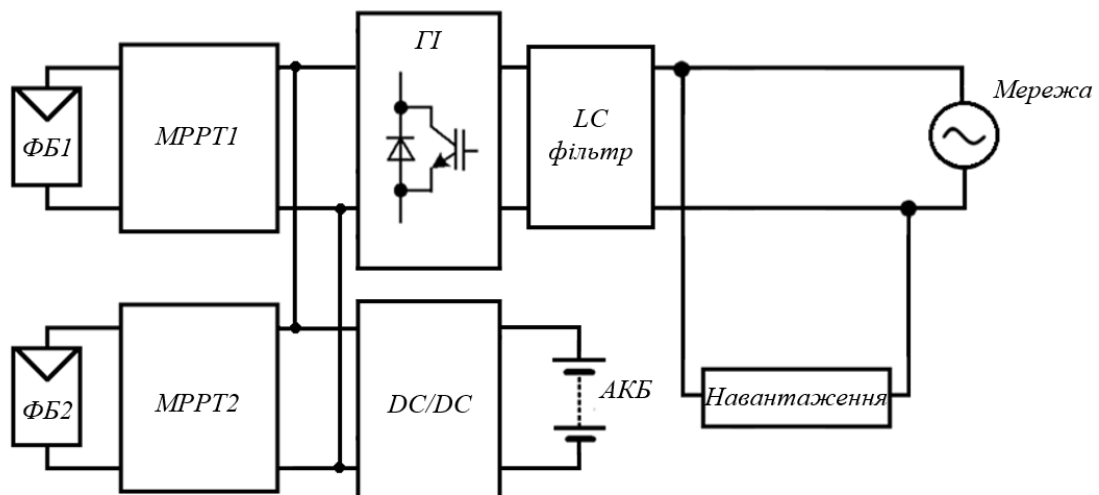


Рис.1.3 Структура ФЕС з використанням гібридного інвертора АВВ REACT-3.6/4.6-TL

За цього можливі наступні режими роботи [11]: автономний денний (рис. 1.4, а), коли енергія ФБ використовується для потреб навантаження, а

надлишкова енергія використовується для живлення АКБ $P_{PV}=P_L+P_B$; мережевий денний (рис. 1.4, б), за умови досягнення АКБ $SOC=100\%$, система забезпечує потреби навантаження $P_{PV}=P_L$, а надлишкова енергія передається в мережу $P_{PV}=P_L+P_g$ з можливістю обмеження генерації в мережу; автономний нічний (рис. 1.4, в), у разі відсутності генерації ФБ навантаження забезпечується енергією АКБ $P_L=P_B$; мережевий нічний (рис. 1.4, г), у разі розрядження АКБ, потреби навантаження забезпечуються РМ $P_L=P_g$.

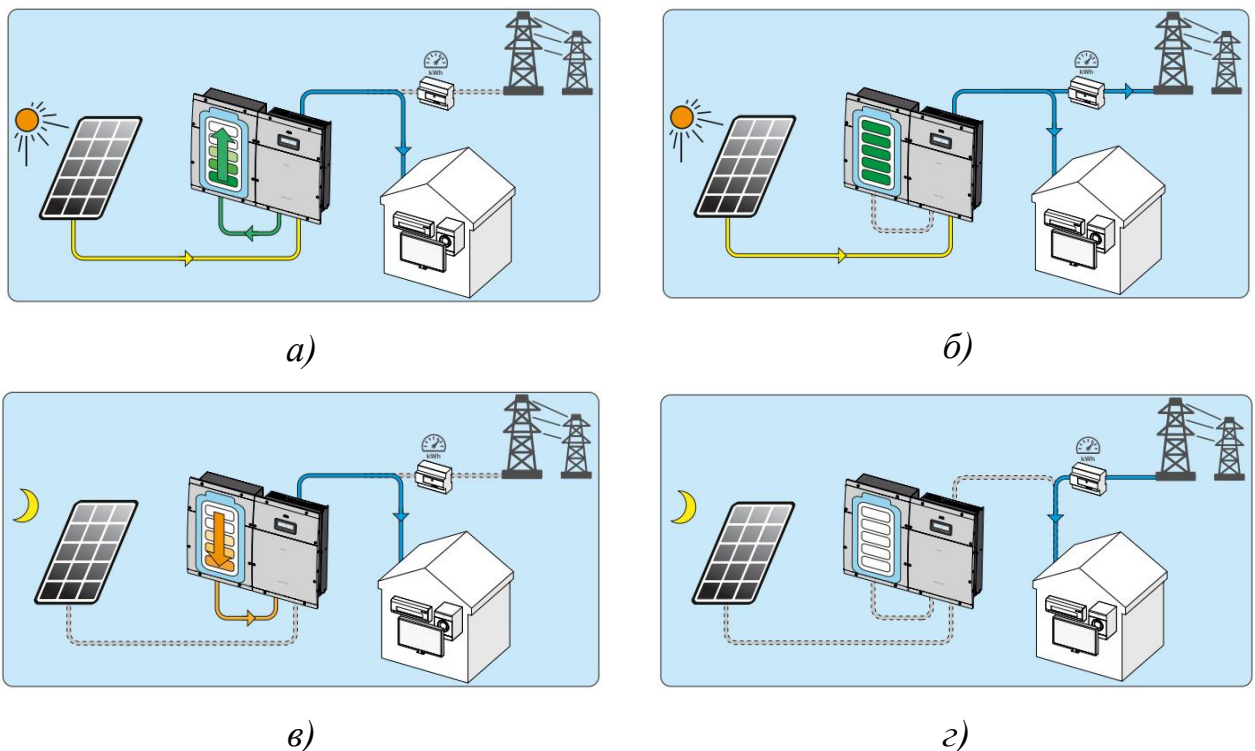


Рис. 1.4 Режими роботи гібридного інвертора АВВ REACT-3.6/4.6-TL

Налаштування пристрою аналогічно розглянутому для АХІОМА. За цього функція управління здійснюється згідно обраному сценарію та стану заряду АКБ SoC (state of charge). За цього лише контролюється та обмежується ступінь розряду DoD (depth of discharge) АКБ. В умовах змінювання погодних умов налаштування на фіксований сценарій не забезпечує ефективне використання енергії ФБ і енергоємності АКБ на споживання. Отже потребується не лише сезонне, а й поточне переналаштування.

В табл. 1.1 наведено порівняння інверторів різної вартості:

Таблиця 1.1 Технічні характеристики інверторів ABB REACT-3.6/4.6-TL та Axioma Energy ISMPPT

Інвертор	ABB REACT-3.6/4.6-TL		Axioma Energy ISMPPT		
Модель	3.6-TL	4.6-TL	3KVA	3KVA Plus	5KVA
Вихідна потужність	3,6KVA	4,6KVA	3KVA		5KVA
Вихідна напруга	230V±5%				
Вихідна частота	50Hz				
Максимальний ККД	96,5%		93%		
Кількість MPPT	2		1		
Кількість фаз	1		1		
Генерація в мережу	Передбачена		Не передбачена		

Знайдено лише одне рішення гібридного інвертора [4], яке декларує використання прогнозу погоди з врахуванням тарифів оплати. Але із наявної інформації не зрозуміло, як це реалізовано

1.2. Аналіз стану розробок щодо реалізації перетворювального агрегату та системи керування гібридною фотоелектричною системою з акумуляторною батареєю

Типова структура перетворювального агрегату (ПА) гібридної ФЕС базується на використанні мережевого інвертора за мостовою схемою в однофазному або трифазному виконанні. Варіант складеної трифазної схеми з трьох інверторів слід розглядати як три незалежних перетворювача, що працюють кожний на свою фазу.

Сучасні рішення щодо використання ШІМ забезпечують практично синусоїдальну форму напруги та струму мережевих інверторів. Разом з тим, низка сучасних споживачів ЛО (навіть світлодіодне освітлення) має нелінійний характер, споживає реактивну потужність. Це призводить до спотворення форми струму в точці підключення ЛО до мережі. В той же час сучасні стандарти щодо об'єктів розподіленої генерації встановлюють достатньо

жорсткі вимоги щодо якості струму. Коефіцієнт нелінійних спотворень THD (total harmonic distortion) струму РМ в точці спільного з'єднання згідно стандартів МЕК для об'єктів із джерелами розподіленої генерації [12] не повинен перевищувати 5%. Відносні значення гармонік вхідного струму згідно стандартів IEEE Std. 519-1992 та 1547-2018 - IEEE Standard наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 Відносні значення гармонік вхідного струму

$I_{k3}/I_{(1)MAX}$	Порядок непарної гармоніки					THDi,%
	$k < 11$	$11 < k < 17$	$17 < k < 23$	$23 < k < 35$	$35 < k$	
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Споживання реактивної потужності ЛО обумовлює додаткове завантаження реактивним струмом і значні втрати енергії для ліній розподільчих мереж. Водночас це обмежує передавання активної потужності для існуючих ліній передач.

В разі підключення до трифазної мережі навантаження ЛО є незбалансованим за фазами мережі, що обумовлює збільшення струму (втрат) в нейтральному дроті. Це призводить до асиметрії напруги за фазами мережі, що є небажаним.

Разом з тим, мережевий інвертор має певний запас за потужністю, що створює можливості до реалізації їм додаткових функцій. Це обумовило створення сучасного напрямку – багатофункціональних інверторів (БМІ) для систем з ВДЕ [13-20]. Багатофункціональні інвертори в сполученні з нелінійним навантаженням забезпечують підтримання близького до 1 коефіцієнта потужності в точці підключення до мережі, компенсуючи реактивну потужність і гармоніки струму навантаження. За цього в систему керування інвертором вводяться виміряні значення струму навантаження [21-24], або складові неактивної потужності [7, 19, 25-27]. Сучасні рішення гібридних інверторів, зокрема [5], за функціями, що реалізуються, теж є багатофункціональними.

Структура КРС БМІ [21] (рис. 1.6) містить підсумкові пристрої, пропорційну ланку з коефіцієнтом k , інтегровальну ланку, блоки множників, блок компараторів БК, генератор опорної напруги ГОН, блок фазового автопідстроювання частоти ФАПЧ, ланку динамічної компенсації ДК. Згідно сигналу завдання амплітуди струму мережі I_{Im}^* з виходу зовнішнього регулятора напруги ЗР (підтримує напругу на вході БМІ на заданому рівні $U=U^*$) формується синусоїдальний сигнал завдання струму мережі i^* . За генерації енергії ФБ у мережу i^* зсунутий по відношенню до напруги u_1 на 180° , а у разі споживання енергії з мережі співпадає за фазою. Завдання струму БМІ визначається з урахуванням i_L і ємнісної складової струму фільтра з амплітудою $I_{fm(l)} = \omega C_f U_{Im}$. ФАПЧ згідно напрузі РМ $u_1 = U_{Im} \sin \omega t$ і заданому значенню кутової частоти ω_0 формує сигнали $\sin \omega t$, $\cos \omega t$.

Система регулювання багатофункціонального інвертора є двоконтурною [21] та містить внутрішній контур регулювання струму мережевого інвертора, зовнішній контур стабілізації напруги на вході інвертора при роботі з мережею і контур з регулятором напруги навантаження в автономному режимі. В залежності від потужностей ФБ і навантаження, поточного та максимального значень струму фотоелектричної батареї, ступеня заряду акумулятора, обмеження струму мережі стабілізація напруги забезпечується регулюванням струму мережі, фотоелектричної та акумуляторної батарей.

Це забезпечується одним із трьох регуляторів напруги. В автономному режимі для збереження можливості заряду акумулятора можлива одночасна робота каналів регулювання струму фотоелектричної батареї і струму акумулятора при зниженні напруги навантаження в допустимих межах [18, 28]. Передбачено вхід примусового заряду акумулятора.

Аналогічне рішення пропонується для трифазної схеми інвертора [19], що також за незбалансованого навантаження забезпечує вирівнювання струмів в фазах для точки підключення до мережі. За цього нейтральний дріт N підключено до середньої точки в ланці постійної напруги трифазного мосту,

яка утворюється ємнісним розподільвачем напруги. Аналогічне рішення має гібридний інвертор [5].

Дане рішення з завданням струму в точці підключення до мережі є перспективним для можливості забезпечення керування активною потужністю, що споживається з мережі. Варіант з завданням активної потужності також розглядається в роботі [14], де для підтримання балансу енергії в схемі також використано пропорційно-інтегральний (ПІ) регулятор напруги в ланці постійного струму. Це рішення забезпечує: задану активну потужність за належної якості електроенергії; роботу ФБ із відстеженням точки максимальної потужності; продовження терміну служби батареї за рахунок гібридної системи зберігання.

Двоконтурна структура системи регулювання з зовнішнім ПІ регулятором напруги в ланці постійного струму та підпорядкованим контуром регулювання струму [22] створює можливості керування ФЕС за різної структури. Структура підпорядкованих регуляторів струму змінюється в залежності від режиму роботи. В структурі ФЕС в якості регульованих параметрів можуть використовуватись: струм, що споживається з мережі I_g , струм АКБ I_B , струм ФБ I_{PV} . За цього регулюється один із струмів, інші задаються фіксованими значеннями. Слід враховувати, що налаштування регулятора напруги зі зміною регуляторів струму теж змінюється. В роботі [18] розглянуто використання 3 регуляторів з перемиканням згідно режиму роботи.

Завдання фіксованого значення струму I_g дозволяє задавати і підтримувати значення активної потужності P_g , що споживається з мережі. За цього може регулюватися струм I_B забезпечуючи управління зарядом АКБ відповідно потужності генерації ФБ P_{PV} . За цього виникає питання визначення значення активної потужності P_g , яке необхідно для забезпечення потрібного графіку стану заряду АКБ.

Робота ФБ, зазвичай, здійснюється в режимі максимально можливої потужності генерації P_{PVMAX} , за цього струм ФБ задається МРРТ контролером. Розглянута вище структура дозволяє керувати I_{PV} в разі підключення входу

завдання до відповідного регулятора. За цього значення I_g і I_B задаються фіксованими. Однак слід враховувати, струм ФБ в режимі максимальної потужності є близьким до струму КЗ $I_{MAX} \approx 0.92 I_{KЗ}$. Із зміною природних умов значення I_{MAX} теж змінюється. Для виключення перемикання ФБ в режим КЗ струм слід обмежувати. Отже за відключеного контролера МРРТ потрібно мати інформацію про поточне значення максимальної потужності генерації ФБ.

Щодо стандартів якості електроенергії є певні протиріччя. За якістю напруги для РМ загального призначення діє стандарт [29], який допускає несинусоїдальність напруги ($THD_{ug} \leq 8\%$) та нормує її гармонійний склад (до 40-ї гармоніки). Тобто стандарт допускає, що напруга в мережі є несинусоїдальною, що слід враховувати за наявності ємнісного фільтру на виході інвертору. Хоча за цього нормується значення окремих гармонік і загальне значення THD.

Несинусоїдальність напруги мережі обумовлює наявність (підсилення) відповідних гармонік струму в ємності вихідного фільтру інвертору та призводить до погіршення гармонійного складу струму мережі. Отже в «слабких» мережах це може призводити до додаткового погіршення напруги. Конденсатор фільтру є джерелом додаткових, некомпенсованих БМІ, вищих гармонік струму, які викликаються гармоніками напруги РМ. За несинусоїдальної напруги РМ U_g відносно значення гармонік струму конденсатора i_{Cf} (відносно до 1-шої гармоніки)

$$I_{Cf(n)} = n \cdot \omega \cdot C_f U_{g(1)} \cdot u_{g(n)} = n \cdot I_{Cf(1)} \cdot u_{g(n)}, \quad (1.1)$$

де $u_{g(n)}$ – відносне значення відповідної гармоніки напруги РМ.

Так, для $u_{g(13)} = 0.03$ [22] маємо відносне значення амплітуди 13-ї гармоніки $I_{mCf(13)} = 13 \cdot 0.03 \cdot I_{mCf(1)} = 0.39 \cdot I_{mCf(1)}$. Якщо $C_f = 100$ мкФ [22] у разі $f = 50$ Гц та фазної напруги $U_{gPh} = 220$ В маємо $I_{mCf(1)} = 9.8$ А і $I_{mCf(13)} = 3.82$ А.

Очевидно, що за незначних значень 1-шої гармоніки струму i_g це унеможливило забезпечення $THD_{ig} \leq 5\%$. До того ж ФЧХ LCL -фільтру має зсув фази для вищих гармонік 180° , що знижує стійкість роботи КРС, особливо у

випадку введення компенсуючого зв'язку за струмом i_{Cf} [23]. Таким чином, використання LCL -фільтра для зниження f_M передбачає коригування його параметрів при зниженні ємності C_f . [19].

Суміщення мережевим інвертором функції силового активного фільтра (САФ) для компенсації впливу на РМ власного навантаження локального об'єкта в КСЕ розглядається в [12, 21, 24, 31-35]. Однак при цьому зазвичай не враховується вплив несинусоїдності напруги РМ, що призводить до додаткового спотворення струму навантаження об'єкту і впливає на налаштування КРС, а також на визначення параметрів силових кіл мережевого АІН. При використанні в точці спільного з'єднання конденсатора фільтра та несинусоїдальній напрузі він також обумовлює вищі гармоніки струму РМ.

В роботі [21] розглядається використання вихідного LCL - фільтра при частоті модуляції $f_M=6.8$ кГц. При цьому для значень струму $I_g=(0.005 - 1.0)I_{CMAx}$ в точці спільного з'єднання $\text{THD}_{ig}<5\%$ при ККД інвертора на рівні не нижче 0.97 (ККД визначено за втратами потужності в ключах інвертора). Однак використання у вихідному фільтрі конденсатора достатньо великої ємності $C_f=60$ мкФ не дозволяє забезпечити $\text{THD}_{ig}<5\%$ за несинусоїдальної напруги РМ. Це зумовлено вищими гармоніками струму конденсатора фільтра i_f [24, 35]. В принципі конденсатор можна виключити – отримуємо L – фільтр першого порядку, але тоді для придушення модуляційних гармонік струму АІН слід значно (на порядок) збільшити частоту модуляції f_M . Зменшення ємності конденсатора сприяє, але не дозволяє отримати припустиме значення THD_{ig} . В роботах [24, 35] водночас зі зниженням C_f запропоновано використовувати компенсацію струму конденсатора i_f інвертором, як і вищих гармонік струму навантаження локального об'єкта. При цьому в канал формування завдання струму АІН вводиться зв'язок за струмом i_f . При цьому виникає питання забезпечення стійкості системи, оскільки LCL – фільтр має третій порядок і зсув фази для вищих гармонік -180° . Відповідно, отримуємо позитивний зворотний зв'язок за струмом i_f . Тому в канал компенсації введено низькочастотний фільтр (LF) зі сталою часу $\tau=10 \cdot 10^{-5}$ [24], послідовно з

конденсатором введено резистор R_f . Стала часу τ достатньо велика і внесений фільтром LF фазовий зсув обмежує можливості компенсації гармонік. Це дозволяє забезпечити придушення гармонік тільки низького порядку (3-ї, 5-ї, 7-ї). Для покращення показників схеми перспективним рішенням є зміна характеристик вихідного фільтра, таким чином, щоб він мав властивості близькі до фільтру першого порядку (зсув фаз -90°) при ефективному придушенні модуляційних гармонік.

Забезпечення якості струму інвертора і напруги в точці підключення ЛО до мережі пов'язано з підвищенням частоти ШІМ та додатковими вимогами до вихідних фільтрів інвертору. Це обумовлює збільшення втрат енергії в перетворювачі. Певні можливості щодо зменшення вихідних фільтрів пов'язують з використанням багаторівневих інверторів [36-45], зокрема це стосується каскадних схем багаторівневих інверторів. В цих схемах можна використовувати IGBT на низьку напругу (до 600 В) з малими втратами енергії на перемикання [36]. Проте недостатньо вивчено питання щодо багатофункціонального їх використання для ФЕС.

Важливим є питання щодо виключення або обмеження експорту генерації надлишкової енергії в мережу. Особливо це проявляється за роботи ФЕС в автономному режимі в разі відключення напруги мережі, коли можливості експорту просто відсутні. За цього очевидним є необхідність контрольованого регулювання потужності генерації ФБ. Функція обмеження генерації енергії в мережу передбачена в гібридному інверторі [11], що комплектується контролером ФБ і контролером заряду АКБ, але реалізація цієї функції виробником не надається.

Алгоритми управління ФЕС. Алгоритм управління перерозподілом енергії в ФЕС звичайно визначається співвідношенням значень потужності ФБ P_{PV} і потужності навантаження P_L , а також станом заряду АКБ SoC (%) або $Q^* = 100Q/Q_R$ в % ($Q = Q_0 + \int I_B dt$, Q_0 – початкове значення, Q_R відповідає ємності АКБ C_B , Агод). В певній мірі алгоритм управління ФЕС з АКБ

відображає осцилограма (рис. 1.7), що наведена в роботі [7] для дня з низькою генерацією ФБ. В даному разі розряд АКБ в денні години обмежено і недостатня для живлення навантаження енергія споживається з мережі. За цього потужність, що споживається з мережі P_g коливається від 0 до максимуму P_L .

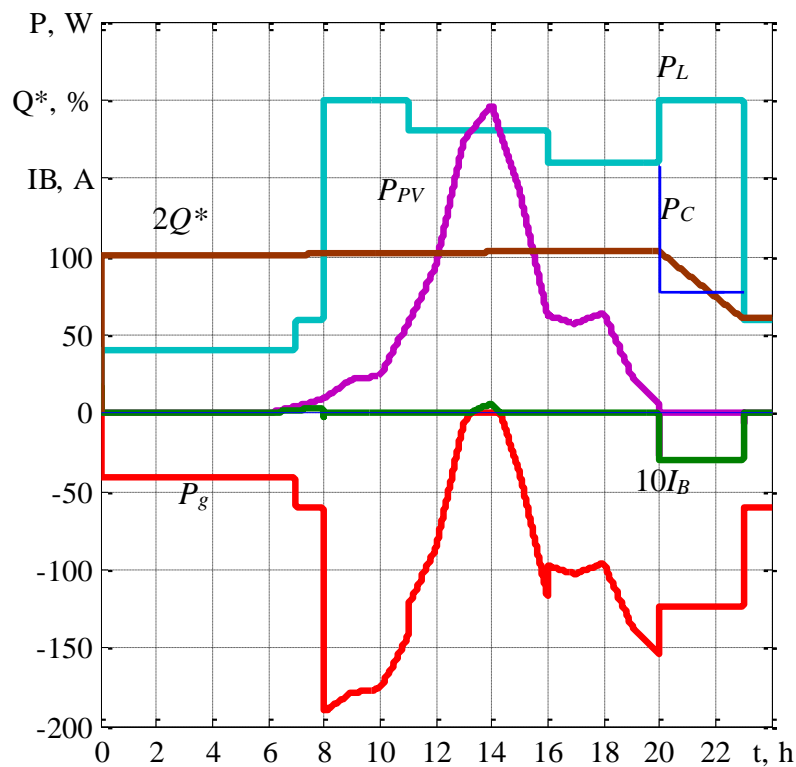


Рис. 1.7 Осцилограми $P_L, P_C, P_{PV}, Q^*, I_B, P_g$

В години вечірнього піку АКБ розряджається до граничного значення глибини розряду DOD за обмеженням потужності розряду P_B , що дає можливість дещо зменшити споживання з мережі.

В умовах змінювання співвідношення P_{PV} і P_L виникає питання щодо використання заряду-розряду АКБ. Все залежить від завдання, що переслідується стосовно стану заряду АКБ. Якщо стоїть завдання забезпечити максимальній заряд АКБ вдень, то недоцільним є використання розряду при «провалах» генерації ФБ. В кінцевому рахунку все визначається сценарієм роботи ФЕС. В [46] розглядається режим заряду АКБ в денний час і режим розряду ввечері та вночі. В [47] для вирішення питання передбачено використання поряд з АКБ інерційного накопичувача з перерозподілом енергії

між накопичувачами. У разі $\Delta P = (P_{PV} - P_L) > 0$ виникає питання щодо можливості накопичення зайвої енергії, якщо АКБ вже є зарядженим. Важливим моментом є використання зайвої енергії ФБ за відсутності генерації енергії в мережу. Алгоритм управління ФЕС і сценарії роботи в значній мірі залежить в тарифікації оплати електроенергії, що споживається від мережі.

Сценарії роботи визначаються графіком навантаження ЛО, який може бути практично незмінним, змінним за сезонами. В роботі [48] багатоцільова оптимізація роботи мікромережі виконується з застосуванням восьми сценаріїв за наявності ВДЕ та додаткового дизельного генератора. В [49] для оцінювання впливу тарифів на електроенергію і стратегій управління енергоспоживанням додатково враховується динамічне ціноутворення, але з використанням обміну електроенергією з мережею. Питання використання динамічної тарифікації для оптимізації показників також розглядається в роботі [50]. Очевидним є те, що вибір сценарію залежить не лише від тарифікації оплати, а й короткочасного прогнозу.

Питанню короткочасного прогнозування генерації ВДЕ зараз приділяється значна увага дослідників, зокрема, з використанням нейронних мереж та генетичних алгоритмів [51, 52]. Можливості оптимізації управління з використанням прогнозу також сприяє поява відкритих веб-ресурсів, що надають прогноз потужності P_{PV} для заданої локації з дискретністю 0.5 години і менше [15]. За цього в [8] пропонується використання сценаріїв навантаження з максимальним зниженням витрат на спожиту з мережі електроенергію, вибір яких здійснюється за прогнозом генерації ФБ. Проте потужність навантаження змінюється згідно генерації ФБ, що не завжди припустимо і обмежує використання.

Реалізація сценаріїв пов'язана зі ступенем заряду АКБ, особливо коли переслідується на мету зниження споживання в години пікового попиту. Так в роботі [53] за багатозонної тарифікації для виключення споживання з мережі в години ранкового та вечірнього пікового попиту використовується розрядження АКБ. За цього алгоритм управління передбачає використання

нічного заряду АКБ від мережі за нічним тарифом і денний заряд АКБ до максимального ступеню. В роботі [54] з метою заряду АКБ до годин вечірнього піку попиту (пікового тарифу) із зниженням витрат на спожиту з мережі електроенергію використовується предикція заряду АКБ.

Слід відзначити, що навіть для сучасних літій-іонних АКБ важливим є обмеження глибини розряду DOD, що суттєво впливає на термін його експлуатації. Це слід враховувати в алгоритмі функціонування.

Таким чином, недостатньо вивченими щодо застосування в ФЕС з АКБ є питання: забезпечення якості вихідної напруги багатофункціонального мережевого інвертору і струму в точці підключення до мережі; управління активною потужністю, що споживається з мережі, в сполученні з питанням формування стану заряду АКБ і управління генерацією ФБ [55] із виключенням експорту енергії в мережу. Доцільним за цього є використання короткочасного прогнозу генерації ФБ на поточну і наступну добу для визначення завдання активної потужності з урахуванням графіку навантаження ЛО. Графік стану заряду АКБ повинен враховувати тарифікацію оплати та визначатись згідно сценарію, який буде визначати мінімальні витрати на електроенергію, що споживається з мережі.

1.3. Аналіз стану щодо математичного моделювання фотоелектричних систем з акумуляторною батареєю

1.3.1. Моделі для дослідження електромагнітних процесів в системі

Математичне моделювання з використанням апробованих програмних пакетів, зокрема, в Matlab є зручним інструментом при розробці та проектуванні систем електроенергетики та електромеханіки.

Моделювання електромагнітних в процесів в електроенергетичних системах зазвичай використовується для дослідження сталих та перехідних процесів. Це дозволяє здійснювати аналіз та оцінку показників якості струму та напруги, перевірку налаштування регуляторів систем регулювання, оцінювати миттєві потужності і втрати енергії в елементах досліджуваних систем і тощо.

Це стосується і дослідження гібридних ФЕС. Зазначимо, що можливості безпосереднього вивчення електромагнітних процесів з частотою ШІМ обмежено часовими інтервалами до десятків секунд.

В [56] представлено моделювання гібридної системи накопичення енергії для фотоелектричних мікромережевих систем, пов'язаних із мережею житлових будинків. Представлені динамічні моделі АКБ та суперконденсатора в Matlab та досліджується згладжування коливань потужності навантаження. Відсутні дослідження з управління та перерозподілу енергії в системі.

В роботі [22] моделювання використовується також для оцінки втрат енергії в ключах за миттєвими значеннями їх струмів при несинусоїдальному вихідному струмі інвертора. В роботі [26, 30] розглядається моделювання трифазної ФЕС з АКБ для дослідження перехідних режимів при зміні структури регуляторів за незбалансованого навантаження. Оцінюється можливість зниження витрат на споживану з мережі електроенергію.

1.3.2. Моделі в добовому циклі

Моделювання автономної ФЕС з АКБ в добовому циклі розглянуто в ряді робіт [57-69], однак оцінка показників ФЕС для ЛО, зокрема, енергетичних процесів в добовому циклі (24 h) передбачає змінювання методу моделювання. Цікаві рішення таких 24 h моделей систем з ВДЕ представлені на сайті mathworks [70, 71]. Для прискорення процесу моделювання за цього використовується векторне моделювання, яке також розглянуто в [72] для однофазної системи електроживлення. За цього модель, в цілому, зберігає структуру системи, а моделювання здійснюється для основної гармоніки. Також виключені перетворювачі енергії і здійснено перетворення енергії ФБ та АКБ до змінного струму. Аналогічні рішення для гібридної трифазної системи з ВДЕ для регіону Казахстану розглянуто в [58], для системи «електромобіль - мережа» V2G в роботі [60].

Більш доцільним виглядає підхід від структури електричного кола системи до безпосереднього дослідження енергетичних процесів на рівні

активної потужності в [48]. Підхід базується на описі сталих режимів з урахуванням алгоритму управління. Проте не враховані втрати енергії в перетворювачах енергії, моделювання здійснюється за середньомісячної генерації ФБ. Основна увага приділяється динаміці процесу розподілу енергії між АКБ і інерційним накопичувачем. Також передбачено обмін енергії ФЕС з мережею. Перспективним виглядає підхід до використання модульної структури моделі. Моделі в [54, 73] орієнтовані на використання даних прогнозу за використанням архівних даних генерації ФБ. Враховано регулювання P_{PV} для забезпечення балансу потужності, проте опис моделі побудовано за конкретним алгоритмом. Це ускладнює модифікацію моделі із зміною алгоритму.

Одним з ключових елементів моделі ФЕС є модель АКБ. В [74] розглядається використання свинцево-кислотної батареї з глибоким циклом регулювання за зміни SoC (30-90%). Модель АКБ використовує лінійну інтерполяцію для оцінки напруги АКБ $U_B=f(SoC)$ під час заряджання та розряджання. В [57] розглядається спрощена модель батареї. Модель складається з джерела напруги, яке характеризується напругою холостого ходу і внутрішнім опором R_{int} .

Моделі АКБ, що пропонуються в Matlab [70-72] базуються на використанні характеристик виробника. Методика розрахунку параметрів згідно розрядній характеристиці – залежності напруги U_B від ступеню розряду $I_B(t)$ або $U_B(t)$ за фіксованих значень струму I , що задана графічно, наведена в [75]. Розрахунок параметрів моделі з багатьох дискретизованих точок кривої виробника також розглядається в [76]. Проте, як і в ряді робіт [77-87], не враховано залежність параметрів, що визначають експоненційну зону від струму розряду I . Цікава модель запропонована в [47], що враховує ККД під час визначення SoC , проте побудована за експериментальними даними. Це ускладнює її використання. Загальним недоліком вказаних моделей є те, що зарядна характеристика не враховує зміну режиму заряду (заряд з постійним струмом/ з постійною напругою). Режими заряду АКБ враховані в [73], проте

значення напруги задається в табличній формі для фіксованого значення струму. Отже, питання щодо уточнення і доробки моделі АКБ, яка має базуватися на даних виробника, потребує подальшого опрацювання. Це ж стосується і загальної структури моделі системи. Важливим є питання визначення параметрів управління, що можна здійснювати безпосередньо в процесі моделювання з завданням сценарію.

1.4 Формулювання завдань роботи

Питання удосконалення ФЕС для самоспоживання локальних об'єктів передбачає вирішення комплексу завдань щодо апаратної реалізації та управління. Це стосується забезпечення сумісності з існуючими мережами за завантаженням в часі та електромагнітної сумісності, підвищення ступеню використання фотоелектричної енергії на споживання із зниженням витрат на електроенергію, спожиту з мережі. Таким чином, можна сформулювати наступні основні завдання роботи:

1. Оцінити можливість удосконалення перетворювального агрегату ФЕС за використання мостового і каскадного багатofункціонального мережевого інвертора для покращення якості вихідної напруги та струму. Обґрунтувати визначення параметрів за цього.

2. Оцінити можливість забезпечення відповідності якості струму в точці підключення до мережі вимогам стандарту МЕК з врахуванням несинусоїдальності напруги мережі, що припускається відповідним стандартом для мереж загального призначення.

3. Розробити рішення щодо удосконалення структури контуру регулювання струму та вихідного фільтру багатofункціонального мережевого інвертора для компенсації вищих гармонік в струмі мережі, обумовлених відповідними гармоніками напруги мережі.

4. Розробити математичну модель на ПК для досліджень електромагнітних процесів в системі «мережа – ПА – навантаження» з урахуванням несинусоїдальної напруги мережі.

5. Обґрунтувати механізм реалізації управління ФЕС для потреб ЛО з завданням потужності, що споживається з мережі, за прогнозом генерації фотоелектричної батареї. Розробити структуру системи управління ФЕС з завданням потужності за роботи паралельно з мережею та в автономному режимі

6. Розробити сценарії управління ФЕС та методику визначення завдання активної потужності P_g , що споживається з мережі, згідно прийнятої тарифікації оплати за електроенергію;

7. Удосконалити математичну модель ФЕС з АКБ для ЛО в добовому циклі функціонування шляхом уточнення опису елементів у фотоелектричній системі в сталих режимах за умови балансу потужності в разі управління потужністю, що споживається з мережі.

8. Розробити модульну структуру математичної моделі для дослідження процесів в ФЕС з уточненням моделі АКБ та реалізацією функції визначення завдання потужності, що споживається з мережі для оцінювання ефективності системи.

9. Здійснити моделювання з перевіркою: працездатності рішень щодо реалізації управління з завданням активної потужності, що споживається з мережі; коректності визначення параметрів управління щодо формування заданого графіку $Q(t)$ за прийнятих сценаріїв управління.

РОЗДІЛ 2. УДОСКОНАЛЕННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНОГО АГРЕГАТУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ З БАГАТОФУНКЦІОНАЛЬНИМ МЕРЕЖЕВИМ ІНВЕРТОРОМ

Використання багатофункціонального мережевого інвертору з функцією силового активного фільтру дає можливість підтримання в точці підключення ФЕС до мережі близького до 1 коефіцієнту потужності. Це створює умови для управління активною потужністю P_g , що споживається з мережі. Одночасно слід забезпечити відповідність якості струму I_g , що споживається, міжнародним стандартам. В подальшому розглядається багатофункціональний мережевий інвертор в режимі джерела струму з контуром регулювання струму (КРС)

2.1. Структура перетворювального агрегату фотоелектричної системи з багатофункціональним мережевим інвертором

Загальні принципи реалізації однофазних і трифазних ПА в гібридних ФЕС з підключенням до РМ в цілому подібні. Структура перетворювального агрегату ФЕС з АКБ на прикладі однофазного виконання наведена на рис.2.1 містить:

- багатофункціональний мережевий інвертор (БМІ) з вихідним фільтром (ВФ);
- перетворювач постійної напруги (ПН1) на виході ФБ;
- перетворювач постійної напруги (ПН2) з двобічною провідністю на виході АКБ.

В загальному випадку навантаження ЛО може бути: лінійним активним та активно-індуктивним; нелінійним. В даному разі нелінійне навантаження містить некерований випрямляч з вихідним фільтром та споживачем постійного струму.

Підключення до мережі (РМ) елементів структури здійснюється через захисний контактор K та автоматичні вимикачі QF1, QF2. Контактор K призначений для відключення системи від РМ в разі перемикавання в автономний режим під час порушення роботи РМ. Вимикачі також передбачено в колах

2.2. Забезпечення якості відпрацьовування струму багатofункціональним мережевим інвертором

2.2.1. Мостова схема інвертора

При використанні БМІ в режимі джерела струму контур регулювання струму (КРС) інвертору повинен забезпечувати мінімальну похибку відпрацьовування струму довільної форми.

Однофазний мостовий БМІ підключений до РМ (рис.2.2) з напругою $u_g = U_{gm} \sin \omega t$ (U_{gm} – амплітуда напруги РМ (G), $\omega = 2\pi f$ – кутова частота, $f = 50$ Гц) і навантаження. На рис.2.2 показано лише вихідне коло БМІ, навантаження та схема заміщення РМ. Розглянуто використання БМІ з вихідним реактором і ємнісним фільтром (R_ϕ, C_ϕ) [22, 33].

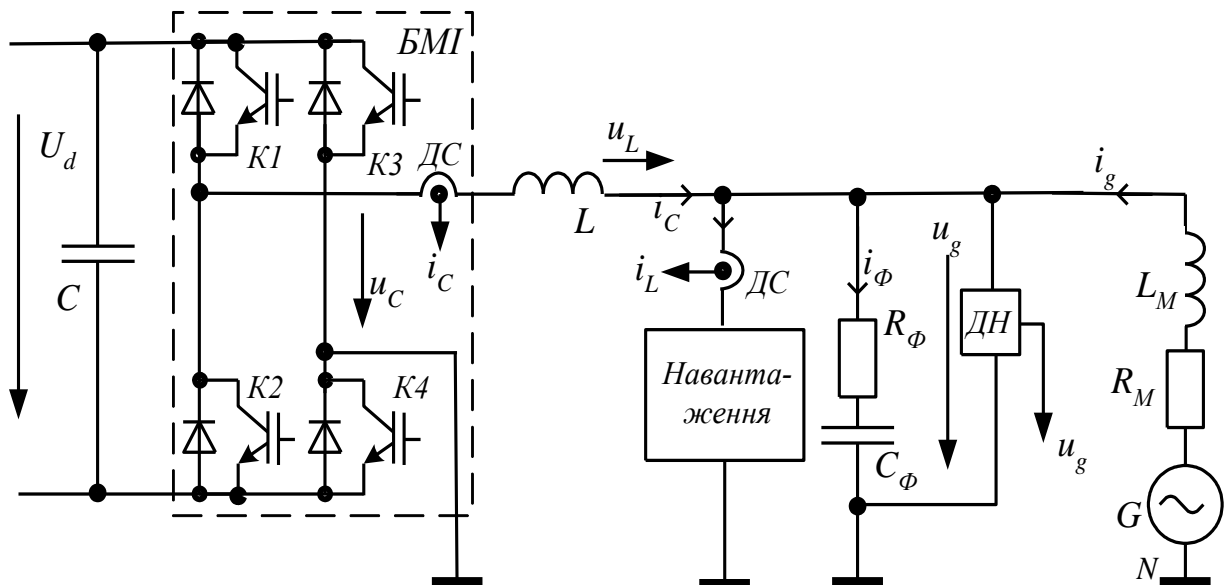


Рис. 2.2 Структура силових кіл однофазного ПА з мостовим БМІ

Робота БМІ паралельно з РМ в режимі джерела струму передбачає, що напруга в ланці постійного струму $U_d = a U_{gm}$ ($a > 1$) [22, 33]. За цього швидкість змінювання (похідна) вихідного струму інвертору di/dt повинна перевищувати максимальне значення відносно завдання струму di^*/dt . У разі формування синусоїдального струму максимальне значення $(di^*/dt)_{MAX} = \omega I_{CmMAX}$ (I_{CmMAX} – амплітуда для максимального значення струму БМІ).

Вважаємо, що значення індуктивності L вихідного реактора не залежить від струму і є постійним. Значення di_C/dt можна визначити згідно напрузі u_L на вихідному реакторі БМІ

$$u_L = u_C - u_g = L \frac{di_C}{dt}.$$

Розглянемо випадок, коли напруга максимальна $u_g = U_{gm}$. За цього u_L і, відповідно, di_C/dt мають найменші значення. Гранична умова $di_C/dt = \omega I_{CmMAX}$, тоді $U_L = U - U_{gm} = L(\omega I_{CmMAX})$. Звідси

$$a > 1 + \frac{L \cdot \omega \cdot I_{CmMAX}}{U_{gm}}.$$

Відповідно, мінімальне значення $\left(\frac{di_C}{dt}\right)_{MIN} = \frac{(a-1)U_{gm}}{L}$, а максимальне

$$\text{(за } u_g=0) \quad \left(\frac{di_C}{dt}\right)_{MAX} = \frac{aU_{gm}}{L}.$$

При суміщенні БМІ функції САФ і роботі на нелінійне навантаження форма струму БМІ спотворюється при стрибкоподібній зміні di_C/dt . В умовах невизначеності моменту часу (зсуву фаз відносно напруги u_L), коли здійснюється ця зміна, слід орієнтуватись на мінімальне значення похідної струму. Коректне визначення a сприятиме усуненню похибки формування струму. Надлишкове значення a призводить до збільшення втрат енергії на перемикання ключів БМІ.

За несинусоїдального струму навантаження i_H отримуємо для i_C додаткові гармоніки з кратністю $n=1, 3, 5, \dots$ та амплітудою $I_{m(n)} = I_{m(1)}/n$. В роботі [22] запропоновано умову

$$a \geq 1 + 2 \frac{L \cdot \omega \cdot I_{CmMAX}}{U_{gm}}.$$

Індуктивність реактора БМІ, виходячи з відносного до напруги РМ значення напруги реактору U_L (за першою гармонікою) для максимального струму АІН I_{CMAX} (діюче значення) [22]

$$L = \frac{bU_{gm}}{\omega\sqrt{2}I_{CmMAX}} \quad (2.1)$$

де $b = \frac{U_L}{U_g} = \frac{\omega L \cdot I_{CMAX}}{U_g}$ (U_g - діюче значення напруги РМ).

Максимальне значення амплітуди пульсацій струму [22]

$$\Delta I_{Cm} = \Delta I_{CmMAX} = \frac{aU_{gm}}{16Lf_M} \quad (2.2)$$

Відносне значення амплітуди пульсацій струму до амплітуди I_{CMAX}

$$c = \frac{\Delta I_{CmMAX}}{I_{CmMAX}} \quad (2.3)$$

Відповідно частота модуляції [22]

$$f_M \geq \frac{a\omega}{16bc} \quad (2.4)$$

За цього для $a=1.3$, $U_I=220$ В маємо $I_{CMAX}=25$ А значення $\omega I_{CmMAX}=11100$ А/с, di_C/dt змінюється від 22285.7 А/с до 96571.4 А/с.

Якщо прийняти максимальне значення вихідного струму АІН $I_{CMAX}=25$ А ($I_{CmMAX}=35.35$ А), $b=0.15$, $c=0.025$, частоту модуляції згідно (2.4) $f_M=6800$ Гц, то $\Delta I_{CmMAX}=0.885$ А.

2.2.2. Каскадна схема з послідовним з'єднанням інверторів

Розглянемо формування вихідного струму в каскадній схемі [88-94] з послідовним з'єднанням інверторів з використанням багаторівневої ШІМ [36].

Структура силових кіл в каскадній схемі БМІ (рис.2.3) містить n послідовно з'єднаних за вихідним колом однофазних мостових інверторів (ІН), напруга яких складається за однакового вихідного струму. Вхідна напруга кожного з ІН становить $U^l = U_d/n$ ($U_d = aU_{gm}$).

Обмежимо розглядом формування вихідного струму i_C за відхиленням Δi_C у разі послідовного з'єднання двох ІН ($n=2$). За цього модулюючі напруги

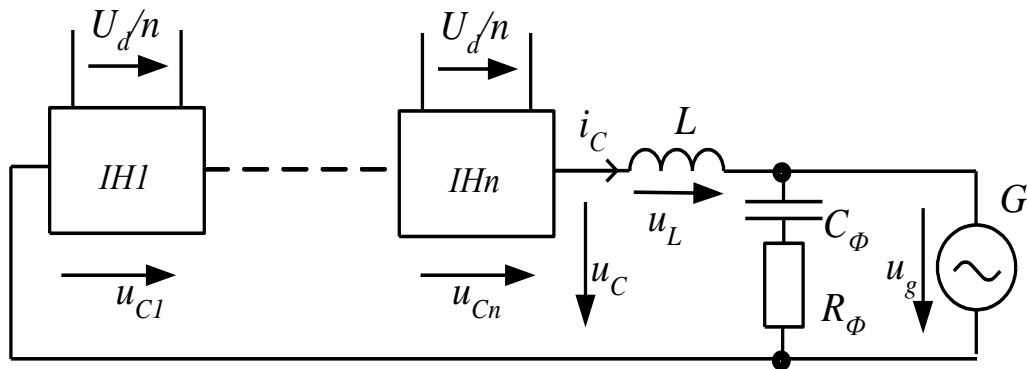


Рис. 2.3 Структура силових кіл в каскадній схемі БМІ

інверторів u_{TP1} і u_{TP2} (з частотою f_M) зсунуті за фазою (рис.2.4) на кут $\theta = \pi/n = 90^\circ$ (чверть періоду). У разі однополярної модуляції [36] використовуються ще інверсні напруги $-u_{TP1}$ і $-u_{TP2}$. Загальна вихідна напруга u_C приймає значення $0, \pm U_d/2, \pm U_d$. Відповідні значення u_L у разі формування позитивної напівхвилі вихідної напруги u_C показані на рис.2.4 з урахуванням значення напруги мережі u_1 . За значення $u_g \rightarrow 0$ (u_L приймає значення $0, U_d/2$) $\gamma \rightarrow 0$ $\Delta i_C \rightarrow 0$ і, середнє за період значення $\Delta i_{CCP} \rightarrow 0$ (γ – коефіцієнт заповнення імпульсів за ШІМ). У подальшому із збільшенням значення u_g значення γ зростає із збільшенням амплітуди пульсацій Δi_C і середнього за період значення Δi_{CCP} (похибка за основною гармонікою).

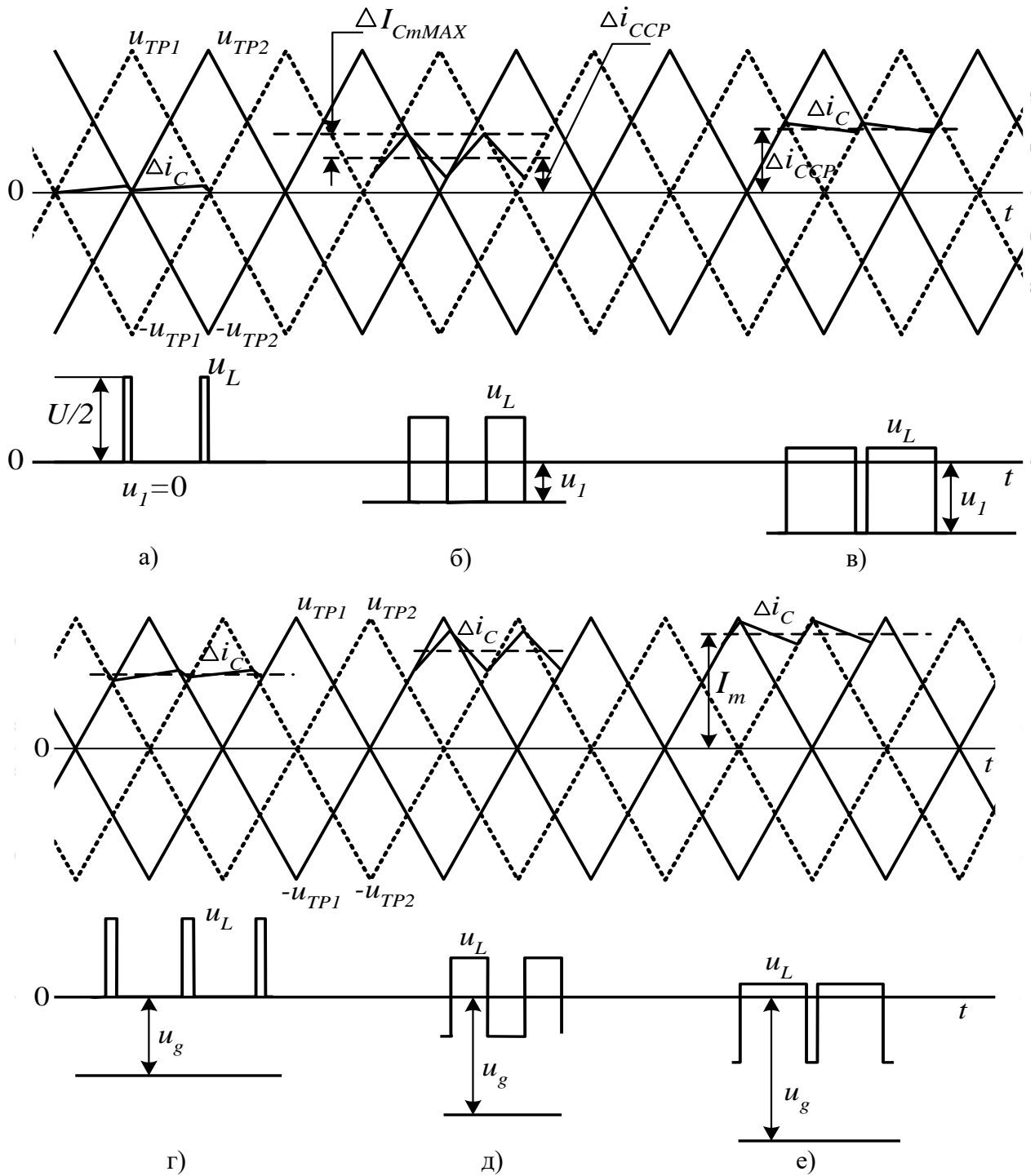


Рис. 2.4 Відхилення струму за каскадного з'єднання інверторів

У разі $\gamma=0.5$ амплітуда пульсацій досягає максимуму і в подальшому з зростанням γ знов зменшується. В точці перетину модулюючих напруг, що відповідає значенню $u_{TP}=0.5u_{TPm}$ маємо $\gamma \rightarrow 1$. У подальшому за використанням в процесі формування u_C двох рівнів напруги $U_d/2$, U_d картина повторюється γ

змінюється від 0 до 0.5 і далі до γ_{MAX} . Частота пульсацій Δi_C (еквівалентна частота модуляції) $f_{ME}=2nf_M$.

Максимальне значення амплітуди пульсацій

$$\Delta I_{CmMAX} = \frac{aU_{gm}}{f_M \cdot 16n \cdot L} \quad (2.5)$$

Частота модуляції

$$f_M \geq \frac{a\omega}{16nbc} \quad (2.6)$$

Якщо як і в п.2.2.1 прийняти максимальне значення вихідного струму АІН $I_{CmMAX}=25$ А ($I_{CmMAX}=35.35$ А), $b=0.15$, $c=0.025$, частоту модуляції згідно (2.4) $f_M=3400$ Гц, то $\Delta I_{CmMAX}=0.885$ А.

Отже за тих же значень параметрів, що і для мостової схеми є можливість зменшити частоту модуляції f_M за тої ж амплітуди пульсацій струму ΔI_{CmMAX} . Або за той же частоти f_M зменшити індуктивність реактору L . Для низьковольтних ключів з малими втратами енергії на перемикання зниження частоти не має сенсу. В той же час підвищення частоти модуляції дозволяє зменшити індуктивність вихідного реактору в декілька разів без погіршення якості струму мережі.

2.3. Забезпечення якості струму в точці підключення до мережі

2.3.1. Врахування впливу несинусоїдальності напруги в контурі регулювання струму інвертора

Наявність вищих гармонік напруги РМ (припускається стандартом [29]) призводить до додаткового спотворення форми струму навантаження, навіть за відсутності нелінійного навантаження. Це впливає на налаштування КРС і визначення параметрів силових кіл мережевого інвертора. У разі використання в точці підключення до РМ конденсатора фільтра за несинусоїдальної напруги він також обумовлює вищі гармоніки струму РМ. Це унеможливорює

забезпечення $\text{THD}_{ig} \leq 5\%$ із зменшенням значення першої гармоніки струму i_g , що генерується в РМ або споживається з неї.

Обумовлене вищими гармоніками напруги збільшення di/dt для різних гармонік є різним і потребує підвищення напруги U_d (значення a).

Аналітичне визначення di/dt за цього є достатньо складним. В табл.2.1 за результатами моделювання (п.2.4) наведені значення максимальної швидкості змінювання струму завдання інвертору $(di^*/dt)^*$ за наявності в нарузі РМ окремих гармонік з кратністю n до основної та всіх одночасно (N - до 17-ї) до $di^*/dt=29000$ А/с (за даних параметрів навантаження, що відповідає $a=1.3$) при синусоїдальній нарузі РМ ($n=1$). Значення гармонік обрані відповідно з [29].

Таблиця 2.1 Відносне значення максимальної швидкості змінювання струму завдання БМІ

n	1	3	5	7	9	11	13	N
$(di^*/dt)^*$, в.о.	1	0.82	1.5	1.41	0.93	1.59	1.26	2.24

З іншого боку стандарт [29] обмежує загальне значення THD_{Ug} напруги на рівні 8 %. Значення

$$\text{THD}_{Ug} = \frac{\sqrt{\sum_{g(n)}^n U_{g(n)}^2}}{U_{g(1)}},$$

отже у разі врахування лише 3-ї та 5-ї гармонік отримуємо $\text{THD}_{Ug}=7.8\%$. Тоді виходячи з того, що потрібно збільшити мінімальне значення швидкості вдвічі

$(\frac{di_c}{dt})_{MIN} = \frac{(a-1)U_{1m}}{L}$ відносно значення, що відповідає $a=1.3$, можна вважати достатнім $a=1.6$ ($U_d=500$ В).

Вплив вихідного фільтру АІН. За несинусоїдальної напруги РМ відносне значення гармонік струму конденсатора $i_{c\phi}$ (до 1-ї гармоніки) можна визначити згідно (1.1). Так, для 13-ї гармоніки з $u_{g(13)}=0.03$ [29] маємо відносне

значення амплітуди 13-ї гармоніки $I_{mC\Phi(13)}=13\cdot 0.03\cdot I_{mC\Phi(1)}=0.39\cdot I_{mCf(1)}$. Якщо $C_\Phi=60$ мкФ [29] у разі $f=50$ Гц та $U_g=220$ В маємо $I_{mC\Phi(1)}=5.88$ А і $I_{mC\Phi(13)}=2.29$ А. Очевидно, що за незначних значень 1-ї гармоніки струму це унеможливило забезпечення якості струму ($\text{THD}_{i1}\leq 5\%$).

Певне послаблення впливу струму конденсатора досягається зменшенням C_Φ . Але можливості цього обмежені, оскільки це призведе до збільшення рівня модуляційних гармонік струму РМ. Проте, навіть за значення $C_\Phi=10$ мкФ отримуємо $I_{mC\Phi(13)}=2.29/6=0.382$ А. У разі амплітуди струму РМ $I_{Im(1)}=10$ А відносне значення цієї гармоніки становить 3.82%. За меншого значення $I_{Im(1)}$ відносне значення гармоніки буде зростати, що унеможливило виконання умови $\text{THD}_{ig}\leq 5\%$.

Для підтримання близького до 1 коефіцієнта потужності в завданні струму для КРС слід враховувати першу гармоніку струму фільтру $I_{mCf(1)}$. В [22, 33] це значення задається відповідно значенню напруги і C_Φ . Що стосується вищих гармонік, виникає питання щодо їхньої компенсації для забезпечення $\text{THD}_{ig}\leq 5\%$.

Як варіант, можливо введення сигналу $i_{C\Phi}$ в канал формування завдання струму інвертору, як це здійснюється в КРС [22, 33] відносно до струму навантаження (рис.2.5). Для виключення впливу модуляційних гармонік струму БМІ, що замикаються через конденсатор C_Φ , слід використовувати фільтр. Внаслідок фазового зсуву фільтру компенсація буде дійсно ефективною лише для гармонік низького порядку.

Структура блока завдання струму БМІ і контуру регулювання струму [22, 33, 95] (рис.2.5) містить підсумкові пристрої, пропорційну ланку з коефіцієнтом k , інтегруючу ланку $\frac{g}{p}$, ланку динамічної компенсації ДК, блок множника, блок ШІМ (PWM) з розподілювачем імпульсів керування ключами БМІ, генератор модулюючої напруги (GMV) u_{TP} (трикутної форми симетричної відносно нуля), блок фазового автопідстроювання частоти ФАПЧ (PLL), низькочастотний фільтр LF, вузол компенсації зсуву за фазою сигналу струму $C_\Phi \delta \cos \omega t$. Блок

ШІМ шляхом порівняння за рівнем сигналу з виходу пропорційної ланки та u_{TP} реалізує однополярну модуляцію (ШІМ) вихідної напруги АІН. Ланка динамічної компенсації ДК має передавальну функцію $\frac{L}{j} p$.

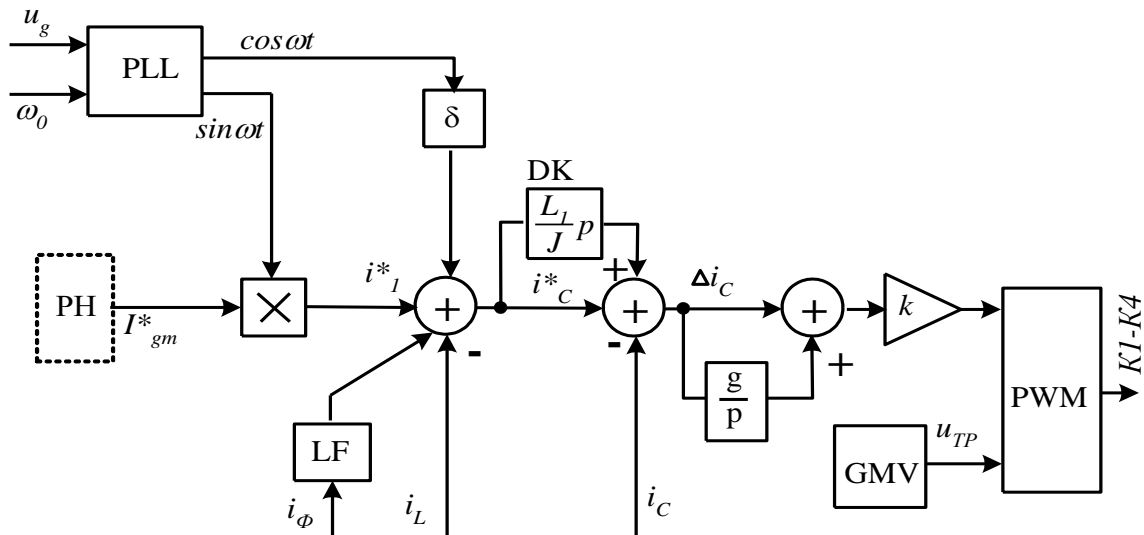


Рис. 2.5 Структура блока завдання струму інвертору і КРС

Коефіцієнт k пропорційної ланки без урахування коефіцієнтів передавання датчиків за одиничної амплітуди модулюючої напруги $u_{TPm}=1$ згідно [21, 24]

$$k \leq \frac{1}{4 \cdot \Delta I_{CmMAX}}.$$

Коефіцієнт для інтегрувальної ланки $g = \frac{f_M}{k}$.

Згідно сигналу завдання амплітуди струму мережі I_{gm}^* з виходу зовнішнього регулятора напруги РН (підтримує напругу в ланці постійного струму на вході інвертора на заданому рівні $U_d=U_d^*$) формується синусоїдальний сигнал завдання струму мережі i_g^* . Завдання струму мережевого БМІ визначається з урахуванням струму навантаження i_L , струму конденсатору i_ϕ що подається через фільтр LF і сигналу $\delta \cos \omega t$. PLL згідно

напрузі РМ u_g і заданому значенню кутової частоти ω_0 формує сигнали $\sin\omega t$ і $\cos\omega t$.

В разі каскадної схеми вихідний струм для інверторів є однаковим, тому використовується спільний контур регулювання струму, що може бути побудований за принципами викладеними вище (рис. 2.6). Вихідний сигнал КРС подається до блоків ШІМ, що реалізують ШІМ перетворення і розподіл імпульсів керування ключами для кожного з інверторів. На інші входи блоків ШІМ з генераторів модулюючих напруг подаються модулюючі напруги з відповідним зсувом за фазою.

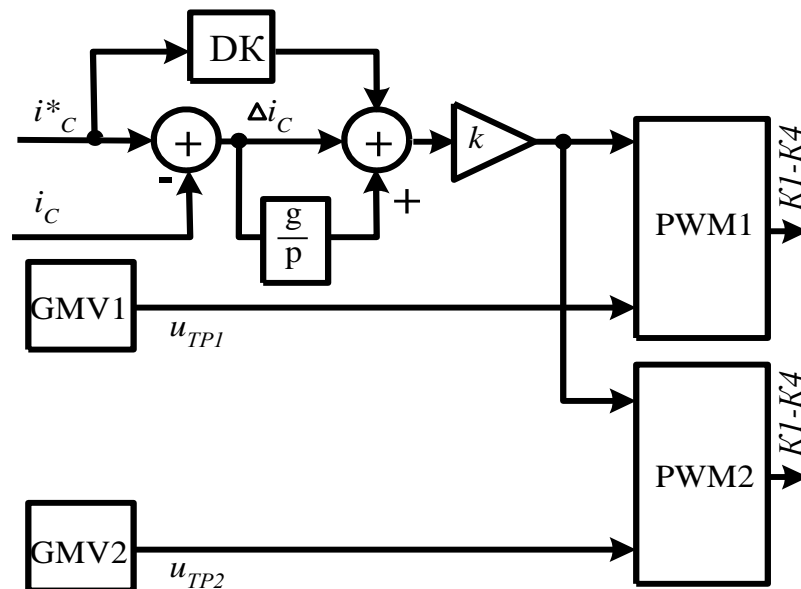


Рис.2.6 Структура КРС

Показано, що існують певні обмеження щодо каскадної схеми з послідовним з'єднанням інверторів. За цього використовуються ізолювані ФБ з індивідуальними МРРТ контролерами. Відповідна структура з завданням режиму роботи ФБ розглянута в [36]. Для забезпечення відбору максимальної потужності сонячних батарей, що використовуються в схемі, вони повинні мати близькі значення освітленості.

2.3.2. Удосконалення вихідного фільтру інвертора

Для підвищення ефективності придушення вищих гармонік використовується вихідний LCL – фільтр, що має третій порядок та зсув фази для вищих гармонік -180° . Введення фільтру LF зі сталою часу $\tau=10 \cdot 10^{-5}$ [24], послідовно з конденсатором (рис. 2.2 і рис. 2.3) обмежує можливості компенсації гармонік лише низького порядку (3-ї, 5-ї, 7-ї).

Розглянемо можливість зміни характеристик вихідного фільтру, таким чином, щоб він мав властивості, близькі до фільтру першого порядку (зсув фаз -90°) при ефективному придушенні модуляційних гармонік.

Під час визначення структури і параметрів фільтру слід враховувати індуктивність (L_M) і активний опір мережі (R_M), що можуть змінюватись в широких межах, а також опір навантаження .

Базовим елементом фільтру (рис.2.7) є вихідний реактор БМІ L_1 (вважаємо індуктивність реактору незмінною). Його індуктивність L_1 визначає максимальне значення амплітуди пульсацій $\Delta I_{C_{MAX}}$ вихідного струму ІН i_C , яке при однополярній модуляції визначається (2.2).

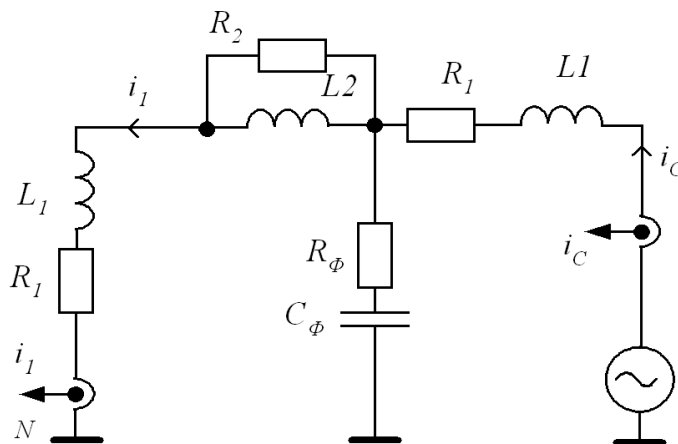


Рис. 2.7 Еквівалентна схема вихідного кола БМІ

Якщо прийняти максимальне значення вихідного струму БМІ $I_{C_{MAX}}=25$ А ($I_{Cm_{MAX}}=35.35$ А), $b=0.15$, $c=0.05$, частоту модуляції згідно (2.4) $f_M=3400$ Гц, то $\Delta I_{Cm_{MAX}}=1.77$ А. Підвищення f_M сприяє зменшенню $\Delta I_{C_{MAX}}$, але призводить до зростання втрат енергії в ключах БМІ і ці можливості обмежені. Значення

$\Delta I_{C_{MAX}}$ не залежить від амплітуди струму БМІ і струму, що формується в РМ. Тому, якщо $s=5\%$ відносно максимального значення струму, із зменшенням струму в 10 разів це буде неприпустимим. Можливим без погіршення ККД БМІ є підвищення частоти до 6.8-8 кГц.

При досить великій індуктивності мережі для цього достатньо підключити в точку спільного з'єднання конденсатор C_ϕ з демпфуючим резистором R_ϕ . Однак за наявності компенсуючого зв'язку за струмом конденсатора фільтра це рішення призводить до нестійкості системи і є неприйнятним.

Запропонована структура вихідного фільтра (рис.2.7) містить додатковий реактор L_2 з резистором R_2 . Якщо знехтувати активними опорами кола частота зрізу фільтра

$$\omega_p = \sqrt{\frac{L_1 + (L_2 + L_M)}{L_1 \cdot (L_2 + L_M) \cdot C_\phi}}.$$

Дослідження характеристик вихідного фільтра проводилось з використанням програми EWB. При цьому (рис.2.6) розглядалась передатна характеристика по вхідному впливу i_C і вихідному i_I

Так, при $L_I=0.0042$ Гн ($b=0.15$), $L_M=0.00015$ Гн, $R_M=0.1$ Ом, $R_I=0.1$ Ом, $C_\phi=10$ мкФ прийнятні АЧХ та ФЧХ фільтра (рис.2.8) досягаються за $L_2=0.0003$ Гн, $R_2=4$ Ом, $R_\phi=2$ Ом. В цьому випадку частота зрізу $f_p=2.497$ кГц (коефіцієнт передачі 2.3 Дб або $K=1.3$) для еквівалентної частоти модуляції $f_{ME}=2f_M=2 \cdot 8=16$ кГц ослаблення складає 19.1 Дб.

Індуктивність мережі L_M може бути різною. Для узгодження характеристик фільтра достатньо змінювати значення опору резистора R_2 . Так, якщо $L_M=0.00005$ Гн (менше втричі) R_2 слід також зменшити втричі. Зрозуміло, що частота зрізу фільтра збільшиться і погіршиться придушення модуляційних гармонік струму. При більшому L_M слід пропорційно збільшити R_2 .

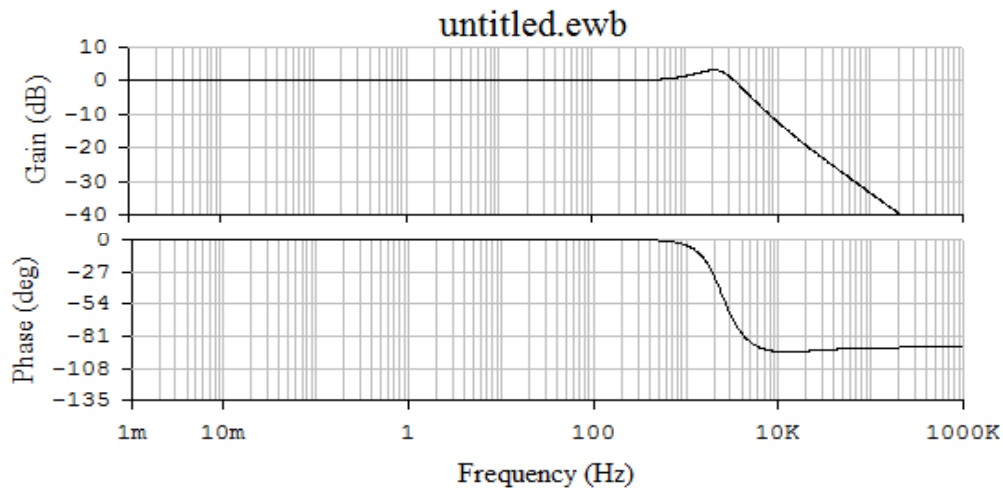


Рис. 2.8 АЧХ і ФЧХ вихідного фільтра

Зниження фазового зсуву внесеного вихідним фільтром до 90° забезпечує стійкість контуру регулювання струму БМІ. Таким чином, є можливість зменшити постійну часу фільтра в колі компенсації струму конденсатора фільтра (LF), який забезпечує придушення модуляційних гармонік струму і підвищити ефективність придушення вищих гармонік i_ϕ . Так при $\tau=5 \cdot 10^{-5}$ (частота зрізу 3183.099 Гц) фазовий зсув для 13-ї гармоніки складає близько 11° .

2.4. Моделювання електромагнітних процесів в вихідному колі перетворювального агрегату

2.4.1. Перетворювальний агрегат з мостовим багатofункціональним інвертором

Структура моделі в Matlab наведена в Додатку Б та містить: однофазну РМ, мостовий однофазний БМІ з системою керування, джерело постійного струму ДПС, що імітує ФБ, та навантаження. Навантаження містить постійне нелінійне навантаження (некерований випрямляч з вихідним ємнісним фільтром і потужністю навантаження 900 Вт) та R - L навантаження. Загальна потужність навантаження за $I_{Hm(1)}=19.7$ А, $\varphi_{(1)}=27^\circ$ $P_H=2745$ Вт і становить близько 0.5 від максимальної потужності БМІ. Модель РМ (220 В, $f=50$ Гц) містить опори $R_M=0.1$ Ом, $L_M=0.00015$ Гн. Параметри фільтра $L_1=0.0042$ Гн, $R_1=0.1$ Ом, $R_\phi=2$ Ом, $C_\phi=10$ мкФ, $L_2=0.0003$ Гн, $R_2=4$ Ом.

В якості джерела змінної напруги використано кероване за напругою джерело, значення якої визначається сумою гармонік заданої амплітуди та частоти $n\omega$ (n – кратність гармоніки, ω - частота напруги мережі) відповідно до стандарту [29]:

$$u_g = U_{gm} \sin \omega t + u_{g(3)} U_{gm} \sin 3 \omega t + u_{g(5)} U_{gm} \sin 5 \omega t + \dots + u_{g(n)} U_{gm} \sin(n \omega t),$$

де $u_{g(n)}$ – відносне значення відповідної гармоніки напруги РМ

Струм БМІ $I_{C_{MAX}}=25$ А ($I_{Cm_{MAX}}=35.35$ А), $f_M=8$ кГц. Напруга на вході БМІ відповідно п.2.2 $U_d=500$ В ($a=1.6$). Також у моделі передбачено вимірювання потужності втрат в резисторах фільтру R_2 та R_ϕ .

Розглянуто роботу системи за синусоїдальної та несинусоїдальної напруги РМ. При цьому для спрощення аналізу розглядалась робота КРС та безпосередньо задавалось значення струму мережі I_{gm}^* . Значення THD_{ig} оцінювались стандартною функцією Matlab з урахуванням усіх гармонік струму.

В табл.2.2 наведені значення THD_{ig_n} за наявності в напрузі DG однієї вищої гармоніки з порядком n у разі використання компенсації за струмом i_ϕ для значення $I_{gm}^*=3$ А і значення $THD_{ig_3}^*$ за відсутності компенсації. Також в табл. 2.2 наведені значення $THD_{ig_6}^*$ для значення $I_{gm}^*=6$ А, що демонструє необхідність компенсації також і за більших значень струму РМ.

Таблиця 2.2 THD_{il} за наявності однієї гармоніки $u_{l(n)}$

n	1	11	13	17	19	21	23	25
$U_{l(n)}, \%$	0	3.5	3	2	1.5	0.5	1.5	1.5
$THD_{g1n}, \%$	4.05	4.19	4.49	4.64	4.72	3.83	5.43	6.01
$THD_{ig3}^*, \%$		13.93	14.39	13.13	11.46	5.31	14.34	15.83
$THD_{ig6}^*, \%$		6.97	7.18	6.57	5.73		7.13	7.93

Аналогічні данні наведені в табл.2.3 у разі комбінації декількох гармонік напруги РМ. Значення гармонік напруги РМ також задавались згідно стандарту [29].

Таблиця 2.3 – THDig за комбінації гармонік u_g

n	3+5	3+...+7	3+...+9	3+...+11	3+...+13	3+...+17
THDug, %	7.81	9.28	9.51	10.03	10.69	10.68
THDig3, %	3.88	4.11	4.21	4.58	5.48	6.42
THD*ig3, %	11.75	16.77	17.38	22.01	26.08	28.98
за даними [24]						
I_{1m}^* , А	2.8	3.2	3.2	4.2	5	7
THDig, %	4.79	4.67	4.85	4.91	4.96	4.74
THD*ig, %	12.78	15.76	16.31	15.63	15.42	12.33

Значення THDug в табл.2.3 перевищують допустиме стандартом [96] значення. При значеннях THDug близьких до 8%, наприклад, $n=5+9+13$ THDug=7.04%, THDig3=4.67 %, THD*ig3=18.1 %. При $n=5+7+13$ THDug=8.38%, THDig3=4.87 %, THD*ig3=21.27 %.

Для зіставлення ефективності запропонованих рішень в табл. 2.3 наведені данні з роботи [24] для I_{gm}^* , при яких виконується умова $THD*ig \leq 5\%$.

Встановлено, що при деяких комбінаціях гармонік напруги мережі швидкість змінення струму БМІ недостатня для відпрацювання контуром регулювання струму заданого значення струму. Тому напругу на вході БМІ слід підвищити до $a=1.7$ (530 В).

Втрати потужності в R_ϕ не перевищують 2 Вт, в R_2 при значенні $I_{1m}=35$ А складає 2.8 Вт.

Осцилограми напруги РМ u_g , БМІ u_C , струмів РМ i_g , БМІ i_C , навантаження i_L за відсутності та наявності компенсації за $I_{gm}^*=3$ А наведені на рис. 2.9.

Виконано оцінку можливості використання вихідного фільтра при постійних значеннях індуктивності L_1 , L_2 та різних значеннях індуктивності

$L_M=0.00005$ Гн та $L_M=0.0003$ Гн. При цьому змінювався опір R_ϕ . Ефективність компенсації гармонік практично не змінюється. При зменшенні L_l значення THDi_l збільшується за рахунок збільшення модуляційних складових струму.

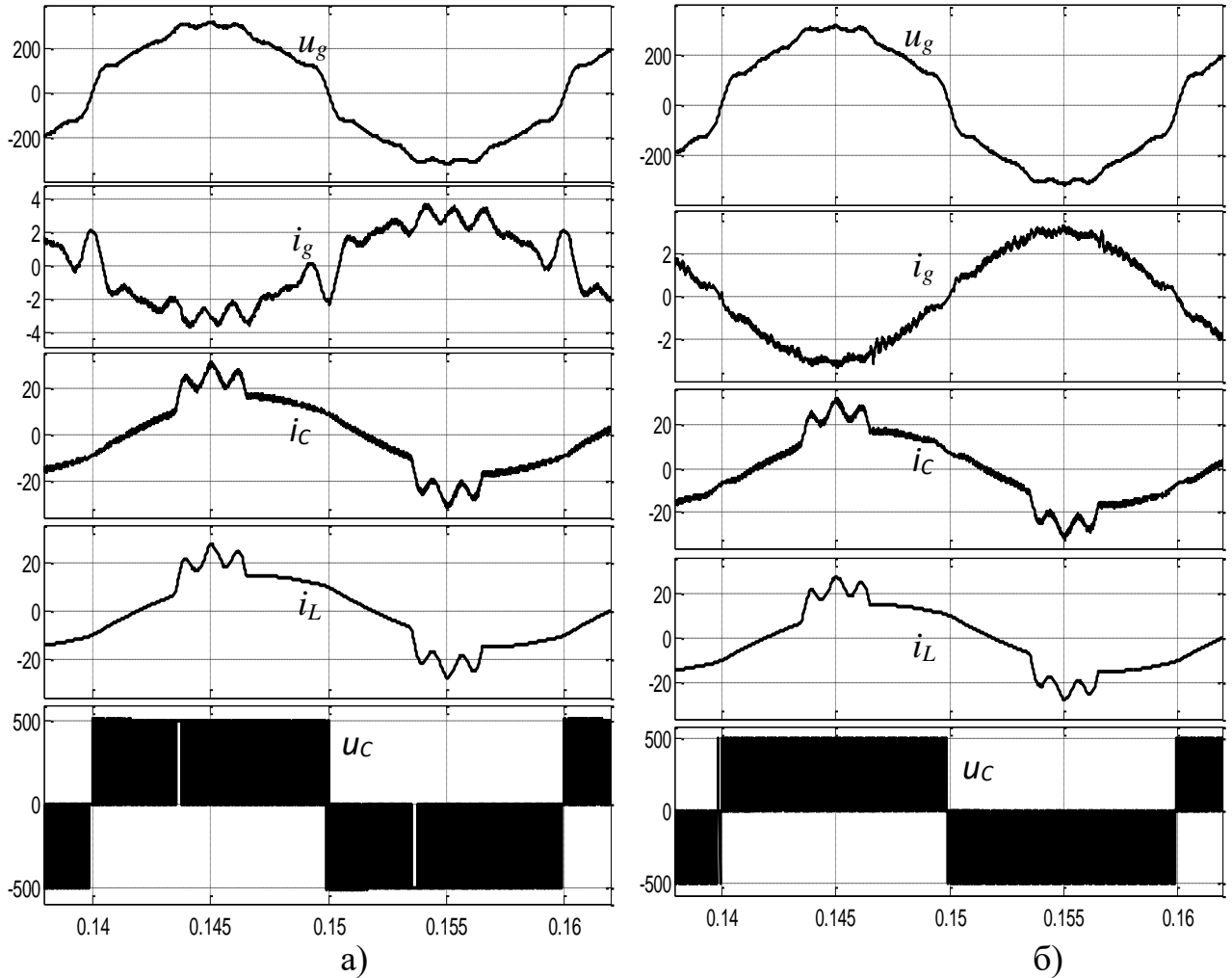


Рис. 2.9 - Осцилограми напруги та струмів за наявності

в напрузі u_g (3-ї + ... + 17-ї) гармонік:

а) за відсутності компенсації; б) у разі компенсації

2.4.2. Перетворювальний агрегат з каскадним з'єднанням двох інверторів

Структура моделі в Matlab (рис. 2.10) містить: однофазну РМ, каскадний однофазний БМІ з системою керування, джерело постійного струму ДПС, що імітує ФБ, та навантаження. Навантаження містить постійне нелінійне навантаження (некерований випрямляч з вихідним ємнісним фільтром і) та R - L навантаження. Загальна потужність навантаження $P_H=1953$ Вт за $I_{Hm(1)}=14$ А, $\varphi_{(1)}=26.7^\circ$. Модель РМ (220 В, $f=50$ Гц) містить опори $R=0.02$ Ом, $X_{Lg}=0.02$ Ом. Параметри фільтра $R_f=0.3$ Ом, $C_f=60$ мкФ. Мережевий БМІ з $I_{CmMAX}=25$ А ($I_{CmMAX}=35.35$ А). Структура БМІ (блок Subsystem) наведена на рис. 2.11.

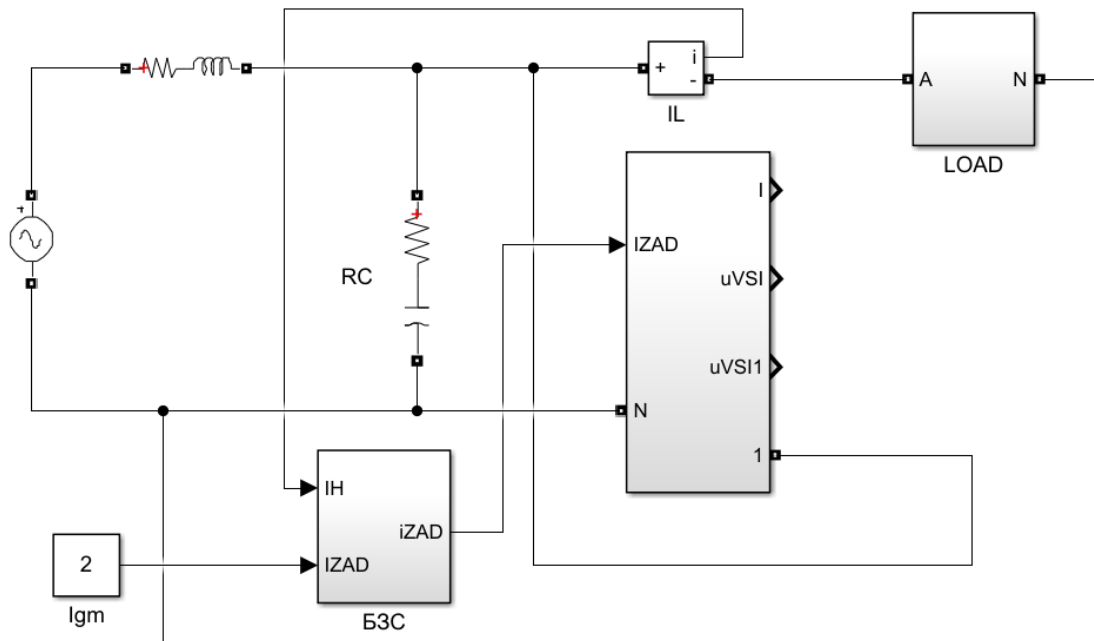


Рис. 2.10 Структура моделі з каскадним з'єднанням інверторів

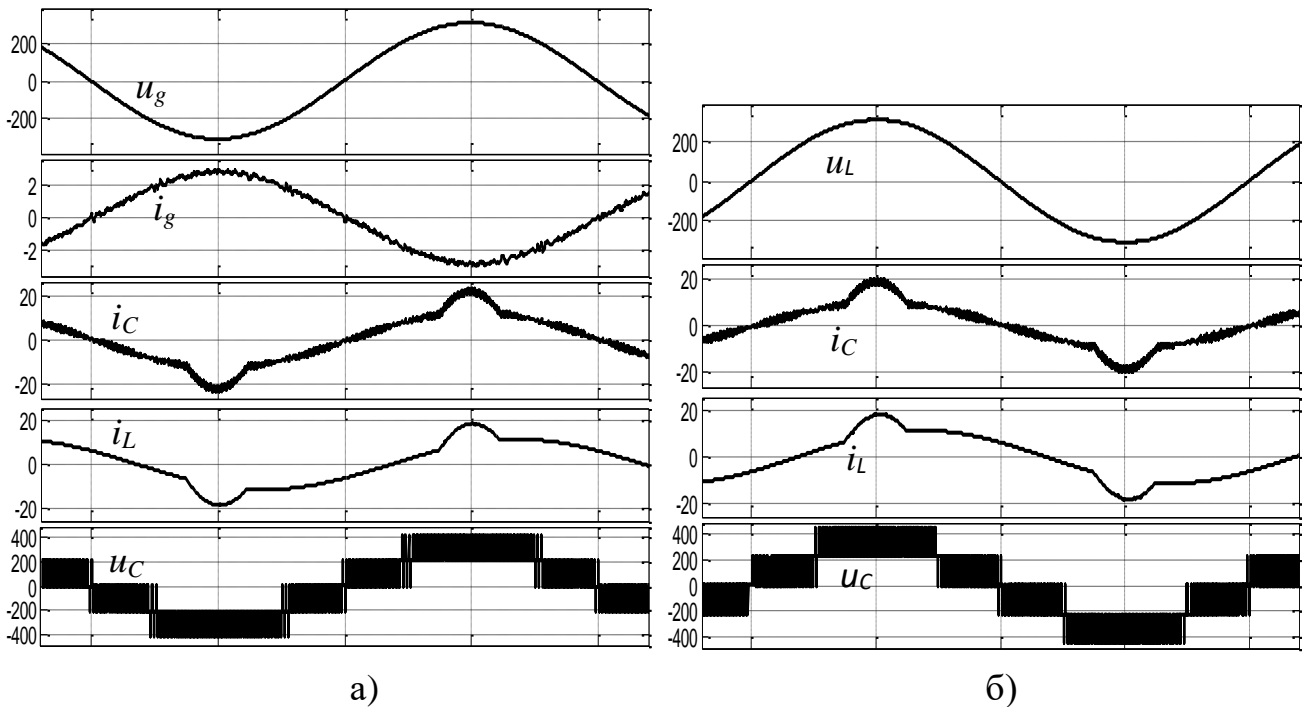


Рис. 2.12 Осцилограми напруги та струмів для:

а) режиму роботи паралельно з мережею; б) автономний режим

2.5. Висновки до розділу 2

1. Показано, що удосконалення ПА ФЕС пов'язано з використанням багатофункціонального мережевого інвертору, що функціонує в режимі джерела струму за суміщенням функції силового активного фільтра. За підтримання в точці підключення до мережі коефіцієнта потужності близького до 1, з мережі споживається лише активна потужність. Це створює передумови для управління потужністю, що споживається.

2. Показано можливості щодо покращення показників БМІ в разі використання каскадних схем, що, зокрема, дозволяє зменшити вихідний фільтр. Удосконалено структуру контуру регулювання струму за спільного для інверторів каналу відхилення струму. Проте існують певні обмеження для використання ПА з послідовним з'єднанням інверторів. Для забезпечення відбору максимальної потужності ФБ, що використовуються в схемі, вони повинні мати близькі значення освітленості [36].

3. Обґрунтовано визначення параметрів силових кіл та напруги на вході мережевого інвертора з урахуванням припустимих значень вищих гармонік напруги мережі, визначених стандартом.

4. Показана можливість компенсації вищих гармонік струму, обумовлених відповідними гармоніками напруги мережі. Це досягається зміною структури вихідного фільтру мережевого інвертора за відповідних параметрів його елементів в поєднанні з компенсуючим зв'язком за струмом фільтру в контурі регулювання струму та введенням до блоку завдання струму сигналу струму конденсатору фільтру. Зменшення фазового зсуву фільтру до 90° створює можливість зменшення постійної часу фільтра компенсуючого зв'язку за струмом конденсатора вихідного фільтру та покращує придушення вищих гармонік більшого порядку. У поєднанні з підвищенням напруги на вході БМІ це забезпечує компенсацію гармонік струму навантаження поряд з гармоніками струму фільтру.

5. З урахуванням отриманих рішень розроблені математичні моделі в Matlab для досліджень електромагнітних процесів в системі «мережа – ПА – навантаження» з урахуванням несинусоїдальної напруги для схеми багатофункціонального мостового інвертора, а також в разі використання послідовного з'єднання інверторів. Результати моделювання підтверджують можливість підтримання якості струму мережі за значення $THDi_l \leq 5\%$ практично у всьому діапазоні його змінювання.

РОЗДІЛ 3. РЕАЛІЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ З ЗАВДАННЯМ ПОТУЖНОСТІ, ЩО СПОЖИВАЄТЬСЯ З МЕРЕЖІ, ЗА ПРОГНОЗОМ ГЕНЕРАЦІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ БАТАРЕЇ

3.1. Обґрунтування доцільності та особливості реалізації управління з завданням потужності, що споживається з мережі

Структура гібридної системи, що розглядається, містить три джерела енергії (ФБ, АКБ, розподільча мережа РМ). За цього енергетичні процеси на рівні активних потужностей (P_{PV} , P_B , P_g) та властивості елементів системи ілюструє рис.3.1.

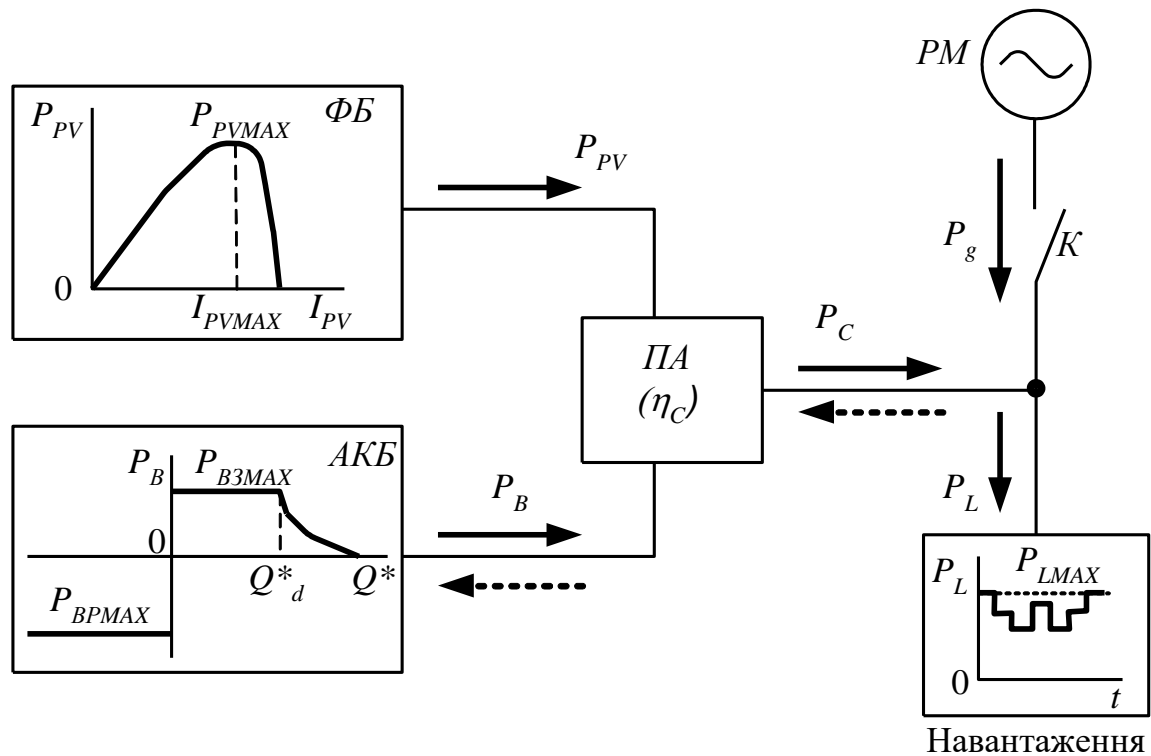


Рис. 3.1 Структура енергетичних процесів в системі

ФБ зазвичай використовується в режимі максимальної потужності P_{PVMAX} , що задається МРРТ контролером за струму I_{PVMAX} . Регулювання потужності можливо в разі змінювання струму $I_{PV}=(0, I_{PVMAX})$. При перевищенні струму маємо режим короткого замикання і $P_{PV} \rightarrow 0$.

АКБ в разі розряду характеризується обмеженням P_{BPMAX} , має два режими заряду: з постійним струмом і обмеженням P_{B3MAX} ; за значення стану заряду $Q^* \geq Q^*_d$ заряд з постійною напругою [54]. Енергоємність АКБ $W_B = C_B U_B$, втрати енергії визначаються ККД η_B .

ПА перетворює енергію з ланки постійного струму в змінну, за цього вихідна потужність P_C . Процес перетворення характеризується ККД η_C .

Потужність навантаження P_L може змінюватись від 0 до P_{LMAX} і задається графіком $P_L(t)$. В разі використання ФЕС на самоспоживання експорт енергії в мережу P_g виключається і діє встановлений ліміт на потужність $P_{ЛИМ}$, що споживається. Реальний графік навантаження може мати складний (східчастий) характер з урахуванням перемикання споживачів у часі. Обмеження $P_L \leq P_{LMAX} = P_{ЛИМ}$. Спрощення аналізу графіку навантаження можна досягнути за усередненням значення потужності на інтервалах часу згідно енергії, що споживається. Інтервали часу можна задати згідно годинам пікового навантаження зранку та ввечері. Вдень достатнім є використання двох-трьох інтервалів.

Процес заряду/розряду АКБ зазвичай здійснюється за умовою $P_B = P_{PV} \eta_C - P_L$, якщо $P_B \geq 0$ заряд, за $P_B < 0$ - розряд. На практиці в гібридних інверторах [3] використовується обмеження відносно мінімального або максимального стану заряду, якщо Q^* перевищує задане значення $Q^*_{зАд}$ допускається розряд АКБ, якщо $Q^* < Q^*_{зАд}$ заряд здійснюється зі споживанням енергії з мережі. Також передбачено заряд від мережі на заданих інтервалах часу з обмеженням значення потужності P_B . Механізм реалізації не описано.

Згідно балансу потужності в системі $P_{PV} \eta_C + P_g - P_B - P_L = 0$, введення споживання з мережі P_g , коли енергії ФБ є недостатньо, дозволяє керувати процесом заряду АКБ. За цього для визначеного інтервалу часу (Δt)

$$W_g = W_{PV} \eta_C - \Delta W_B - W_L \text{ і } P_g = W_g / \Delta t ,$$

де ΔW_B – енергія на прирощення стану заряду АКБ ΔQ^* .

Таким чином регулюванням значення P_g можна забезпечити формування значення $Q^*(t)$ згідно прогнозу генерації та $P_L(t)$. Це дозволяє обмежити глибину розряду АКБ (DOD), компенсувати піковий попит, забезпечити певний запас енергії в АКБ в разі відключення напруги мережі.

Питання, які потрібно вирішити під час реалізації управління:

- забезпечити регулювання генерації ФБ в разі неможливості спожити «зайву» енергію. Така ситуація виникає, коли АКБ заряджається за постійної напруги $Q^* \geq Q^*_d$ або за малого навантаження, коли значення P_B перевищує допустиме значення. В роботах [18, 28] для цього використано перемикання завдання струму ФБ I_{PV} з контролеру МРРТ на регулятор струму. Однак за цього слід виключити роботу ФБ в режимі короткого замикання (КЗ). Також за роботи регулятора відсутня інформація про можливість генерації ФБ в поточних умовах;

- можливість заряду АКБ за малої генерації ФБ на випадок вимушеного режиму автономної роботи (АРР);

- за високої генерації ФБ забезпечити можливість накопичувати в АКБ максимальну енергію;

- забезпечити максимальне споживання енергії ФБ за всіх рівнів генерації ФБ.

Отже загальна мета - забезпечення максимального споживання фотоелектричної енергії за прогнозом генерації та відомого графіка $P_L(t)$ для зменшення енергії, що споживається з РМ. Це передбачає певний механізм реалізації з досягненням цільової функції та наявність параметру, регулюванням якого це забезпечується. Найважливішу роль в перерозподілі енергії в системі має АКБ. До того ж це самий дорогий елемент системи з обмеженим терміном експлуатації. В якості цільової функції доцільним виглядає графік $Q^*(t)$ з завданням контрольних точок та обмеженням глибини розряду, що сприятиме збільшенню терміну експлуатації АКБ. Параметром, що забезпечить відпрацьовування $Q^*(t)$ згідно прогнозу генерації та навантаженню є задане значення потужності P_g , що споживається з РМ.

3.2. Структура системи регулювання перетворювальним агрегатом

Структура силових кіл перетворювального агрегату ФЕС в однофазному варіанті (рис.3.2) містить: БМІ з вихідним фільтром, перетворювачі напруги ФБ (ПН1) і АКБ (ПН2). Вихідне коло БМІ і навантаження підключаються до РМ через контактор К, який вимикається в автономному режимі.

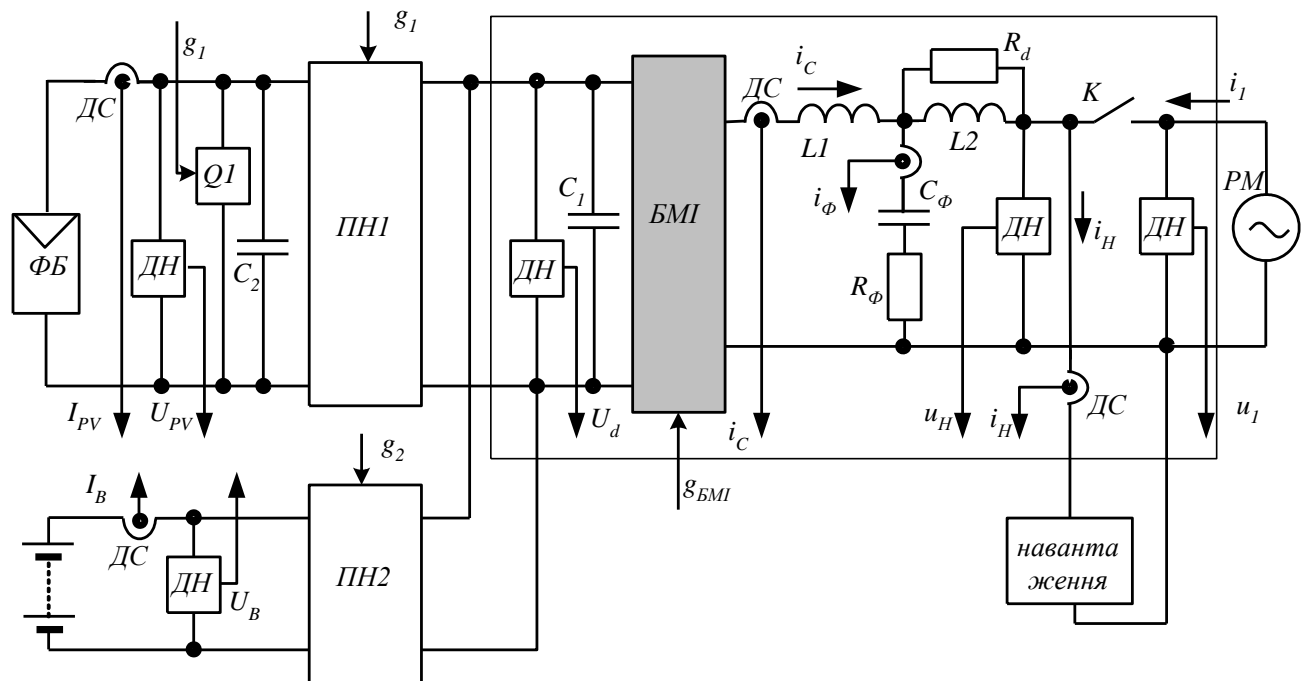


Рис.3.2 Структура перетворювального агрегату

Загальна структура системи управління та регулювання ПА наведена на рис.3.3. При побудові системи регулювання ФЕС за основу прийнято двоконтурну структуру [18, 28]. Зовнішнім при роботі з мережею є контур стабілізації напруги U_d на вході БМІ на заданому рівні, що забезпечує баланс потужності в системі. ФЕС функціонує в умовах зміни потужності генерації ФБ P_{PV} , потужності навантаження P_L , заряду АКБ Q^* , а також ряду обмежень $Q^* > Q^*_{MIN}$, $P_g \leq P_{ЛІМ}$. При цьому до параметрів регулювання відносяться: струм ФБ I_{PV} – регулювання потужності ФБ (перетворювач ПН1); струм АКБ I_B – заряд/розряд (перетворювач ПН2), балансування потужностей в ФЕС та

перерозподіл енергії за тарифними зонами; струм РМ i_g – регулювання споживання з мережі.

В залежності від співвідношення P_{PV} та P_L , поточного та максимального значень I_{PV} , Q^* , обмеження потужності (відповідно, амплітуди струму РМ I_{gmLIM}), а також режиму роботи, стабілізація напруги досягається регулюванням I_{PV} , I_B , I_{gm} . Це забезпечує один із трьох пропорційно-інтегральних (ПІ) регуляторів напруги РН, РН2, РН3 [13, 18, 28], котрі в залежності від режиму роботи формують завдання струмів, відповідно, I'_{gm} , I'_{PV} , I'_B . Отже маємо три контури регулювання, які утворені відповідним регулятором напруги і підпорядкованим контуром регулювання струму. В поточний момент часу використовується один контур, завдання інших струмів є фіксованими. В разі ФБ працює МРРТ контролер.

В АРР використовується четвертий контур регулювання з ПІ регулятором РН1, що задає струм БМІ i'_C і забезпечує відпрацьовування заданого значення напруги навантаження U'_{Lm} .

В разі регулювання генерації ФБ за роботи від регулятора, що формує завдання струму ФБ I'_{PV} вводиться регульоване обмеження завдання I_{PV} значенням I_{PVMAX} на поточний час. Для визначення значення I_{PVMAX} використовується вимірювання струму КЗ ФБ I_{SC} [18, 28]. Для цього використовується транзисторний ключ зі струмообмежуючим резистором Q1 на виході ФБ (рис.3.2). Введення конденсатору C_2 , що включений паралельно ключу Q1 забезпечує шлях для протікання струму під час вимкнення ключа зі струмообмежуючим резистором з урахуванням індуктивності вихідного кола (дротів) фотоелектричної сонячної батареї. Вимірювання здійснюється датчиками струму ДС і напруги ДН.

Система регулювання (рис.3.3) містить [13, 18, 28]: контролер МРРТ; блок вимірювання струму короткого замикання (БВ) I_{SC} ; блок завдання режиму (БЗР), що забезпечує переключення в АРР при зникненні u_l і зворотне переключення після синхронізації з напругою мережі; блок обмеження (БО) заданого значення $I'_{PV} \leq I_{PVM} = 0.92 I_{SC}$; блок контролю заряду (БКЗ) визначення

примусового заряду АКБ в режимі роботи з мережею, що забезпечує нічний заряд та заряд за денним тарифом в похмурі дні.

Розглянемо функціонування системи у прив'язці до графіку навантаження (рис.3.4). Графік навантаження зазвичай має закономірності щодо розподілу в часі з вираженими піками та провалами потужності навантаження. Для розрахунку та оцінки показників будемо виходити з енергії, що споживається навантаженням на інтервалах часу. Зазвичай за часом це прив'язано до тарифних зон (рис.3.4) оплати за електроенергію [97-101]. Виходимо з того, що при завданні на інтервалі значення потужності, що споживається з мережі, характер зміни потужності навантаження в межах прийнятого значення енергії не впливає на значення, що формується в кінці інтервалу, ступеня заряду АКБ.

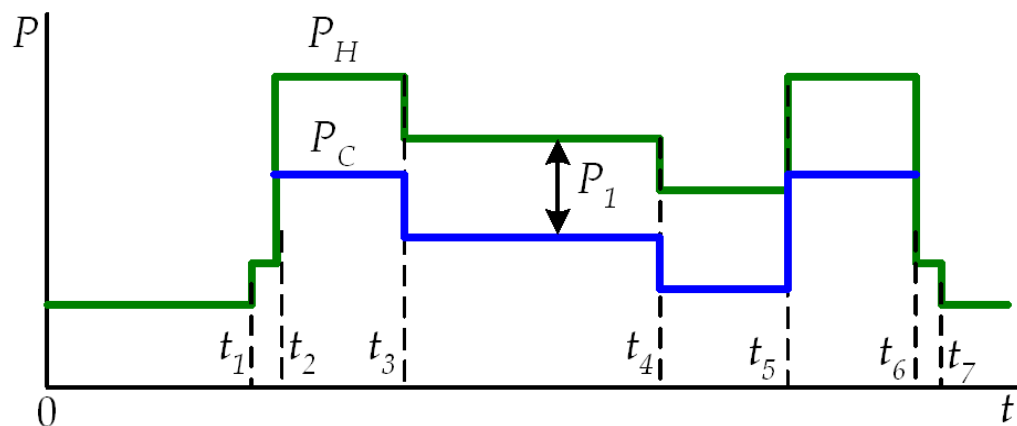


Рис. 3.4 Графік навантаження

При роботі паралельно з мережею завдання струму БМІ i_C^l формується БЗС відповідно до завдання струму мережі $i_g^l = I_{gm}^l \sin \omega t$, струмом навантаження i_L , струмом фільтру i_Φ :

$$i_C^l = I_{gm}^l \sin \omega t - i_L - i_\Phi. \quad (3.1)$$

Розглянемо функціонування системи, починаючи з інтервалу (t_2, t_3) . ФБ працює в режимі максимальної потужності (МРРТ). Струм АКБ задається регулятором $\mathbf{РН}_{B \rightarrow I^l_B}$. Значення $I^l_{gm} = \sqrt{2P_{g3AD}/U_g}$ (U_g – фазна напруга мережі) визначається згідно P_{g3AD} в БК та подається на вхід БЗС.

За цього струм АКБ:

$$I_B = \frac{P_{PV} \cdot \eta_C + P_g - P_L}{U_B} \quad (3.2)$$

Режими функціонування ПА ФЕС в разі роботи паралельно з мережею наведені в табл. 3.1.

При переході на інтервал (t_3, t_5) і $Q^* < Q^*_d$ режим роботи зберігається. При $Q^* \geq Q^*_d$ струм АКБ визначається зарядною характеристикою $I_B(Q^*)$ за постійної напруги заряджання. Якщо $P_{PV} \cdot \eta_C \geq P_L$ і $P_L > P_g$, то включається в роботу контролер $\mathbf{РН}_{PV}$ (режим $g3$) і знижує $I^l_{PV}(P_{PV})$.

При $Q^* \geq Q^*_d$ можливою є ситуація коли за $P_{PV} \cdot \eta_C \geq P_L$ значення P_L і P_g є близькими. В цьому разі вводиться обмеження $P_g \leq P_L$ (використовується вимірне значення потужності навантаження) і здійснюється перемикання режиму (режим $g4$). ФБ перемикається на МРРТ і вмикається $\mathbf{РН}_1$, що зменшує I^l_{gm} та, відповідно, P_g відносно заданого значення. Таким чином досягається максимальне використання енергії ФБ на споживання.

- інтервал (t_5, t_6) . В години вечірнього піку потужність, що видається інвертором $P_{C56} = P_{L56} - P_{g56}$. За цього струм розряду $I_{B56} = P_{C56}/U_B$.

В разі повної компенсації споживання з мережі ($W_{g56} = P_{g56} \cdot t = 0$) $P_{C56} = P_L$ і $I_{B56} = P_L/U_B$. Розряд АКБ здійснюється до досягнення Q^*_6 .

- інтервал (t_6, t_2) . В разі використання нічного заряду АКБ від мережі до значення Q^*_{2R} згідно прогнозу генерації ФБ на наступний день:

$$I_{B62R} = \frac{0.01C_B(Q_{2R}^* - Q_6^*)}{(t_2 - t_6)}. \quad (3.3)$$

В період весна-літо генерація ФБ можлива до початку ранкового піку. За цього робота системи має певні особливості: ФБ працює в режимі МРРТ; значення струму заряду АКБ задається I_{B62R} ; регулятор струму мережі I_g задає потужність, що споживається з мережі P_g , Якщо потужність генерації ФБ $P_{PVM} \cdot \eta_C \geq (P_L + P_B)$ задається $P_g = 0$, а струм АКБ задається регулятором [48]. Отже

$$I_{BPV} = \begin{cases} \frac{P_{PVM} \cdot \eta_C - P_L}{U_B}, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C > (P_L + P_B) \\ I_{B62R}, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C \leq (P_L + P_B). \end{cases} \quad (3.4)$$

Таблиця 3.1 Режими функціонування ПА ФЕС в разі роботи паралельно з мережею

Інтервал	(t_2, t_3)	(t_3, t_5)			(t_5, t_6)	(t_6, t_2)	
Режим	$g1$	$g2$	$g3$	$g4$	$g5$	$g6$	$g7$
Завдання I_{gm}^l	$P_g = P_{g3AD},$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	$P_g = P_{g3AD},$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	$P_g = P_{g3AD},$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	PHI₁ $\rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	$P_g = P_{g3AD},$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	$P_g = P_L - P_C,$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$	$P_g = P_L - P_C,$ $P_{g3AD} \rightarrow I_{gm}^l \geq 0$
Завдання I_{PV}^l	MPPT	MPPT	$P_{PV} \cdot \eta_C \geq P_L$ $P_L > P_g,$ PH_{PV} $\rightarrow I_{PV}^l$ $I_{PV}^l \rightarrow P_{PVF}$	$P_{PV} \cdot \eta_C \geq P_L$ $P_L \leq P_g,$ MPPT	MPPT	MPPT	MPPT
Завдання I_B^l	PHI_B $\rightarrow I_B^l$ $I_B = \frac{P_{PV} \cdot \eta_C + P_g - P_L}{U_B}$	PHI_B $\rightarrow I_B^l$	$U_B = const,$ $I_B = I_B(Q)$	$U_B = const,$ $I_B = I_B(Q)$	PHI_B $\rightarrow I_B^l$	PHI_B $\rightarrow I_B^l$	PHI_B $\rightarrow I_B^l$
SOC	$Q^* \leq Q_d^*$	$Q^* \leq Q_d^*$	$Q^* > Q_d^*$	$Q^* > Q_d^*$	$Q^* \leq Q_d^*$	$Q^* < Q_d^*$	$Q^*_6 \rightarrow Q^*_2$

В АРР при відключенні мережі (контактор К) стабілізація U_d забезпечується регулюванням струмів ФБ або АКБ. За цього значення k в КРС зменшується, що виключає збільшення кількості перемикачів ключів АІН і зростання втрат енергії. За високої генерації ФБ і $Q^* < Q^*_d$ струм ФБ задається МРРТ, напруга U_d стабілізується РН3. При досягненні $Q^* > Q^*_d$ РН2 регулює потужність ФБ відповідно до споживання навантаження. При цьому величина P_{PV} порівнюється з P_{PVMAX} (оцінюється за вимірним струмом короткого замикання ФБ [18, 28]). При близьких значеннях P_{PV} і P_{PVMAX} напруга U_L зменшується (до 0,9 від номінального значення) і, відповідно, зменшується потужність навантаження. При цьому дається рекомендація зменшити споживання, щоб підтримувати максимальний заряд акумулятора для роботи ЛО в нічний час. Далі при зниженні генерації ФБ (ніч) АКБ розряджається.

В похмурий день за малої генерації ФБ першочергове завдання – забезпечити максимальний заряд акумулятора. За цього напруга U_L зменшується, і об'єкт перемикається в режим мінімального енергоспоживання. Струм БМІ задається РН1.

3.3. Сценарії управління з врахуванням тарифікації оплати за електроенергію

Розглянуто використання ФЕС з графіком $P_L(t)$ (рис. 3.4) у прив'язці за часом до тризонної тарифікації [49, 54, 102, 103]: пікове вранці (t_2, t_3) та ввечері (t_5, t_6), напівпікове (денне) навантаження (t_3, t_5), (t_1, t_2), (t_6, t_7), нічне навантаження (t_7, t_1). Додаткова точка t_4 (змінюється з 16.00 влітку до 14.30 взимку) відповідає переходу до зменшення генерації ФБ у передвечірній час. Графік $P_L(t)$ відповідає максимальному середньому значенню P_L за інтервалами часу.

Для визначення встановленої потужності ФБ P_{PV} скористаємось методикою [7, 49, 54]. Графік $P_L(t)$ перераховується до базових значень за умови, що пікова потужність $P_L=200$ Вт. Коефіцієнт перерахунку встановленої

потужності ФБ до значення $P_{PVR}=1$ кВт визначимо за максимального зниження споживання електроенергії з мережі W_g у разі середнього значення генерації ФБ W_{PVCP} влітку [54]

$$m = \frac{W_{L25} + W_{L56} / (\eta_B \cdot \eta_C)^2}{W_{PV} \cdot \eta_C}, \quad (3.5)$$

де W_L – енергія, що споживається навантаженням, η_B та η_C – ККД АКБ та ККД перетворення енергії (перетворювач напруги на виході ФБ та БМІ).

Отже, приймаємо значення встановленої потужності $P_{PV}=mP_{PVR}$.

Енергоємність АКБ $W_B=U_B \cdot C$ (U_B та C_B – напруга та ємність (Агод) АКБ) визначається за умови забезпечення живлення навантаження ЛО за виключенням споживання електроенергії з мережі в вечірній пік (t_5, t_6) за $W_{PV56} \rightarrow 0$ [54]

$$W_B = \frac{W_{L56}}{0.01 \Delta Q^*_{56} \cdot \eta_C \cdot \eta_B} \quad (3.6)$$

де $\Delta Q^*_{56}=(Q^*_6-Q^*_5)$ - ступінь розряду АКБ на інтервалі (t_5, t_6),

$Q^*=Q/Q_R$ - ступінь заряду АКБ, Q_R – відповідає 100% заряду АКБ згідно до ємності C_B .

Приймаємо тривалість вечірнього піка (взимку та восени) до 4 годин і $\Delta Q^*_{56} \leq 80\%$ [54] (за використання АКБ типу LiFePO4 обмежуємо $DOD \leq 80\%$). Максимальне значення Q^* відповідає $Q^*_4 \rightarrow 100\%$. Приймаємо кінцеве значення W_B с запасом 5%, що враховує розряд АКБ на інтервалі (t_4, t_5).

Протягом дня в графіку потужності ФБ P_{PV} мають місце провали і викиди. Змінюється і потужність навантаження P_L . Це обумовлює чергування циклів заряду/розряду АКБ і ускладнює забезпечення потрібного заряду АКБ до початку вечірнього піку навантаження. За цього має місце споживання електроенергії з мережі і значення потужності, що споживається P_g суттєво змінюється у часі (від 0 до поточного значення потужності навантаження).

У разі наявності прогнозу генерації ФБ можливим є підтримання P_g на заданому рівні $P_g=P_{gR}$, що визначається як середнє значення енергії, що споживається на відповідному інтервалі часу. Підтримання P_g на заданому рівні забезпечується відповідним каналом системи керування (п.3.2). За цього можна обмежитися наступними сценаріями формування графіку $Q^*(t)$ згідно прийнятої тарифікації оплати за електроенергію.

Три тарифи. Позначимо цей сценарій 3Т [49]. За рахунок енергії, що накопичується в АКБ вночі і протягом дня, виключаємо споживання енергії з мережі в години ранкового і вечірнього піку. В разі використання нічного заряду слід враховувати, що загальна потужність навантаження та заряду АКБ має не перевищувати ліміт. Забезпечення заряду АКБ вдень можливо в години високої сонячної генерації на інтервалі часу (t_3, t_4) . Отже необхідно забезпечити $Q^*_{t_4} \rightarrow 100\%$. Початковий ступінь заряду $Q^*_{t_2}$ визначається згідно значенню W_{PV24} і прирощенню $\Delta Q^*_{24}=(Q^*_{t_4} - Q^*_{t_2})$ на інтервалі (t_2, t_4) [49]

$$\Delta Q^*_{24} = \frac{W_{PV24} \cdot \eta_C - W_{L24}}{0.01W_B \eta_C \eta_B} \quad (3.7)$$

Прирощення ΔQ^*_{23} на інтервалі (t_2, t_3) і ΔQ^*_{34} на інтервалі (t_3, t_4) визначаються аналогічно виразу (3.7).

Якщо $\Delta Q^*_{24} < 0$ (ступінь заряду зменшується), то задане значення $Q^*_{2R}=100\%$ і за умови $P_{g23}=0$ необхідно забезпечити $\Delta Q^*_{34} = -\Delta Q^*_{23}$ ($\Delta Q^*_{24}=0$). Це досягається за [49]

$$P_{g34} = \frac{W_{PV34} \cdot \eta_C + \Delta W_{B34} - W_{L34}}{(t_4 - t_3)},$$

де $\Delta W_{B34}=0.01\Delta Q^*_{34}W_B \eta_C \eta_B$ – енергія, що віддається АКБ.

Значення P_{g46} визначається аналогічно за $\Delta Q^*_{46}=(100 - \Delta Q^*_{67})$, а ΔQ^*_{67} за $Q^*_{MIN}=20\%$ (Q^*_{MIN} – мінімальна ступінь заряду) влітку становить 60%, взимку 80%. Значення $P_{g23}=P_{g67}=0$.

Якщо $\Delta Q^*_{24}=0$, то задане значення $Q^*_{2R}=100\%$. Відповідно, $P_{134}=0$

Якщо $\Delta Q^*_{24}>0$ (ступінь заряду збільшується), то $P_{134}=0$, а значення Q^*_{2R} слід зменшувати згідно умові $Q^*_{2R}=(100 - \Delta Q^*_{24}) \geq Q^*_{MIN}$.

Два тарифи (нічний пільговий і денний). За цього денний заряд АКБ від мережі для використання в пікові години є недоречним, оскільки вартість електроенергії в пікові часи дорівнює денній [49].

За малої генерації ФБ енергію, накопичену в АКБ вночі, можна використати для зниження та вирівнювання денного споживання, включаючи пікові години (2Т) [49].

Відповідне значення P_{g27}

$$P_{g27} = \frac{W_{L27} - W_{PV27} \cdot \eta_C - \Delta W_{B27}}{(t_7 - t_2)},$$

де $\Delta W_{B27}=0.01\Delta Q^*_{27}W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B$, $Q^*_{27}=(100 - Q^*_6)$, $Q^*_6=20\%$.

Із збільшенням значення генерації ФБ споживання енергії з мережі в пікові години зменшується до повного виключення.

Як варіант розглянемо споживання енергії з мережі на інтервалі (t_2, t_6) за умови виключення споживання в вечірній пік (2Т₁) [49]. За цього значення $Q^*_{2R}=100\%$, $Q^*_6=Q^*_7+\Delta Q^*_{67}$, ΔQ^*_{67} визначається за умови $\Delta W_{B67}=W_{L67}$, $\Delta Q^*_{26}=Q^*_6-100\%$. Відповідне значення P_{g26}

$$P_{g26} = \frac{W_{L26} - W_{PV26} \cdot \eta_C - \Delta W_{B26}}{(t_6 - t_2)}.$$

За $W_{PV} \rightarrow 0$ значення $P_{g26}=P_{L26}$. Із зростанням W_{PV} значення P_g зменшуються до 0 за $\Delta Q^*_{24}=0$.

Якщо $\Delta Q^*_{24} > 0$ (ступінь заряду збільшується), то $P_{g26} = 0$, а значення Q^*_{2R} слід зменшувати $Q^*_{2R} = (100 - \Delta Q^*_{24}) \geq Q^*_{MIN}$ (Q^*_{MIN} – мінімальна ступінь заряду).

Один тариф. За цього можливі два варіанти [49]:

- **без заряду АКБ від мережі (1Т).** За малої генерації ФБ ($\Delta Q^*_{24} < 0$) підтримуємо $Q^*_{2R} = Q^*_6 = Q^*_7 < 100\%$ (з деяким запасом приймаємо $Q^*_{2R} \leq 80\%$). За цього маємо вирівнювання споживання з мережі із зменшенням в ранковий пік, але без зменшення споживання в вечірній пік $P_{g67} = P_{L67}$. Значення P_g

$$P_{g26} = \frac{W_{L26} - W_{PV26} \cdot \eta_C}{(t_6 - t_2)}$$

Значення Q^*_7 визначається на початку вечірнього піку згідно прогнозу на наступний день $Q^*_7 = Q^*_{2R+1}$. В разі високої генерації наступного дня Q^*_{2R+1} зменшується, відповідно в години вечірнього піку здійснюється розрядження АКБ до визначеного значення і зменшення P_{g67} . Якщо значення P_{g26} на певному інтервалі часу перевищує значення P_L приймається значення згідно навантаженню зі збільшенням P_L на інших інтервалах за підтриманням $W_{g26} = P_{g26} \cdot t_{26}$.

Із збільшенням генерації ФБ значення P_g зменшується до 0. У разі $\Delta Q^*_{24} > 0$ значення Q^*_{2R} слід зменшувати $Q^*_{2R} = (100 - \Delta Q^*_{24}) \geq Q^*_{MIN}$. За цього з'являється можливість зменшення споживання і в вечірній пік.

- **з зарядом АКБ від мережі** і за рахунок цього зниженням споживання в пікові години (1Т₁) [49]. В даному випадку ефективність дещо зменшується за рахунок втрат енергії при її подвійному перетворенні (заряд АКБ з наступним розрядом). Проте це може бути актуальним за наявності обмежень на споживання з боку енергосистеми і дозволить функціонувати ЛО в звичному режимі. Згідно припустимим значенням потужності споживання в пікові години (P^l_{g23} , P^l_{g56}) додається споживання вночі недостатньої енергії на підтримання зранку і споживання вдень для підтримання в вечірній пік.

Вважаємо, що мінімальна ступінь розряду АКБ $Q^*_{37} = Q^*_{79} = 95 - \Delta Q^*_{67}$.
 Енергія, яку віддає АКБ в вечірній пік з урахуванням P^l_{g67} становить
 $\Delta W_{B67} = W_{H67} - W^l_{167}$, відповідно

$$\Delta Q^*_{67} = \frac{\Delta W_{B67}}{0.01 W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B}.$$

На інтервалі (t_3, t_6) слід додатково спожити з мережі з урахуванням ККД енергію

$$\Delta W_{36} = \frac{\Delta W_{B67}}{(\eta_C \cdot \eta_B)^2}.$$

Відповідно, енергія споживання з мережі $W_{g36} = W_{L36} + \Delta W_{36} - W_{PV36} \cdot \eta_C$ і
 потужність $P_{g36} = W_{g36} / (t_6 - t_3)$. Якщо $P_{g36} \geq P_{L45}$ приймаємо $P_{g45} = P_{L45}$, а

$$P_{g34} = (W_{g35} - W_{L45}) / (t_4 - t_3).$$

На інтервалі (t_2, t_3) маємо $\Delta W_{B23} = W_{L23} - W_{PV23} \cdot \eta_C - W^l_{g23}$,
 $\Delta Q^*_{23} = \frac{\Delta W_{B23}}{0.01 W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B}$, $Q^*_{2R} = Q^*_{37} + \Delta Q^*_{23}$, додаткове споживання вночі

$$\Delta W_{g62} = \frac{\Delta W_{B23}}{(\eta_C \cdot \eta_B)^2}.$$

Із збільшенням генерації ФБ алгоритм аналогічний попередньому варіанту.

3.4 Висновки до розділу 3

Обґрунтовано доцільність управління ПА ФЕС за прогнозом генерації ФБ та відомим графіком потужності навантаження $P_L(t)$ з завданням потужності P_g , що споживається з мережі. В якості цільової функції управління обрано графік стану заряду АКБ $Q^*(t)$ з завданням контрольних точок та обмеженням глибини розряду. Це забезпечує контрольований заряд АКБ незалежно від рівня генерації ФБ з обмеженням глибини розряду та забезпеченням максимального споживання енергії ФБ для зменшення енергії, що споживається з РМ. Заряд АКБ за любых умов забезпечує готовність до автономного режиму функціонування.

Запропоновано в режимі заряду АКБ з постійною напругою за $Q^* \geq Q^*_d$ в разі близьких значень потужності, що споживається з мережі P_g , і потужності навантаження P_L здійснювати перемикання каналів керування. ФБ перемикається на МРРТ і вмикається канал регулювання потужності, що зменшує значення P_g відносно заданого. Використовується вимірне значення P_L і вводиться обмеження $P_g \leq P_L$. Таким чином досягається максимальне використання енергії ФБ на споживання із зменшенням споживання енергії з мережі.

Реалізація управління ФЕС передбачає використання системи керування агрегатом із змінною структурою регуляторів, що має три канали регулювання в разі роботи паралельно з мережею і четвертий канал з регулятором напруги навантаження в автономному режимі зі зміною налаштування контуру регулювання струму. Перемикання структури регуляторів має бути узгоджено з режимами роботи. За цього в канал регулювання струму ФБ використовується кероване обмеження за максимальним струмом, що виключає перемикання ФБ в режим короткого замикання.

В автономному режимі в разі $Q^* > Q^*_d$, коли потужність ФБ P_{PV} близька до максимального можливого значення потужності ФБ P_{PVMAX} доцільним є регулювання потужності навантаження (за припустимим зниженням напруги

U_L до 10%) Значення P_{PVMAX} визначається за поточним значенням виміряного струму короткого замикання ФБ. Це дозволяє підтримувати заряд АКБ ще певний час за наявності генерації ФБ.

Обґрунтована методика визначення параметрів за умови досягнення максимального зниження витрат на споживану з мережі електроенергію для прийнятого графіка навантаження в разі середньомісячної генерації фотоелектричної батареї влітку.

Запропоновані сценарії управління ФЕС та обґрунтована методика визначення завдання активної потужності P_g , що споживається з мережі, згідно прийнятої тарифікації оплати за електроенергію. Встановлено, що за середньомісячної генерації ФБ на рівні літа перехід з сценарію 1Т на 3Т забезпечує більше зниження витрат на електроенергію за умови $W_{g26(1T)} > W_{g35(3T)}$.

РОЗДІЛ 4. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОБОВОГО ЦИКЛУ РОБОТИ

4.1. Опис енергетичних процесів для сталих режимів функціонування з завданням потужності, що споживається з мережі

Уточнення опису процесів у електричних колах ФЕС здійснювалось для сталих режимів за умови балансу потужності в разі управління активною потужністю, що споживається з мережі [102]. За цього введено змінну, що визначає значення потужності, яка споживається з мережі, та забезпечує формування графіку $SoC(t)$. Розглянуто використання багатфункціонального мережевого інвертора з підтриманням близького до 1 коефіцієнта потужності в точці підключення до мережі. За цього аналіз енергетичних процесів здійснювався на рівні активної потужності [102].

Вплив короткочасних перехідних процесів під час змінювання режимів функціонування на загальні енергетичні показники в умовах добового циклу функціонування системи не враховувалось [102]. Втрати енергії в перетворювачах та АКБ враховувались через ККД. Генерацію надлишкової електроенергії в мережу не передбачено. При визначенні режимів роботи вважалось, що система регулювання перетворювальним агрегатом ФЕС реалізована за класичною двоконтурною структурою зі стабілізацією напруги на вході інвертору. Завдання потужності забезпечується через амплітуду струму в точці підключення до мережі. Внесені зміни до алгоритму перемикання режимів роботи з врахуванням виміряного значення потужності спрямовані на підвищення використання енергії ФБ [102].

Для змінювання рівнянь при зміні режимів та врахування обмежень вводяться додаткові змінні (4.1). Завдання часу здійснюють змінні t_{23} , t_{34} , t_{45} , t_{56} , t_{62} , що приймають значення 1 на відповідних інтервалах часу. Стан заряду АКБ задається змінною q , змінна pv враховує співвідношення потужності генерації

P_{PV} і навантаження P_L , змінна c відповідає потужності доданої інвертором P_C , змінна n – визначає співвідношення між потужністю генерації та навантаженням з потужністю АКБ P_B , змінна b – визначає співвідношення між потужністю генерації в режимі МРРТ P_{PVM} та потужності АКБ разом з потужністю доданою інвертором.

$$q = \begin{cases} 1, & \text{if } Q^* \geq Q^*_d \\ 0, & \text{if } Q^* < Q^*_d \end{cases}, \quad pv = \begin{cases} 1, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C \geq P_L \\ 0, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C < P_L \end{cases},$$

$$c = \begin{cases} 1, & \text{if } P_C \geq 0 \\ 0, & \text{if } P_C < 0 \end{cases}, \quad n = \begin{cases} 1, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C \geq (P_L + P_B) \\ 0, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C < (P_L + P_B) \end{cases}, \quad (4.1)$$

$$b = \begin{cases} 1, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C \geq (P_C + P_B) \\ 0, & \text{if } P_{PVM} \cdot \eta_C < (P_C + P_B) \end{cases},$$

Потужність поточної генерації P_{PV} ФБ з урахуванням регулювання відносно значення P_{PVM} до значення $(P_C + P_B)$ за $Q^* \geq Q^*_d$

$$P_{PV} \cdot \eta_C = P_{PVM} \cdot \eta_C \cdot (\bar{q} \vee \overline{pv} \vee q \wedge pv \wedge b) + (P_C + P_B) q \cdot pv \cdot t_{26} \cdot \bar{b}. \quad (4.2)$$

Струм АКБ протягом доби

$$I_B = I_{B62} + (\bar{q} \vee q \wedge \overline{pv}) \cdot t_{25} \cdot \frac{P_{PV} \cdot \eta_C - P_C}{U_B} + \frac{P_{PVM} \cdot \eta_C - P_C}{U_B} \cdot q \cdot pv \cdot t_{25} - t_{56} \frac{P_{C56}}{U_B}, \quad (4.3)$$

$$\text{де } I_{B62} = I_{B62R} \cdot t_{62} \cdot \bar{n} + t_{62} \cdot I_{BPV} \cdot n,$$

значення I_{B62R} задається (3.3), I_{BPV} згідно (3.4)

Значення потужності, яка віддається інвертором

$$P_C = (P_L \cdot t_{62} + (P_L - P_{gR}) \cdot t_{25} + P_{C56} \cdot t_{56})c, \quad (4.4)$$

де $P_{gR} \leq P_L(t)$ – змінна, що задає значення потужності

$$P_{gR} = P_{gR} \cdot c(\overline{q \wedge pv \wedge b}) + (P_L + P_B - P_{PVM} \cdot \eta_C)q \cdot pv \cdot b + P_L \cdot \bar{c} \quad (4.5)$$

Потужність, що споживається з мережі

$$P_g = (P_L - P_C) \cdot t_{56} + (P_L + P_B - P_{PVM} \cdot \eta_C) \cdot t_{62} + P_{gR} \cdot t_{25} \quad (4.6)$$

За цього враховано, що в разі $Q^* \geq Q_d^*$ і $P_L \approx P_g$ можливою є ситуація, коли $P_{PVM} \cdot \eta_C > (P_B + P_C)$ і $P_{PVM} \cdot \eta_C > P_L$. За $P_C \rightarrow 0$ регулювання P_{PV} призведе до не повного використання енергії ФБ при споживанні $P_L \approx P_g$. В цьому разі доцільним є використання регулятора напруги РНІ_g, що зменшить $P_{gR} = P_g$ за роботи ФБ з P_{PVM} . Для виключення ситуації, коли $P_C = (P_L - P_g) < 0$ використовується вимірювання P_L і за умови $P_C < 0$ задається $P_{gR} = P_g = P_L$.

4.2. Модель акумуляторної батареї

Модель АКБ виконується за каталожними даними, та розрядною ($U_{Brch}(t)$) за різних значень струму розряду $I_{Brch} = (0.1, \dots, 2)C_B$ і зарядною ($U_{Bch}(Q^*)$ і $I_{Bch}(Q^*)$) характеристиками, що задані графічно [104]. Розглянуто використання LiFePO4 АКБ з напругою 12.8 В та $C_B = 32, \dots, 150$ Ah [104], внутрішній опір яких $R_{int} \leq 40, \dots, 25$ мОм, для яких характеристики заряду/розряду є ідентичними.

4.2.1. Розрядні характеристики

Для опису розрядної характеристики за постійного значення I_{Brch} використано вираз з роботи [75], що приведений до вигляду

$$U_{Brch} = E_0 - \frac{K \cdot Q_R^*}{Q_R^* - \Delta Q^*} \Delta Q^* + A \cdot \exp(-B \cdot \Delta Q^*), \quad (4.7)$$

де E_0 – постійна напруга АКБ (В); K – коефіцієнт пропорційний напрузі поляризації, A – падіння напруги в експоненціальній зоні (В); B – зворотна величина ємності в кінці експоненціальної зони $(A \cdot \text{год})^{-1}$, Q_R відповідає номінальній ємності C_B (Агод), $\Delta Q^* = I_{Brch} \cdot t_{rch} = 100 - Q^*$ (Q^* – поточне значення) [102].

Значення Q^* з урахуванням початкового значення Q^*_0

$$Q^* = Q^*_0 + \frac{100}{C_B} \int I_B dt. \quad (4.8)$$

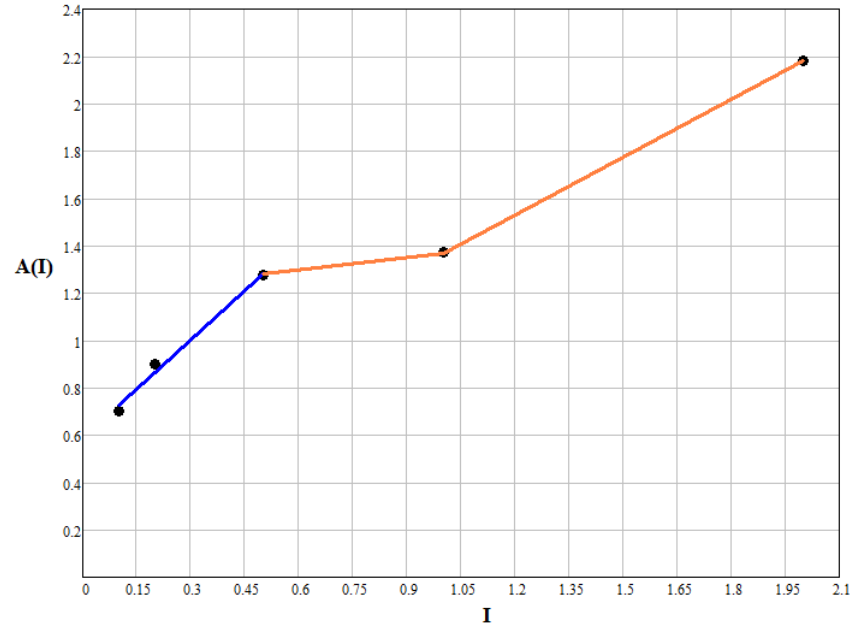
Методика визначення, використаних в (4.7), параметрів згідно $U_{Brch}(t)$ наведена [69], зокрема це стосується K . В табл. 4.1 наведено залежності різних параметрів АКБ від струму розряду, де значення K практично не залежить від струму розряду АКБ. Але значення A і B суттєво змінюються. Щодо значення E_0 – змінюються не суттєво, але теж можна прослідкувати певну залежність. Отримані відповідні залежності $A=f(I)$, $B=f(I)$, $E_0=f(I)$ для двох інтервалів змінювання струму $I_B \leq 0.5C_B$ та $I_B > 0.5C_B$. Розрахунок параметрів АКБ наведено у Додатку В.

Таблиця 4.1 Залежність параметрів АКБ від струму розряду

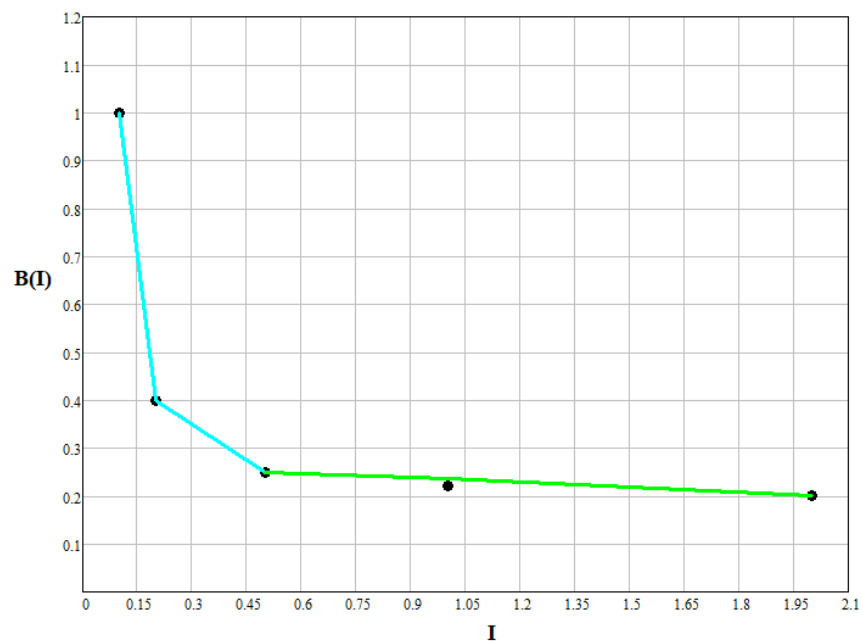
Значення струму	K	E_0 , В	A , В	B , $(A \cdot \text{год})^{-1}$
0.1C	0.156	13.056	0.7	1
0.2C	0.133	12.933	0.9	0.4
0.5C	0.183	13.008	1.275	0.25
1C	0.087	12.724	1.375	0.22
2C	0.109	12.489	2.183	0.2

За допомогою апроксимації функції однієї змінної отримано вирази (4.9), (4.10) та (4.11):

$$A = \begin{cases} 1.394I_{Brch} + 0.587, & \text{if } I_{Brch} \leq 0.5C_B \\ 0.42I_{Brch}^2 + 0.45I_{Brch} + 1.4, & \text{if } 0.5C_B < I_{Brch} \leq 2C_B \end{cases} \quad (4.9)$$

Рис. 4.1. Залежність коефіцієнта A від струму

$$B = \begin{cases} 13.75I_{Brch}^2 - 10.125I_{Brch} + 1.875, & \text{if } I_{Brch} \leq 0.5C_B \\ -0.03I_{Brch} + 0.26, & \text{if } 0.5C_B < I_{Brch} \leq 2C_B \end{cases} \quad (4.10)$$

Рис. 4.2. Залежність коефіцієнта B від струму

$$E_0 = \begin{cases} 13\text{V}, & \text{if } I_{\text{Brch}} \leq 0.5C_B \\ 0.21I_{\text{Brch}}^2 - 0.87I_{\text{Brch}} + 13.38, & \text{if } 0.5C_B < I_{\text{Brch}} \leq 2C_B \end{cases} \quad (4.11)$$

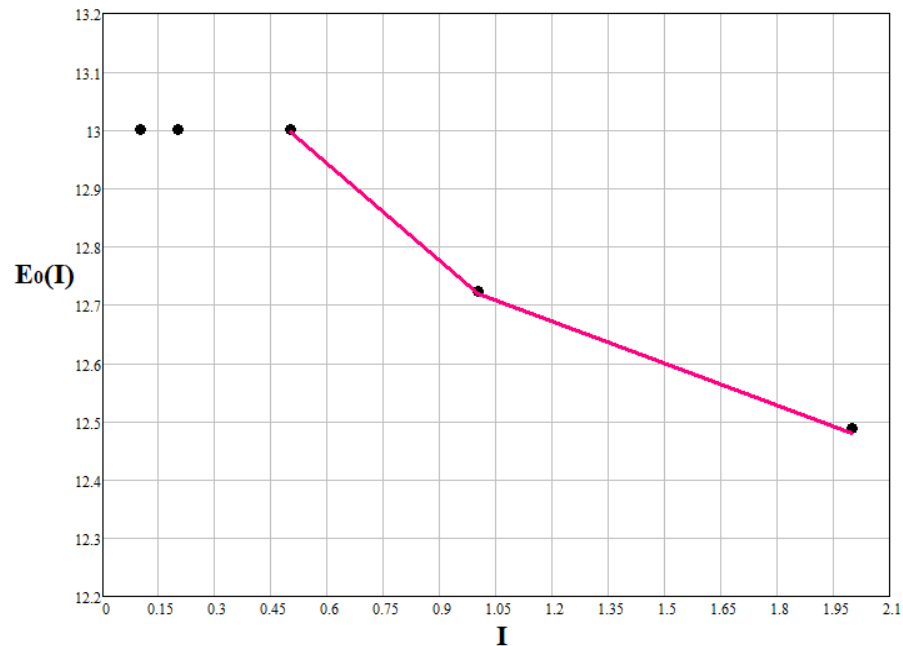


Рис. 4.3. Залежність коефіцієнта E_0 від струму

4.2.2. Зарядні характеристики

Зарядні характеристики мають дві ділянки: заряд с постійним струмом при $Q^*=(0, \dots, Q^*_d)$, коли струм може бути любым в межах до максимального значення (обмежимо значенням C_B) и заряд с постійною напругою при $Q > Q_d$.

Зарядна характеристика $I_{\text{Bch}}(Q^*)$ задається обмеженням значення струму заряду зверху [102]

$$\lim I_{\text{Bch}} = \begin{cases} f(Q^*), & \text{if } Q^* \geq Q^*_d \\ \leq C_B, & \text{if } Q^* < Q^*_d, \end{cases} \quad (4.12)$$

де $f(Q^*)$ – залежність, що задана в табличній формі згідно графіку [26] для інтервалу $(Q^*_d, 100\%)$.

Залежність $U_{\text{Bch}}=f(Q^*)$ також задається для двох інтервалів. Для $Q^* > Q^*_d$ $U_{\text{Bch}}=\text{const}=14.6$ В. Для $Q^*=0 \dots Q^*_d$ виробником задаються 2 характеристики за

початкового ступеня заряду $Q_0=0\%$ и $Q_0=40\%$ при струмі заряду $I_{Bch}=0.5C$. Характеристика має початкову ділянку, коли початкова точка визначається кривою розряду з наступним виходом на лінійну ділянку, далі експоненційну ділянку. Відповідну залежність можна виразити як

$$U_{Bch} = U_R + K_C \frac{Q_R}{Q_R + Q} Q + A_C e^{-B_C(Q_d - Q)}, \quad (4.13)$$

де значення $U_R < U_{BQMIN}$, A_C і B_C визначають експоненційну зону розряду, U_{BQMIN} – відповідає мінімальному ступеню розряду Q_{MIN} .

Розрахунок здійснюється згідно кривій заряду з $Q_0=0\%$. Так для $Q_{MIN}=10\%$ (DOD=90%) $U_{BQMIN}=13$ В. Для $U_R=12.8$ значення $K_C=0.024$, $A_C=0.7$, $B_C=0.5$. Для порівняння у разі розрядної характеристики за $I_{Bc}=0.5C_B$ $K=0.15$, $A=1.275$, $B=0.25$ [102].

Вираз (4.13) відповідає струму $I_{Bch}=0.5C_B$ з урахуванням внутрішнього опору АКБ R_{int} . В загальному випадку

$$U_{Bch} = U_R + K_C \frac{Q_R}{Q_R + Q} Q + A_C e^{-B_C(Q_d - Q)} + R_{int} (I_{Bch} - 0.5C). \quad (4.14)$$

4.2.3. Структура моделі акумуляторної батареї

Модель акумулятора розглядається як окремий елемент, структура якого побудована за [18, 47, 58, 59, 70-72], наведена на рис.4.4. Значення I_B формується як $I_B(Q)$ у відповідності з зарядною характеристикою АКБ. В режимі розряду введено обмеження припустимого значення $I_{BRchMAX}$. За цього використовується регульоване обмеження: верхня межа задається $I_B(Q)$, а нижня $I_{BRchMAX}$. Блоком C_R встановлюється номінальна ємність АКБ та блоком n задається кількість АКБ. Блок Q^*_d відповідає переходу до заряду АКБ за $U_B=\text{const}$) [102, 105]. Також задається початкове значення Q_0 .

При описі розрядної та зарядної характеристик АКБ в підсистемах *charge* та *discharge* (рис 4.4) враховано зміну параметрів, що визначають експоненційну ділянку, від значення струму. Структури цих блоків побудовані відповідно до п.4.2.1 та п.4.2.2 та наведені на рис. 4.5 та рис. 4.6.

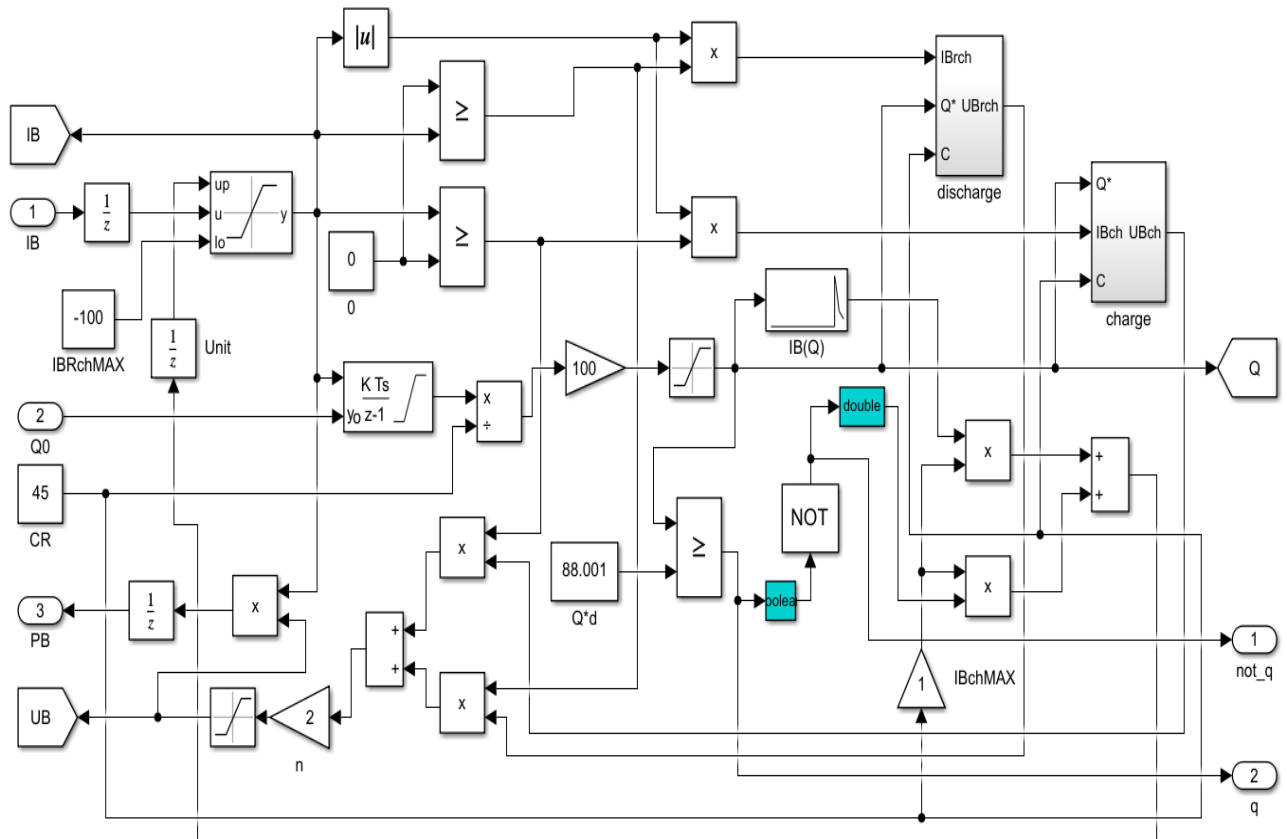


Рис.4.4. Структура моделі АКБ

Відповідні залежності отримано за аналізу характеристик виробника, які задані графічно [102]. Залежність напруги АКБ від SoC в процесі заряджання враховує зміну режиму заряджання. В зоні заряду з заданим значенням струму параметри рівняння визначаються за характеристикою виробника для фіксованого струму заряду. За цього апроксимація враховує обмеження глибини розряду DOD (depth of discharge). Відмінність значення струму від заданого виробником значення враховано через падіння напруги на внутрішньому опорі АКБ. Залежність струму заряду від SoC задається

обмеженням струму у відносних (до ємності) одиницях згідно відповідній характеристикі виробника.

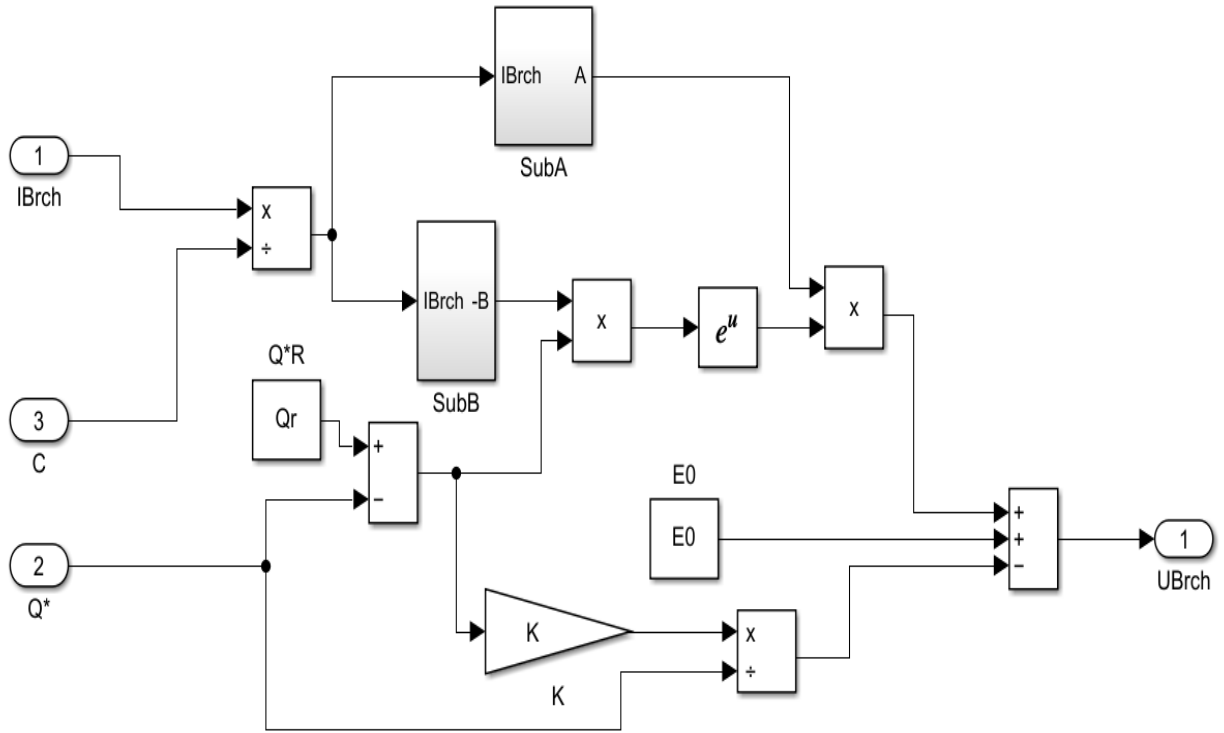


Рис. 4.5. Структура блоку розрядної характеристики

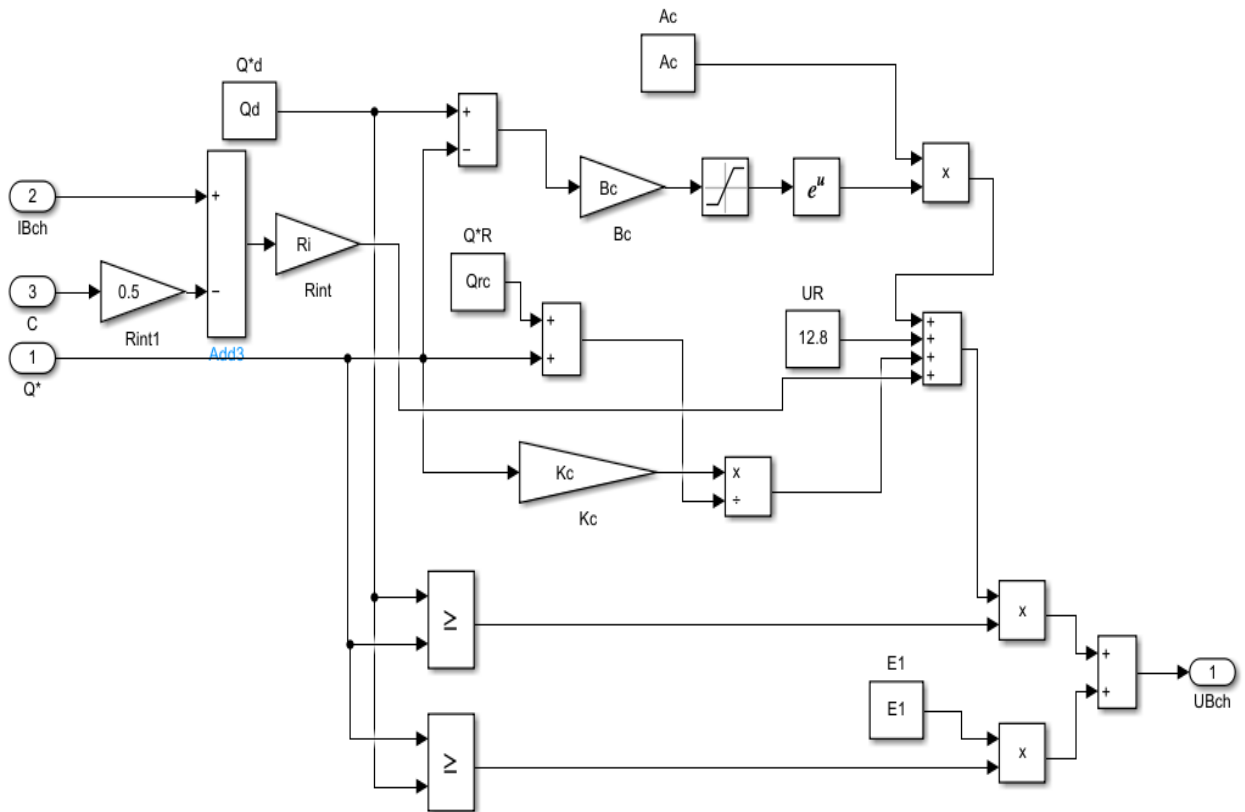


Рис. 4.6. Структура блоку зарядної характеристики

4.3. Загальна структура моделі системи

Загальна структура моделі (рис. 4.7) скомпонована з наступних модулів: генерації (MG), навантаження (LM), АКБ (SB), управління і розрахунку (CCM), оцінки (EM). Ця частина моделі є незмінною. Відокремлено модуль формування завдання (TCM), який працює в прискореному масштабі часу. Потужність навантаження $P_L(t)$ задається таблично. В MG за архівними даними задається $P_{PVM}(t)$. Модуль управління і розрахунку виконаний за [7, 48, 73, 102, 106].

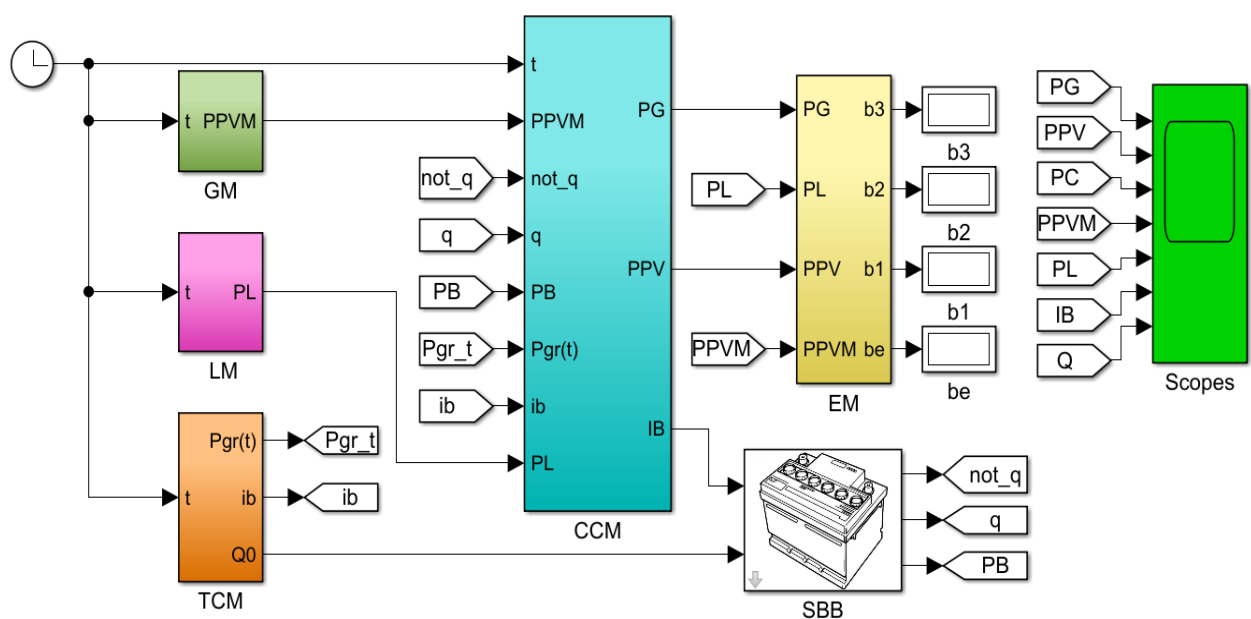


Рис. 4.7. Загальна структура моделі

TCM здійснює розрахунок параметрів, що виконуються за прогнозом на поточний день [102]. Згідно вихідним даним $P_L(t)$, $mP_{PVM}(t)$ (за архівними даними) і Q^*_6 здійснюється розрахунок $Q^*_{2R}(t)$, $P_{gR}(t)$, I_{B62} , Q^*_{00} – ступінь заряду АКБ в 00.00 (початок доби) для всіх сценаріїв. Для виключення переналаштування тарифних зон передбачено 3 моделі для сезонів літо, весна-осінь та зима. За цього моделювання здійснюється в два етапи попередній (прискорений) розрахунок параметрів, продовження розрахунку в добовому циклі. Введення TCM дозволяє імітувати роботу системи управління ФЕС і передбачає можливість розвитку алгоритму управління без зміни основної частини моделі.

4.3.1. Незмінна від сценаріїв частина моделі

Модуль управління і розрахунку (рис. 4.8) реалізовано згідно рівнянням (4.1)-(4.6).

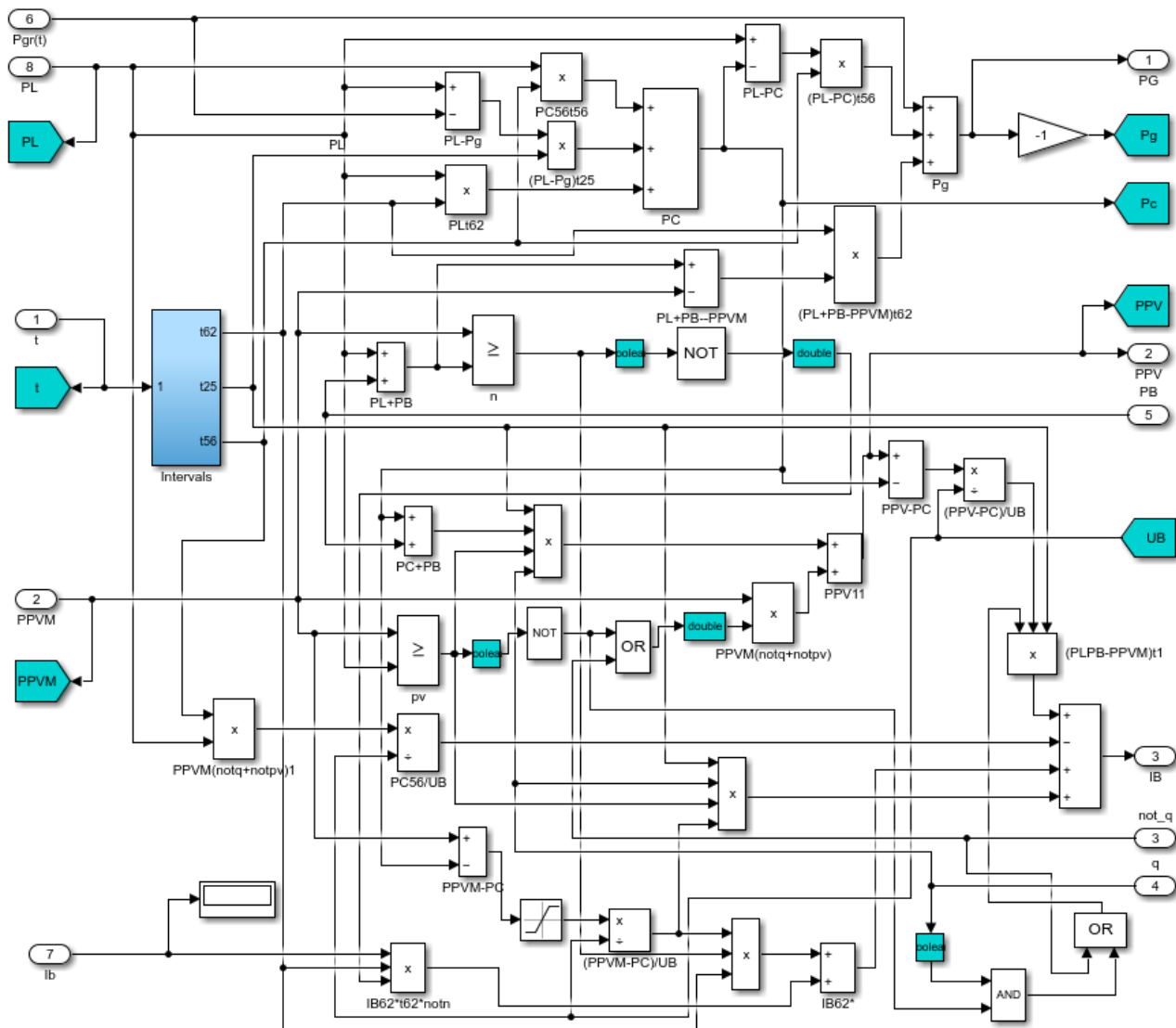


Рис. 4.8. Модуль управління і розрахунку

Модуль оцінювання ефективності ЕМ (рис. 4.9) визначає значення коефіцієнт зниження витрат на електроенергію, що споживається ЛО b_E [102]

$$b_E = \frac{C_L}{C_g},$$

де C_L і C_g – вартість електроенергії, що споживається, відповідно, навантаженням ЛО і з мережі,

$$C_L = T_n \cdot 0.001 \int (P_L \cdot t_{62}) \cdot dt + T_d \cdot 0.001 \int (P_L \cdot t_{25}) \cdot dt + T_p \cdot 0.001 \int (P_L \cdot (t_{23} + t_{56}) \cdot dt,$$

$$C_g = T_n \cdot 0.001 \int (P_g \cdot t_{62}) \cdot dt + T_d \cdot 0.001 \int (P_g \cdot t_{25}) \cdot dt + T_P \cdot 0.001 \int (P_g \cdot (t_{23} + t_{56})) \cdot dt,$$

де T_n , T_d , T_P – відносні значення тарифних ставок (за однієї ставки $T_n=T_d=T_P=1$, за двох $T_d=T_P=1$, $T_n=0.5$, за трьох $T_d=1$, $T_P=1.5$, $T_n=0.4$).

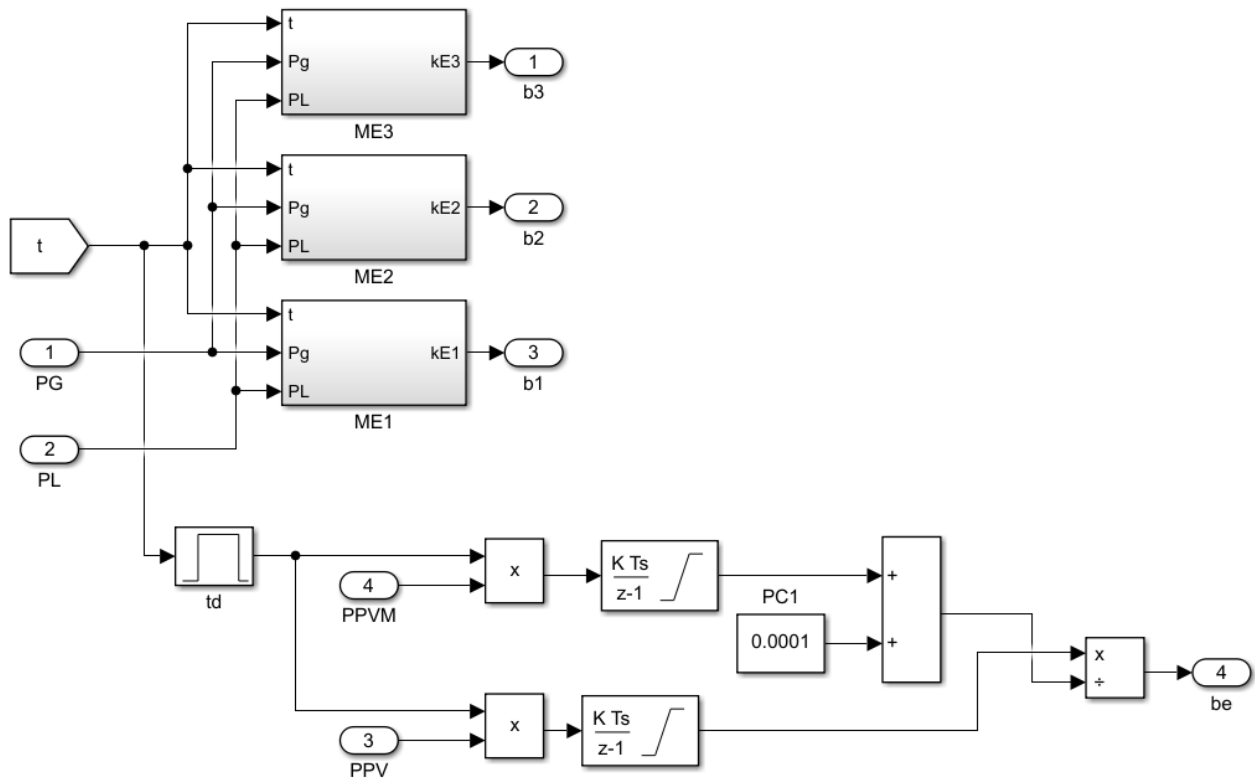


Рис. 4.9. Структура модуля оцінювання ефективності

Коефіцієнт використання енергії ФБ визначається як відношення загальної енергії ФБ з урахуванням регулювання W_{PV} до значення в режимі максимальної потужності [102]

$$k_{PV} = W_{PV} / W_{PVM}.$$

4.3.2. Модуль формування завдання

Особливістю є використання модуля TCM в прискореному часі. За цього процес моделювання здійснюється в два етапи з програмованою паузою. На першому здійснюється розрахунок параметрів управління в TCM. Основний цикл моделювання здійснюється повторним запуском програми.

Розрахунок параметрів управління в ТСМ здійснюється за алгоритмом на рис. 4.10. Відповідні функції блоків наведені нижче.

Блок 2. Значення енергії ФБ та навантаження на заданих інтервалах часу визначається, наприклад, для (t_2, t_3) як:

$$W_{PV23} = \int (P_{PVM} \cdot t_{23}) \cdot dt, \quad W_{L23} = \int (P_L \cdot t_{23}) \cdot dt.$$

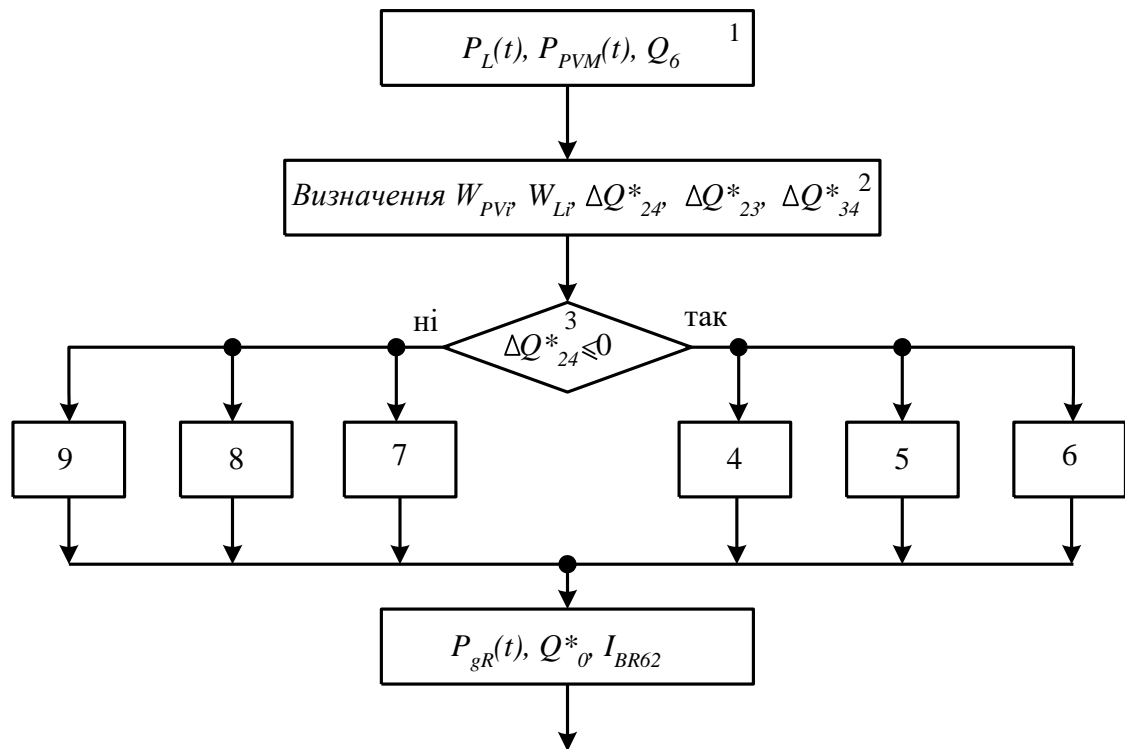


Рис.4.10. Алгоритм розрахунку параметрів управління

Для інших інтервалів розрахунок виконується аналогічно. Прирошення ΔQ^*_{24} на інтервалі (t_2, t_4) здійснюється згідно (3.7)

Блок 4 відповідає реалізації сценарію ЗТ. Якщо $\Delta Q^*_{24} \leq 0$ встановлюється значення $Q^*_{2R}=100\%$, $P_{g23}=P_{g56}=0$, $P_{C56}=P_{L56}$,

$$P_{g34} = \frac{\Delta W_{B34} + W_{L34} - W_{PV34} \cdot \eta_C}{(t_4 - t_3)},$$

$$\text{де } \Delta Q^*_{34} = |\Delta Q^*_{23}|, \Delta Q^*_{23} = \frac{W_{PV23} \cdot \eta_C - W_{L23}}{0.01W_B \eta_C \eta_B}.$$

$$P_{g34} = \frac{|W_{PV23} \cdot \eta_C - W_{L23}| / (\eta_C \cdot \eta_B)^2 + W_{L34} - W_{PV34} \cdot \eta_C}{(t_4 - t_3)}$$

На рис. 4.11, рис. 4.12 наведено фрагменти МФЗ для визначення ΔQ^*_{34} та P_{g34} .

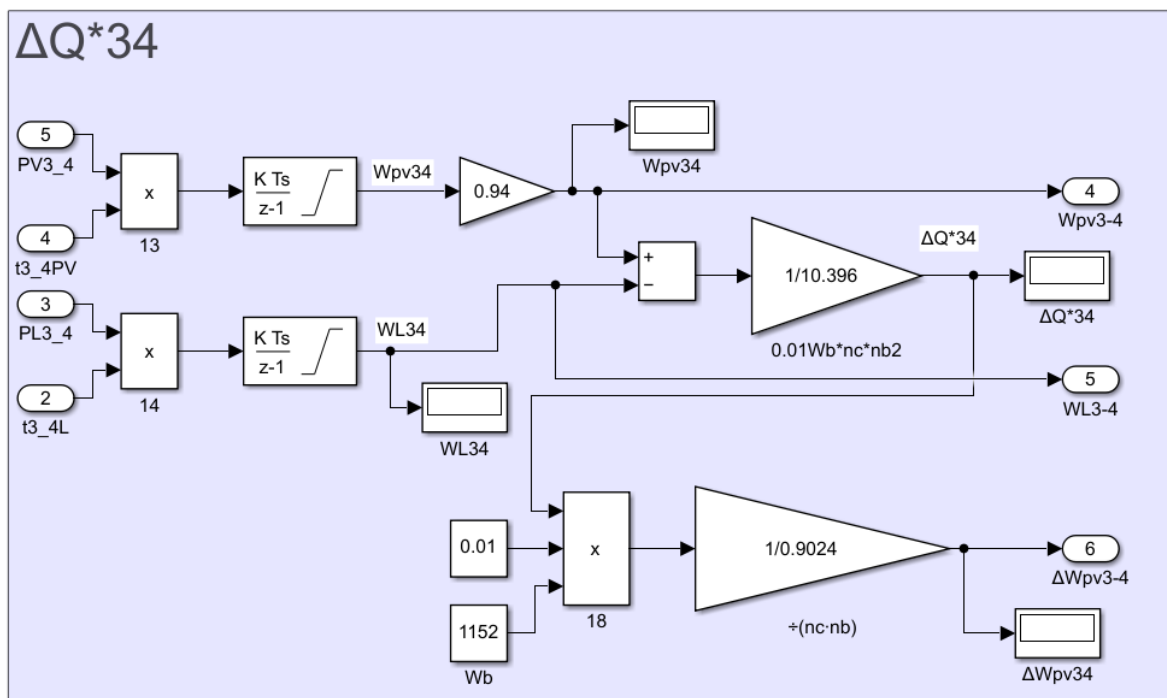


Рис. 4.11. Фрагмент блока МФЗ для визначення ΔQ^*_{34}

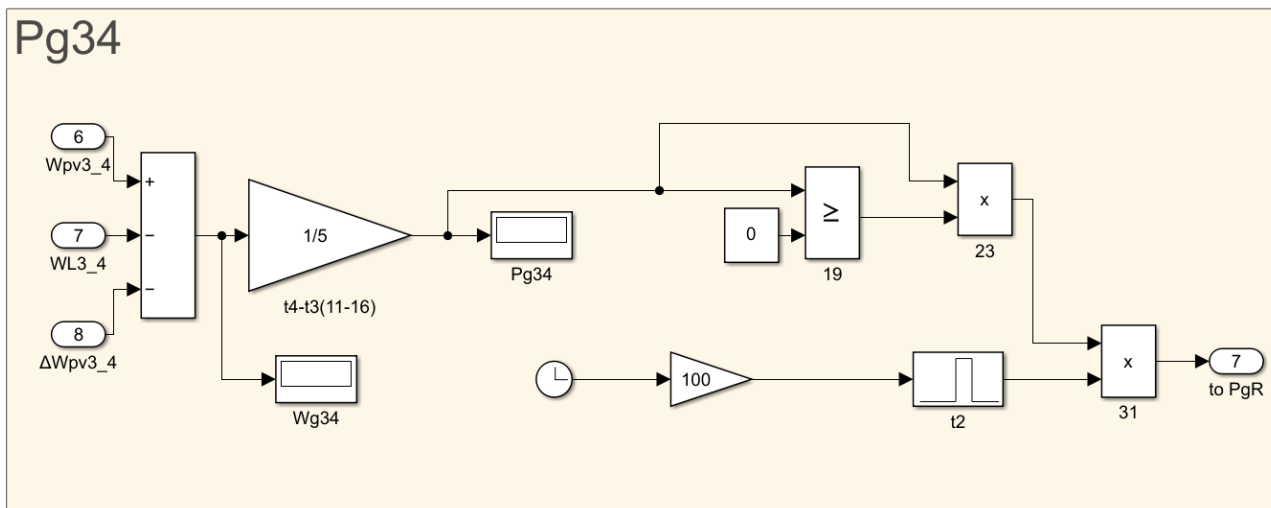


Рис. 4.12. Фрагмент блока МФЗ для визначення P_{g34}

В разі $\Delta Q^*_{24}=0$ значення $P_{g34}=0$.

Значення P_{g45}

$$P_{g45} = \frac{W_{L45} - W_{PV45} \cdot \eta_C - \Delta W_{B45}}{(t_5 - t_4)} \geq 0,$$

де $\Delta W_{B45}=0.01\Delta Q^*_{45}W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B$ – енергія, що може віддати АКБ за $\Delta Q^*_{45}=(Q^*_5-100)$.

Значення Q^*_5 у разі $Q^*_6=Q^*_{MIN}=20\%$ влітку становить $Q^*_5 \geq 80\%=77\%$, взимку $Q^*_5 \geq 96\%$ згідно тривалості вечірнього піку три години влітку ($\Delta Q^*_{56}=60/1.05=57.1\%$) і 4 години взимку та весна-осінь ($\Delta Q^*_{56}=80/1.05=76.2\%$).

Значення струму заряду АКБ I_{B62R} визначається згідно (3.3).

Значення Q^*_{00} на початок розрахунку (добы)

$$Q^*_{00}=Q^*_6+I_{B62R}(24-t_6).$$

Блок 5 відповідає реалізації сценарію 1Т1 з вирівнюванням споживання на інтервалі (t_2, t_5) і підтриманням споживання в вечірній пік на заданому рівні P^l_{g56} . Енергія, яку віддає АКБ в вечірній пік з урахуванням P^l_{g56} становить $\Delta W_{B56}=W_{L56} - W^l_{g56}$, відповідно,

$$\Delta Q^*_{56} = \frac{\Delta W_{B56}}{0.01W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B}.$$

Значення $Q^*_5=(Q^*_6+\Delta Q^*_{56}) \leq 96$, $Q^*_{2R}=Q^*_6=96-\Delta Q^*_{56}$. Енергія для заряду АКБ вдень $\Delta W_{B25}=\Delta W_{B56}/(\eta_C \cdot \eta_B)^2$. Значення P_{g25}

$$P_{g25} = \frac{W_{L25} + (W_{L56} - W_{g56}^1) / (\eta_C \cdot \eta_B)^2 - W_{PV25} \cdot \eta_C}{(t_5 - t_2)}$$

Значення струму заряду АКБ $I_{B62R}=0$. Значення $Q^*_{00}=Q^*_6$. Взагалі значення Q^*_6 визначається на початку вечірнього піку згідно прогнозу на наступний день $Q^*_6=Q^*_{2R+1}$. За цього воно може бути менше за Q^*_{2R} , що призведе до додаткового розряду АКБ на інтервалі (t_5, t_6) із зниженням споживання [102].

Блок 6 відповідає реалізації сценарію 1Т. За цього маємо вирівнювання споживання з мережі протягом денного часу. Цей сценарій можна розглядати як 1Т1 з $P^l_{g56}=P_{g25}$. Розрахунок здійснюється аналогічно. Значення P_g

$$P_{g26} = \frac{W_{L25} + W_{L56} / (\eta_C \cdot \eta_B)^2 - W_{PV26} \cdot \eta_C}{(t_5 - t_2) + (t_6 - t_5) / (\eta_C \cdot \eta_B)^2}$$

Значення $Q^*_{2R}=Q^*_6=95-\Delta Q^*_{56}$.

$$\Delta Q^*_{56} = \frac{W_{L56} - P_{g56} \cdot (t_6 - t_5)}{0.01W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B}$$

Значення струму заряду АКБ $I_{B62R}=0$. Значення $Q^*_{00}=Q^*_6$.

Блок 7 відповідає реалізації сценарію 3Т за $\Delta Q^*_{24}>0$. $P_{g34}=0$, а значення Q^*_{2R} слід зменшувати згідно умові $Q^*_{2R}=(100 - \Delta Q^*_{24}) \geq (Q^*_{MIN} + \Delta Q^*_{23})$ (Q^*_{MIN} – мінімальна ступінь заряду 20%). Значення P_{g45} розраховується [102].

Блок 8 відповідає реалізації сценарію 1Т1. Енергія, яку віддає АКБ в вечірній пік з урахуванням $\Delta Q^*_{24}>0$ $\Delta W^l_{B56}=0.01(\Delta Q^*_{56}+\Delta Q^*_{24})W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B$, за цього значення ΔQ^*_{56} і ΔW_{B56} відповідає заданому обмеженню P^l_{g56} (див. блок 5) [102]. Значення $Q^*_{2R}=Q^*_6=100-\Delta Q^*_{56}-\Delta Q^*_{24}$. Енергія для заряду АКБ вдень залишається незмінною $\Delta W_{B25}=\Delta W_{B56}/\eta_C \cdot \eta_B$. Значення P_g

$$P_{g25} = \frac{W_{L25} + \Delta W_{B56} / \eta_C \cdot \eta_B - W_{PV25} \cdot \eta_C}{(t_5 - t_2)}$$

$$P_{g56} = \frac{W_{L56} - \Delta W^l_{B56}}{(t_6 - t_5)}$$

Блок 9 відповідає реалізації сценарію 1Т. Розрахунок аналогічний до блоку 6

Розрахунок параметрів здійснюється на початку моделювання в прискореному масштабі за часом ($t \cdot 10000$) відносно основного добового циклу ($t \cdot 100$) [102]. Значення

$$P_{gR}(t) = P_{g23} \cdot t_{23} + P_{g34} \cdot t_{34} + P_{g45} \cdot t_{45} + P_{g56} \cdot t_{56}.$$

Розглянемо формування графіка $P_{gR}(t)$ за різних умов сонячної генерації. Так, для дня з високою сонячною генерацією (4472 Вт·год) маємо графік споживання потужності з мережі (рис. 4.13), за цього потужність мережі споживається лише в години вечірнього піку на інтервалі (t_4, t_5) , це сценарій 3Т, що відповідає блоку 7, коли $\Delta Q^*_{24} > 0$.

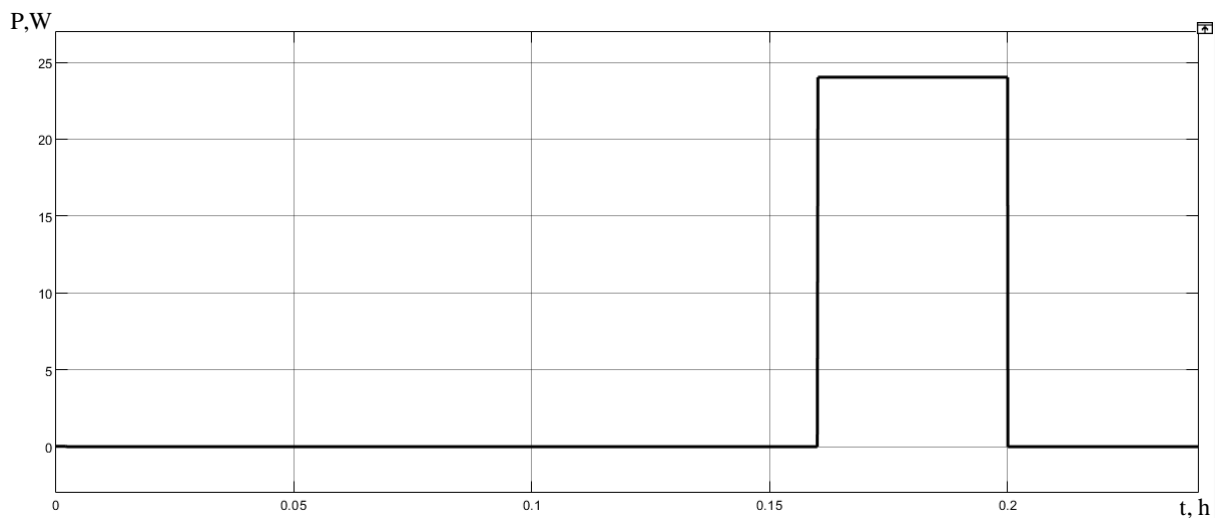


Рис. 4.13. Формування графіка $P_{gR}(t)$ за високої генерації

Для дня з низькою сонячною генерацією (1947 Вт·год) потужність мережі споживається на інтервалах (t_3, t_4) , (t_4, t_5) (рис. 4.14), це сценарій 3Т, що відповідає блоку 4, коли $\Delta Q^*_{24} \leq 0$. Переналаштування програми на відповідний сценарій відбувається автоматично.

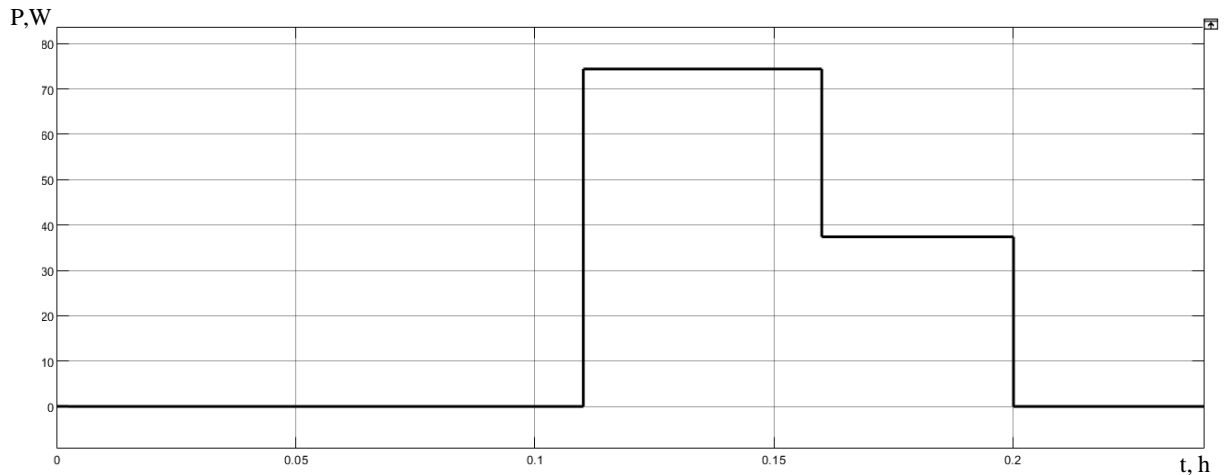


Рис. 4.14. Формування графіка $P_{gR}(t)$ за низької генерації

4.3.3. Завдання параметрів

Враховано, що пікове навантаження не перевищує встановлений ліміт потужності $P_{ЛІМ}$ на споживання з мережі. Приймаємо $P_{ЛІМ}=200$ Вт. Денний час розбивається на інтервали відповідно тарифним зонам [97]: (t_2, t_3) і (t_6, t_7) – відповідно, ранковий і вечірній пік навантаження (піковий тариф); (t_1, t_2) і (t_3, t_4) – відповідно, години до і після ранкового піку (напівпіковий тариф); (t_4, t_5) , (t_5, t_6) – передвечірній час (напівпіковий тариф); (t_7, t_8) – години після вечірнього піку (напівпіковий тариф); (t_8, t_1) нічні години (нічний тариф).

Прийнято графік навантаження [49] з максимальними середніми значеннями навантаження відносно пікового навантаження ($P_L=P_{ЛІМ}=200$ Вт): $P_{L23}=0.95$, $P_{L34}=0.75$, $P_{L451}=0.6$, $P_{L452}=0.8$, $P_{L56}=1$, влітку $P_{L71}=0.2$, $P_{L12}=0.4$, $P_{L67}=0.4$, взимку $P_{L62}=0.3$. На інтервалі (t_4, t_5) введено додаткову ступінь за годину до вечірнього піка P_{L452} . Розглянуто роботу ФЕС без генерації в РМ в різних погодних умовах за $W_B=1152$ Вт·год.

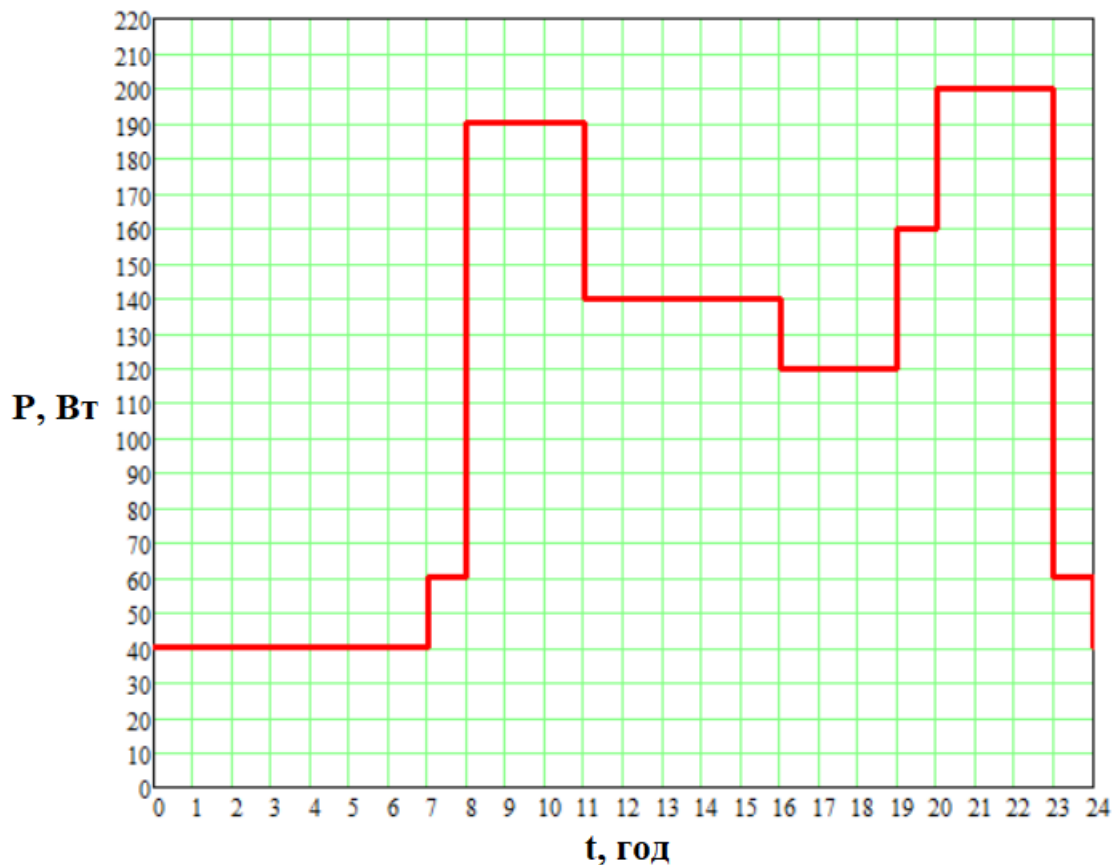


Рис. 4.15. Добовий графік навантаження

Скористаємося даними [107] щодо середньомісячної генерації ФБ встановленої потужності $P_{PVR}=1$ кВт для міста Київ. Розраховані за 5 років середньомісячні значення енергії за інтервалами протягом доби наведені в роботі [73, 108]. Можливість отримання безпосереднього прогнозу генерації ФБ надає сайт [109], але з дискретністю 1 годину.

4.4 Результати моделювання

Моделювання виконано для різних сценаріїв для днів за різної генерації ФБ згідно розрахованих ТСМ значень $P_{gR}(t)$. За високої генерації споживання енергії з мережі є малим, тому ефект управління P_g не є значним. Тому розглядалися дні, коли генерація є меншою за середньомісячне значення.

Загальна оцінка можливостей регулювання P_g в порівнянні з управлінням без завдання потужності. Для порівняння обрано стандартне рішення для

гібридних інверторів з обмеженням DOD. За цього в разі недостатньої для навантаження енергії ФБ використовується енергія розряду АКБ, із досягненням максимального значення DOD недостатня енергія споживається з мережі. Осцилограми P_L , P_C , P_{PV} , Q^* , I_B , P_g для дня липня за генерації ФБ 0.33 від середньомісячного значення наведені на рис. 4.16: а) з заданим значенням P_g в разі сценарію 1Т ($b_{E3}=1.716$, $b_{E2}=1.699$, $b_{E1}=1.642$); б) без завдання P_g та обмеженням $DOD \leq 80\%$ ($b_{E3}=1.689$, $b_{E2}=1.73$, $b_{E1}=1.669$). Отже в разі завдання P_g маємо вирівнювання графіку потужності P_g в часі із зменшенням споживання в пікові години. За цього значення b_{E1} зменшилося на 1.6 %, що обумовлено втратами енергії в АКБ при заряді від мережі в денний час.

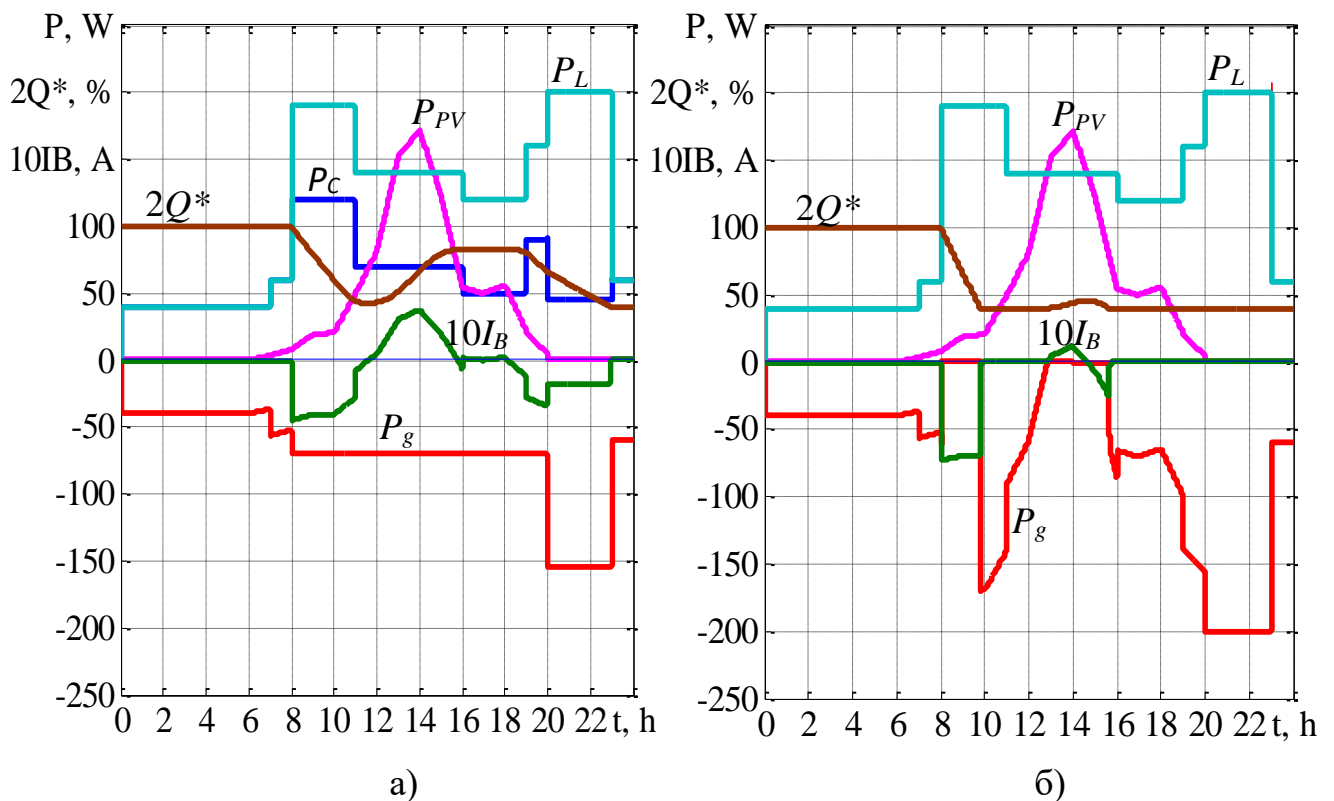


Рис.4.16. Осцилограми P_L , P_C , P_{PV} , Q^* , I_B , P_g для похмурого дня липня за

$$W_{PV} \cdot \eta_C = 812 \text{ Вт} \cdot \text{год};$$

а) з заданим значенням P_g ; б) без завдання P_g та обмеженням DOD

Оцінка впливу характеру змінювання навантаження відносно прийнятого розрахункового графіка $P_L(t)$. Розглянуто випадок, коли потужність

навантаження співпадає з розрахунковою та в разі змінювання $P_L(t)$ на інтервалах у межах середнього значення. За цього використані дані похмурого дня липня коли добова генерація за $P_{PV}=1$ кВт становить $W_{PV}=1416$ Вт·год, $m=0.6$.

Слід зазначити, що вибір сценарію потребує додаткового уточнення за значенням W_g . Так за одного тарифу оплати доречним є використання сценарію 3Т, якщо розраховане значення $W_{g26} \geq W_{g45}$. Осцилограми P_L , P_C , P_{PV} , Q^* , I_B , для дня липня за генерації ФБ 0.66 від середньомісячного значення наведені на рис. 4.17: а) за сценарію 1Т ($b_{E3}=3.046$, $b_{E2}=2.558$, $b_{EI}=1.968$); б) за сценарію 3Т ($b_{E3}=3.787$, $b_{E2}=2.871$, $b_{EI}=2.139$). В даному разі маємо додаткове зниження витрат на електроенергію на 8,7%.

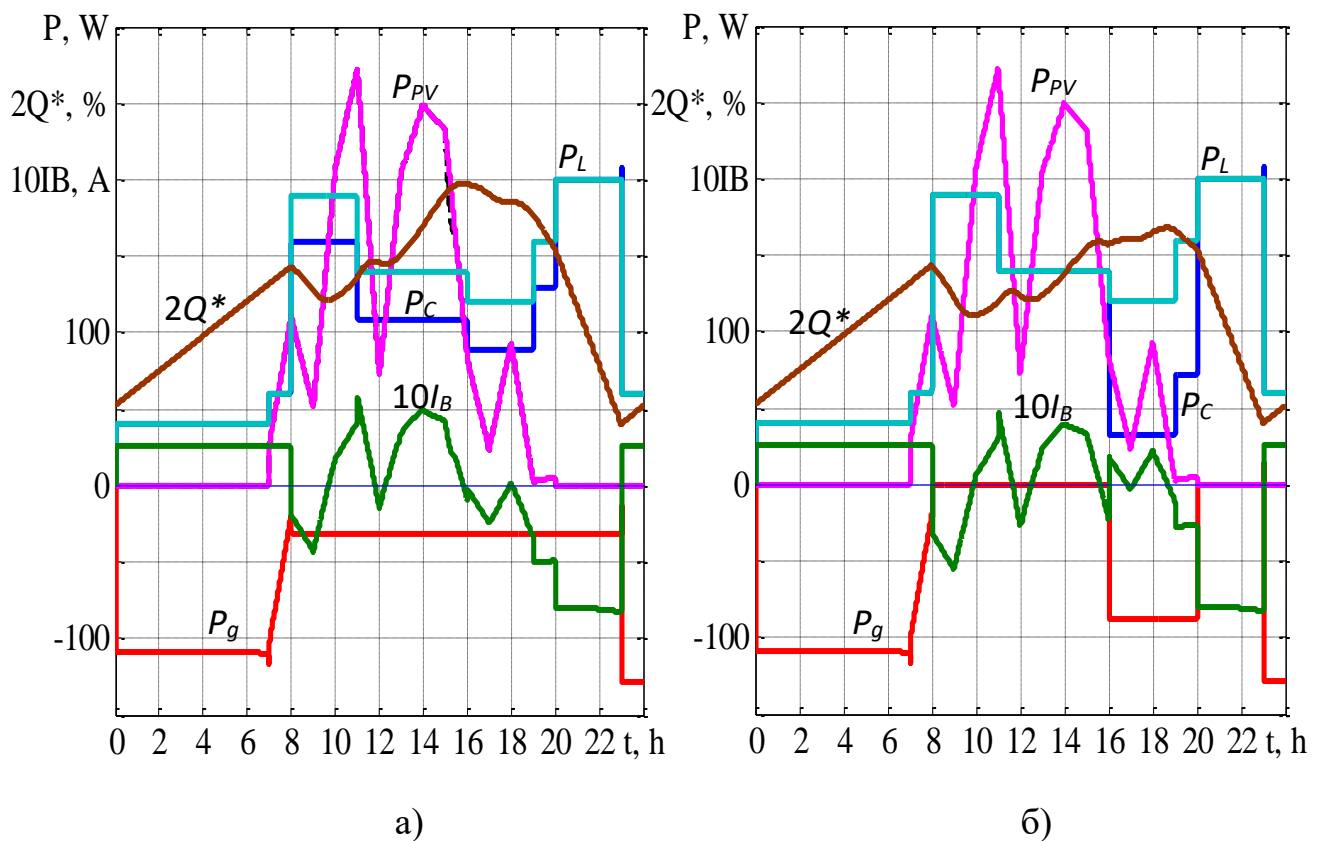


Рис. 4.17. Осцилограми P_L , P_C , P_{PV} , Q^* , I_B , P_g для дня липня :

а) за сценарію 1Т; б) за сценарію 3Т

Відхилення графіку навантаження відносно розрахункового $P_L(t)$. На рис. 4.18, а наведено осцилограми роботи за прийнятого розрахункового графіка $P_L(t)$ для сценарію 3Т за значень $b_{E3}=2.174$, $b_{E2}=1.673$, $b_{E1}=1.312$, $k_{PV}=0.999$. У разі змінювання $P_L(t)$ на інтервалах у межах середнього значення при тій самій генерації ФБ (рис. 4.18, б) $b_{E3}=2.213$, $b_{E2}=1.701$, $b_{E1}=1.329$, $k_{PV}=1$ [102]. Отже, показники практично не змінилися – у даному випадку для b_E маємо покращення на 1.3-1.8 %. Залежність $Q^*(t)$ відповідає прийнятій за розрахунку і теж практично не змінилася.

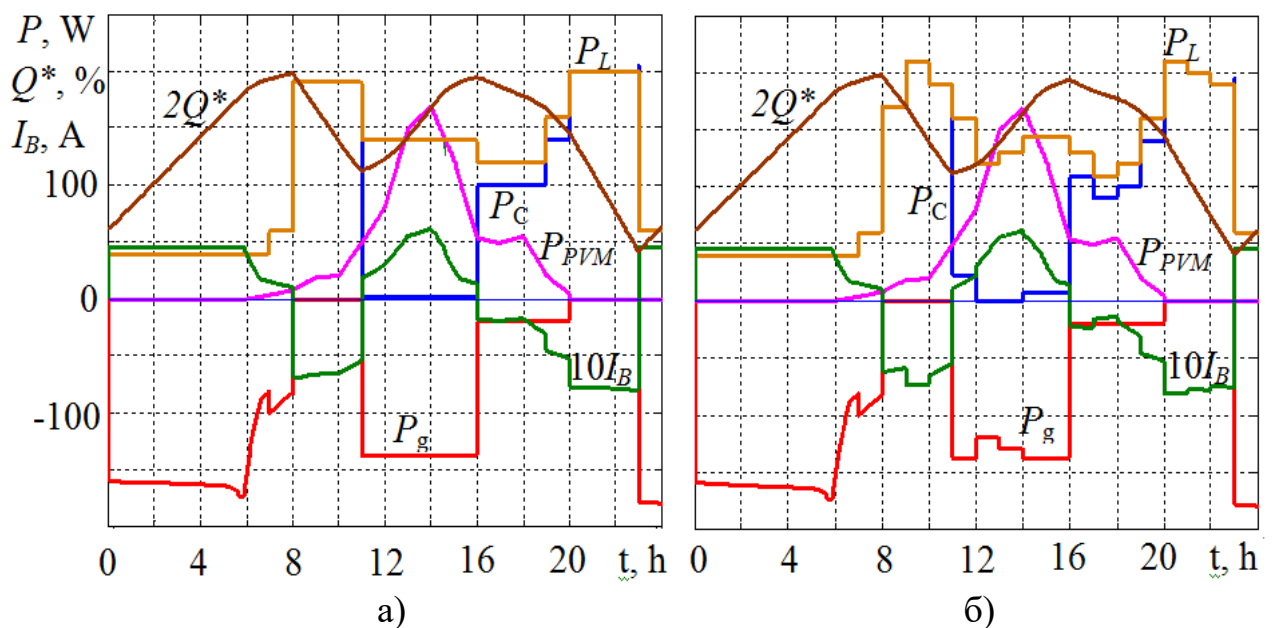


Рис.4.18. Осцилограми P_{PVM} , P_{PV} , P_L , P_g , P_C , I_B :

а) сценарій 3Т за прийнятого $P_L(t)$; б) сценарій 3Т при зміні графіку $P_L(t)$ відносно розрахункового із збереженням середнього значення на інтервалах

Аналогічні результати маємо для інших сценаріїв [102]. Так на рис. 4.19 наведені осцилограми для сценарію 1Т з $b_{E3}=1.194$, $b_{E2}=1.156$, $b_{E1}=1.146$, $k_{PV}=1$ (рис.4.19, а) та зі змінюванням навантаження $b_{E1}=1.207$, $b_{E2}=1.17$, $b_{E3}=1.161$, $k_{PV}=1$ (рис.4.19, б).

Щодо вибору значення потужності ФБ доцільним є моделювання для умов середньомісячної генерації [102]. Значення b_E і k_{PV} для сценарію 3Т за різних значень t наведені у табл. 4.2 за однакового графіка $P_L(t)$ і $P_{PVM}(t)$ для

дня червня з генерацією близькою до середньомісячної ($W_{PV}=4416$ Вт·год). Значення $m=0.6$ відповідає розрахунку за (3.1). Завищення P_{PV} на 16.7% ($0.7/0.6$) призводить до збільшення b_E всього на 1.4-2.5% при зменшенні k_{PV} на 13.7% [102]. У той же час зменшення P_{PV} всього на 9.09% ($0.6/0.55$) покращує k_{PV} на 1.4% при зниженні b_E в 1.72 – 1.39 разів.

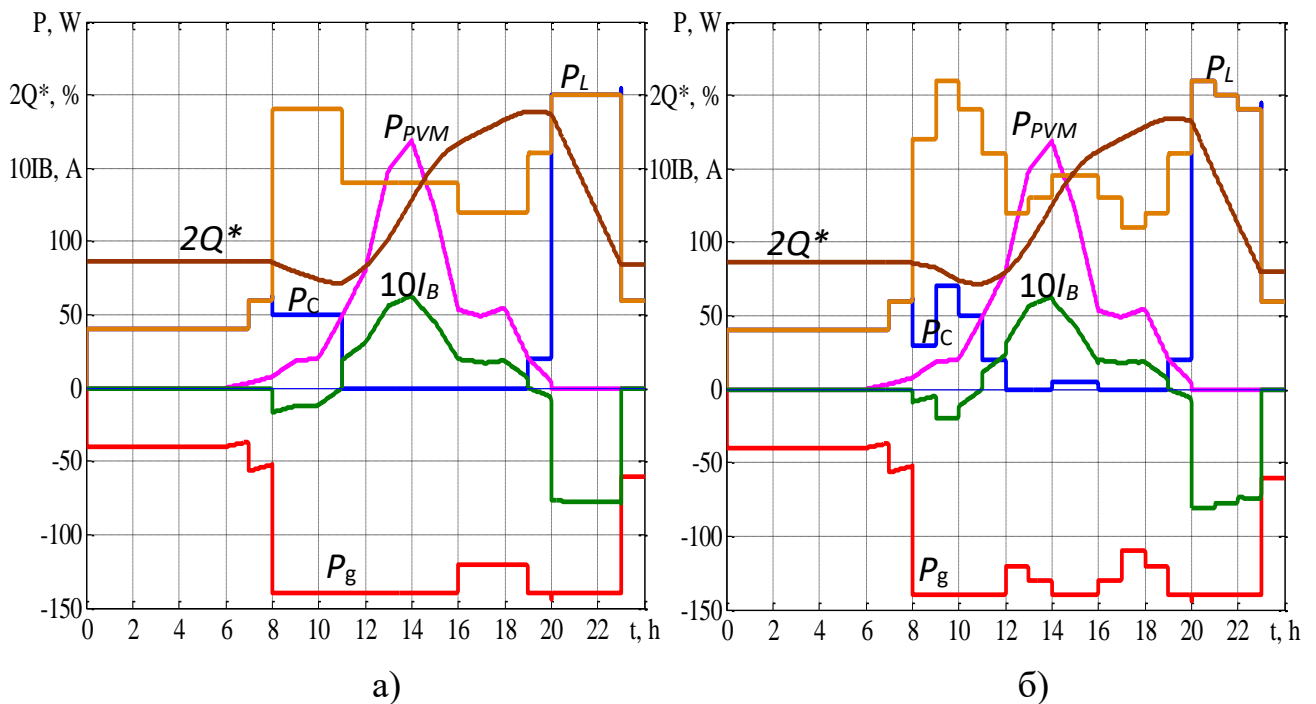


Рис. 4.19. Осцилограми P_{PVM} , P_{PV} , P_L , P_g , P_C , I_B :

а) сценарій 1Т за прийнятого $P_L(t)$; б) сценарій 1Т при зміні графіку $P_L(t)$ відносно розрахункового із збереженням середнього значення на інтервалах

Таблиця 4.2 Показники системи за різних значень m

m	P_{g34} , Вт	b_{E3}	b_{E2}	b_{E1}	k_{PV}
0.55	30	8.77	6.71	5.141	0.987
0.6	0	15.06	10.93	7.156	0.973
0.7	0	15.44	11.18	7.26	0.856

Виключення регулювання генерації ФБ, коли значення P_g і P_L є близькими. На рис. 4.20, а наведено осцилограми роботи за $0.9P_L(t)$ для тих же умов, що на

рис.4.18,а за значень $b_{E3}=2.054$, $b_{E2}=1.581$, $b_{EI}=1.234$, $k_{PV}=0.938$. За цього маємо погіршення використання ФБ (пунктир на рис. 4.20, а) і зниження b_E . У разі змінювання алгоритму з регулюванням P_{g34} (рис. 4.20, б) за тих же умов маємо $b_{E3}=2.156$, $b_{E2}=1.654$, $b_{EI}=1.275$, $k_{PV}=1$ [102]. Отже маємо підвищення k_{PV} на 6.6%, а b_E на 3.3-5%.

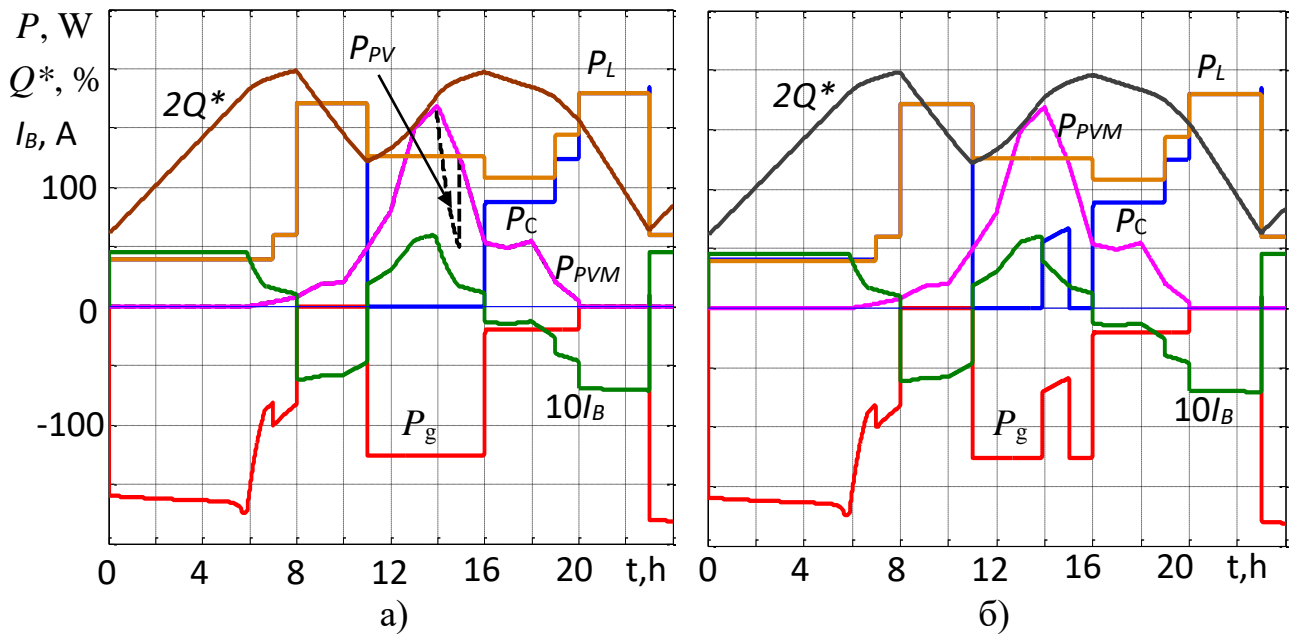


Рис. 4.20. Осцилограми P_{PVM} , P_{PV} , P_L , P_g , P_C , I_B :

- а) сценарій ЗТ $P_L(t) - 0.9$ від прийнятого значення; б) сценарій ЗТ $P_L(t) - 0.9$ від прийнятого розрахункового значення в разі змінювання алгоритму

У разі визначення P_g для $0.9P_L(t)$ за тих же умов формування графіку $Q^*(t)$ маємо $b_{E3}=2.404$, $b_{E2}=1.828$, $b_{EI}=1.371$, $k_{PV}=1$. Збільшення навантаження вище прийнятого $P_L(t)$ не розглядалось, оскільки $P_L(t)$ відповідає максимальному значенню. Аналогічну картину маємо у разі генерації ФБ вище за прогноз. У разі генерації ФБ нижче прогнозу за прийнятого $P_L(t)$ формування $Q^*(t)$ не забезпечується і значення Q^*_4 менше потрібного. Це призводить до збільшення P_{g56} , оскільки розряд АКБ припиниться до завершення вечірнього піку за досягненням значення Q^*_{6MIN} .

Результати моделювання підтверджують:

- коректність визначення параметрів управління щодо формування заданого графіку $Q(t)$ за прийнятих сценаріїв управління для різних умов і графіків навантаження. За цього визначальним є середнє значення потужності на інтервалах часу;

- можливість підбору (уточнення) значення встановленої потужності ФБ P_{PVR} . Так, в конкретному випадку, для прийнятого графіку $P_L(t)$ підтверджено коректність вибору значення коефіцієнту перерахунку $m=0.6$. Завищення P_{PV} на 16.7% ($0.7/0.6$) призводить до збільшення b_E всього на 1.4-2.5% при зменшенні k_{PV} на 13.7%. У той же час зменшення P_{PV} всього на 9.09 % ($0.6/0.55$) покращує k_{PV} на 1.4% при зниженні b_E в 1.72 – 1.39 разів;

- можливість за рахунок внесених змін до алгоритму збереження (покращення) показників в реальних умовах, коли навантаження менше прийнятого значення, а генерація відрізняється від прогнозу. Подальше покращення показників в реальних умовах можливо у разі корекції завдання потужності за умови підтримання графіку $Q(t)$.

4.5. Висновки до розділу 4

1. Виконано уточнення опису моделі енергетичних процесів в фотоелектричній системі з АКБ при управлінні з завданням активної потужності, що споживається з мережі. Це стосується:

- введення незалежної змінної $P_{gR}(t)$, що задається модулем TSM;
- введення оцінювання ступеню використання енергії ФБ з безпосереднім визначенням енергії, що генерується, та використовується на споживання;
- врахуванням зміни режимів функціонування;
- визначення вихідної потужності інвертору P_C в години вечірнього піку навантаження з урахуванням P_{gR} , що дозволяє розглядати різні сценарії функціонування ФЕС за різної тарифікації оплати за спожиту з мережі електроенергію.

2. Удосконалено математичну модель АКБ з підвищенням точності відтворення характеристик заряду ($U_{Bch}(Q)$ та $I_B(Q)$) і розряду ($U_{Brch}(I_B)$) АКБ, які надаються виробником в графічній формі. Це досягається за рахунок:

- врахування залежності параметрів, що характеризують експоненційну зону розрядної характеристики $U_{Brch}(I_B)$ від струму розрядження;
- роздільного опису зарядної характеристики $U_{Bch}(Q)$ та $I_B(Q)$ для режимів заряду з заданим струмом та за постійної напруги.

За цього розходження розрахункових даних відносно характеристик виробника не перевищує 3%.

3. Обґрунтовано компонування структури моделі енергетичних процесів в ФЕС з наступних модулів: генерації, навантаження, АКБ, управління і розрахунку, оцінки. Ця частина моделі забезпечує моделювання в добовому циклі і є незмінною від алгоритму та сценарію управління. Відокремлено модуль формування завдання, який здійснює розрахунок параметрів управління в прискореному масштабі часу до початку основного циклу моделювання. Розрахунок здійснюється для визначеного набору сценаріїв. Дана структура є достатньо гнучкою щодо змінювання сценаріїв і подальшого удосконалення управління з регулюванням значення потужності, що споживається з мережі.

4. Показано, що розроблена математична модель забезпечує можливості: первинної оцінки зниження витрат на електроенергію, що споживається з мережі та використання енергії ФБ за цього; порівняння показників за різних сценаріїв управління.

5. Результати моделювання підтверджують:

- працездатність отриманих рішень щодо реалізації управління з завданням активної потужності, що споживається з мережі;
- коректність визначення параметрів управління щодо формування заданого графіку $Q(t)$ за прийнятих сценаріїв управління для різних умов і графіків навантаження. За цього визначальним є середнє значення потужності на інтервалах часу;

- можливість підбору (уточнення) значення встановленої потужності ФБ P_{PVR} . Так, в конкретному випадку, для прийнятого графіку $P_L(t)$ підтверджено коректність вибору значення коефіцієнту перерахунку $m=0.6$. Завищення P_{PV} на 16.7% ($0.7/0.6$) призводить до збільшення b_E всього на 1.4-2.5% при зменшенні k_{PV} на 13.7%. У той же час зменшення P_{PV} всього на 9.09% ($0.6/0.55$) покращує k_{PV} на 1.4% при зниженні b_E в 1.72 – 1.39 разів.

- можливість підвищення ступеню використання енергії ФБ в разі змінювання алгоритму з регулюванням завдання потужності P_g в зоні заряду АКБ з постійною напругою. За прийнятих умов підвищення k_{PV} становить 6.6% при зменшенні споживання з мережі на 3.3-5%.

- можливість зниження витрат на електроенергію в разі переходу з сценарію 1Т на 3Т. Для розглянутого конкретного використання зниження становить 8.7 %.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі вирішена науково-прикладна задача удосконалення підключених до мережі ФЕС з АКБ для потреб ЛО з застосуванням багатофункціональних мережевих інверторів з управлінням за прогнозом генерації ФБ, що забезпечує сумісність з мережею за гармоніками та за перерозподілом навантаження в часі, підвищує ступінь використання фотоелектричної енергії на споживання.

1. Показано, що удосконалення ФЕС пов'язано з використанням БМІ. Обґрунтована можливість компенсації вищих гармонік струму, обумовлених гармоніками напруги мережі. Це досягається зміною структури вихідного фільтру БМІ за відповідних його параметрів в поєднанні з компенсуючим зв'язком за струмом фільтру в контурі регулювання струму. Зменшення фазового зсуву фільтру до 90° забезпечує зменшення сталої часу у зв'язку за струмом. Разом з підвищенням напруги на вході БМІ це забезпечує компенсацію гармонік струму в точці підключення до мережі.

2. Розроблено математичні моделі в Matlab для досліджень електромагнітних процесів в системі з урахуванням несинусоїдальної напруги мережі для схем БМІ. Показана можливість підтримання якості струму мережі за значення $\text{THDi}_g \leq 5\%$ практично у всьому діапазоні його змінювання.

3. Обґрунтовано доцільність управління за прогнозом генерації ФБ з завданням потужності P_g , що споживається з мережі. В якості цільової функції управління обрано графік стану заряду АКБ $Q^*(t)$ з обмеженням DOD. Це забезпечує контрольований заряд АКБ незалежно від генерації ФБ з обмеженням DOD та максимальне споживання енергії ФБ для зменшення енергії, що споживається з РМ. Заряд АКБ за за будь-яких умов забезпечує готовність до автономного режиму функціонування.

4. Запропоновано в режимі заряду АКБ з постійною напругою за близьких значень потужності P_g і виміряного значення P_L при обмеженні $P_g \leq P_L$ здійснювати перемикання каналу керування ФБ на МРРТ з вмиканням каналу

регулювання потужності, що зменшує значення P_g відносно заданого. Це забезпечує максимальне використання енергії ФБ на споживання.

5. Показано, що реалізація управління ФЕС передбачає використання системи керування агрегатом із змінною структурою регуляторів, що має три канали регулювання в разі роботи паралельно з мережею і четвертий канал з регулятором напруги навантаження в автономному режимі зі зміною налаштування контуру регулювання струму. Перемикання структури регуляторів має бути узгоджено з режимами роботи. За цього в канал регулювання струму ФБ використовується кероване обмеження за максимальним струмом, що виключає перемикання ФБ в режим короткого замикання.

6. Показано доцільність реалізації автономного режиму з регулюванням потужності навантаження (зниженням напруги U_L до 10%) в разі заряду АКБ за постійної напруги, коли потужність ФБ P_{PV} близька до максимального можливого значення P_{PVMAX} . Значення P_{PVMAX} визначається за поточним значенням виміряного струму короткого замикання ФБ. Це дозволяє підтримувати заряд АКБ певний час за наявності генерації ФБ.

7. Запропоновані сценарії управління ФЕС та обґрунтована методика визначення завдання потужності P_g , що споживається з мережі, згідно прийнятої тарифікації оплати за електроенергію. Показана доцільність переходу з сценарію 1Т на 3Т за одного тарифу згідно розрахованому значенню енергії спожитою з мережі ($W_{g26(1T)} > W_{g35(3T)}$).

8. Виконано уточнення опису моделі енергетичних процесів: з введенням незалежної змінної $P_{gR}(t)$; врахуванням зміни режимів функціонування, визначення потужності інвертору P_C в години вечірнього піку з урахуванням P_{gR} , що дозволяє розглядати різні сценарії функціонування ФЕС за різної тарифікації оплати за спожиту з мережі електроенергію; оцінюванням ступеню використання енергії ФБ.

9. Удосконалено математичну модель АКБ з підвищенням точності відтворення характеристик заряду ($U_{Bch}(Q)$ та $I_B(Q)$) і розряду ($U_{Brch}(I_B)$) АКБ,

які надаються виробником в графічній формі. Це досягається за рахунок: врахування залежності параметрів, що характеризують експоненційну зону розрядної характеристики $U_{Brch}(I_B)$ від струму розрядження; роздільного опису зарядної характеристики $U_{Bch}(Q)$ та $I_B(Q)$ для режимів заряду з заданим струмом та за постійної напруги. За цього розходження розрахункових даних відносно характеристик виробника не перевищує 3%.

10. Обґрунтовано компонування структури моделі енергетичних процесів в ФЕС з наступних модулів: генерації, навантаження, АКБ, управління і розрахунку, оцінки. Ця частина моделі забезпечує моделювання в добовому циклі і є незмінною від алгоритму та сценарію управління. Відокремлено модуль формування завдання, який здійснює розрахунок параметрів управління в прискореному масштабі часу до початку основного циклу моделювання. Розрахунок здійснюється для визначеного набору сценаріїв. Дана структура є достатньо гнучкою щодо змінювання сценаріїв і подальшого удосконалення управління з регулюванням значення потужності, що споживається з мережі.

11. Результати моделювання підтверджують:

- коректність визначення параметрів управління щодо формування заданого графіку $Q(t)$ за прийнятих сценаріїв управління для різних умов і графіків навантаження. За цього визначальним є середнє значення потужності на інтервалах часу;

- можливість підбору (уточнення) значення встановленої потужності ФБ P_{PVR} . Так, в конкретному випадку, для прийнятого графіку $P_L(t)$ виконано аналіз коректності вибору значення P_{PVR} . Показано, що завищення P_{PV} на 16.7% призводить до зниження витрат енергії всього на 1.4-2.5% при зменшенні використання енергії ФБ (k_{PV}) на 13.7%. У той же час зменшення P_{PV} всього на 9.09% покращує k_{PV} на 1.4% при збільшенні витрат енергії в 1.72 – 1.39 разів;

- можливість підвищення ступеню використання енергії ФБ (k_{PV}) в разі змінювання алгоритму з регулюванням завдання P_g в зоні заряду АКБ з постійною напругою. За прийнятих умов підвищення k_{PV} становить 6.6% при зменшенні споживання з мережі на 3.3-5%;

- можливість зниження витрат на електроенергію в разі переходу з сценарію 1Т на 3Т. Для розглянутого конкретного використання зниження становить 8.7 %.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стратегія сталого розвитку України до 2030 року. *United Nations Development Programme*. 2017. URL: <https://www.undp.org/uk/ukraine/publications/стратегія-сталого-розвитку-україни-до-2030-року> (дата звернення: 25.05.2022).
2. Енергетична стратегія. *Міністерство енергетики України*. 2022. URL: <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya> (дата звернення: 27.05.2022).
3. Гібридний мережевий інвертор Growatt Hybrid 10000 HY. *Alfa.Solar*. URL: <https://alfa.solar/uk/gibridnij-merezhevij-invertor-growatt-hybrid-10000-hy-id494.html> (дата звернення: 10.06.2022).
4. The SMA Energy System. *Stellavolta*. URL: https://www.stellavolta.com/content/SMA_RESIDENTIALSTORAGE_BRO-A-en-17%20-%20Stellavolta.pdf (дата звернення: 10.06.2022).
5. Трифазний високовольтний гібридний інвертор Deye SUN-20K-SG01HP3-EU-AM2 20KW, EU версія, IP65. *Deye in Ukraine*. URL: <https://deye.com.ua/product/tryfaznyj-vysokovoltnyj-hibrydnyj-invertor-deye-sun-20k-sg01hp3-eu-am2-20kw-eu-versiia-ip65/> (дата звернення: 10.06.2022).
6. Gibridnyj istochnik besperebojnogo pitaniya s solnechnym zaryadnym ustrojstvom AXIOMA energy. *Правильне Електроживлення*. URL: <https://sun-energy.com.ua/image/pdf/AXIOMA-ISPWM-ISMPPT-RUS.pdf> (дата звернення: 10.06.2022).
7. Shavolkin O., Shvedchykova I., Romanchenko J., Marchenko R., Yakymets S. Installed Power of the Grid-Tied Photovoltaic System with Battery for Self-Consumption of the Local Object. *2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenchuk, 2022. P. 1–6. DOI: 10.1109/mees58014.2022.10005628.
8. Shavelkin A. A., Gerlici J., Shvedchykova I. O., Kravchenko K., Kruhliak H. V. Management of power consumption in a photovoltaic system with a

storage battery connected to the network with multi-zone electricity pricing to supply the local facility own needs. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2021. № 2. P. 36–42. DOI: 10.20998/2074-272X.2021.2.06.

9. Conext SW. Hybrid Inverter. *Shneider Electric*. URL: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/> (дата звернення: 15.06.2022).

10. Conext Multi-Cluster Power System. *Shneider Electric*. URL: https://solar.se.com/us/wp-content/uploads/sites/7/2021/11/Conext-XW-Multi-Cluster-Power-System-Planning-Guide-975-0648-01-01_Rev-B_ENG.pdf. (дата звернення: 15.06.2022).

11. ABB solar inverters. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW). *ABB*. URL: www.abb.com/solarinverters (дата звернення: 18.06.2022).

12. Ko S.-H., Lee S., Dehbonei H., Nayar C. V. A Grid-Connected Photovoltaic System with Direct Coupled Power Quality Control. *IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, Paris, France. 2006. P. 5203–5208. DOI: 10.1109/IECON.2006.347757.

13. Shavolkin O. O., Shvedchykova I. O., Stanovsky Ye. Yu., Pidhainyi M. O. 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»*. 2020. № 1 (22). С. 6–12. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-6-12>.

14. Guerrero-Martinez M. A., Milanes-Montero M. I., Barrero-Gonzalez F., Miñambres-Marcos V. M., Romero-Cadaval E., Gonzalez-Romera E. A Smart Power Electronic Multiconverter for the Residential Sector. *Sensors*. 2017. № 17 (6). 1217. DOI: <https://doi.org/10.3390/s17061217>.

15. Iyengar S., Sharma N., Irwin D., Shenoy P., Ramamritham K. SolarCast – an open web service for predicting solar power generation in smart homes. *Proceedings of the 1st ACM Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings*. 2014. P. 174–175. DOI: <https://doi.org/10.1145/2674061.2675020>.

16. Roncero-Clemente C., González-Romera E., Barrero-González F., Milanés-Montero M., Romero-Cadaval E. Power-flow-based Secondary Control for Autonomous Droop-controlled AC Nanogrids with Peer-to-Peer Energy Trading. *IEEE Access*. 2021. № 9. P. 22339–22350. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3056451.

17. Meersman B., Renders B., Degroote L., Vandoorn T., Vandeveldel L. The influence of grid-connected three-phase inverters on voltage unbalance. *Proc. of IEEE Conference on Power and Energy Society General Meeting*. 2010. P. 1–9. DOI: 10.1109/pes.2010.5589331.

18. Shavolkin O., Shvedchykova I. 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)*. 2020. P. 287–292. DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.

19. Shavolkin O., Shvedchykova I. Improvement of the three-phase multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to a grid. *Proceedings of the IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine. 2020. P. 1–6. DOI: 10.1109/PAEP49887.2020.9240789.

20. Shavolkin O., Kaplun V., Shvedchykova I. Improvement of the Single-Phase Multifunctional Converter for Combined Electric Power System. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. P. 213–218. DOI:10.1109/ess.2019.876421.

21. Шавьолкін О. О., Каплун В. В., Шведчикова І. О. Усунення похибки контуру регулювання струму багатофункціонального однофазного мережевого інвертора. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2019. № 4. С. 35–40. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2019.4.05>.

22. Шавьолкін О. О. Удосконалення структури контуру регулювання струму з використанням ШІМ для мережевого інвертора комбінованої системи електроживлення. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 3. С. 37–45. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.03.037>.

23. Shavolkin O. O., Pidhainyi M. O., Stanovskyi Ye. Yu. Improving a grid inverter with an LCL output filter for a photovoltaic electric power system of object which is connected to the grid. *Journal of new technologies in environmental science*. Poland, Kielce, 2019. № 4 (3). P. 186–193. URL: <https://www.jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2020/04/No-4-2019.pdf>.

24. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Тютюнник Н. Л. Забезпечення відповідності стандартам якості струму в точці підключення до мережі комбінованої системи електроживлення з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2019. № 1 (21). С. 33–41. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2019-1-33-41>.

25. Vigneysh T., Kumarappan N. Grid interconnection of renewable energy sources using multifunctional grid-interactive converters: A fuzzy logic based approach. *Electric Power Systems Research*. 2017. № 151. P. 359–368.

26. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkov Y. Energy Management of Hybrid Three-Phase Photoelectric System with Storage Battery to Meet the Needs of Local Object. *Proceedings of the 20th IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems MEES 2021, 21–24 September*. 2021. P. 1–6. DOI: 10.1109/MEES52427.2021.9598482.

27. Lliuyacc R., Mauricio J. M., Gomez-Exposito A., Savaghebi M., Guerrero J. M. Grid-forming VSC control in four-wire systems with unbalanced Nonlinear loads. *Electric Power Systems Research*. 2017. № 152. P. 249–256. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.07.010.

28. Shavolkin O., Shvedchykova I., Jasim J. M. J. Improved control of energy consumption by a photovoltaic system equipped with a storage device to meet the needs of a local facility. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 2 (8(110)). P. 6–15. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.228941>

29. IEEE Std EN 50160:2010. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. Publication Date: 30-Jul-2010 ; Withdrawal Date: 01-Mar-2013. 34 p.

30. Shavolkin O., Shvedchykova I., Kravchenko O. Three-phase Grid Inverter for Combined Electric Power System with a Photovoltaic Solar Battery. *Proceedings of the 2019 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES), 23-25 Sept. 2019, Kremenchuk, Ukraine*. P. 318–321. DOI: 10.1109/MEES.2019.8896661.

31. Zeng Z., Yang H., Zhao R., Cheng C. Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. № 24 (5). P. 223–270. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.033.

32. Ma T.-T.. Power Quality Enhancement in Micro-grids Using Multifunctional DG Inverters. *Lecture Notes in Engineering and Computer Science*. 2012. Vol. 2196, Part 2. P. 996–1001. URL: https://www.iaeng.org/publication/IMECS2012/IMECS2012_pp996-1001.pdf.

33. Shavelkin A., Shvedchykova I. Multifunctional converter for single-phase combined power supply systems for local objects with a photovoltaic solar battery. *Technical electrodynamics*. 2018. № 5. P. 92–95. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.05.092>.

34. da Silva S. A. O., Sampaio L. P., Campanhol L. B. G. Single-phase grid-tied photovoltaic system with boost converter and active filtering. *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Istanbul, Turkey, June 2014*. P. 2502–2507. DOI: 10.1109/ISIE.2014.6865013.

35. Shavelkin A., Jasim J. M. J., Shvedchykova I. Improvement the current control loop of the single-phase multifunctional grid-tied inverter of photovoltaic system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. № 6/5 (102). P. 14–22. DOI:10.15587/1729-4061.2019.185391.

36. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Багатофункціональний перетворювальний агрегат з послідовним з'єднанням інверторів для комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. №1 (22). С. 74–80. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-74-80>.

37. Shavelkin A. A. Structures of single-phase converters units for combined electrical supply systems with photoelectric solar panels. *Technical Electrodynamics*. 2018. № 2. P. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.15407//techned2018.02.039>.
38. K Rama Chakravarthy I, SK Gouse Basha. Design & Simulation of 11-level Cascaded H-bridge Grid-tied Inverter for the application of Solar Panels. *International Journal of Science Engineering and Advance Technology*. 2014. № 2 (1). P. 15–21. URL: <http://www.ijseat.com/index.php/ijseat/article/view/52> (date of access: 18.08.2022).
39. Vavilapalli S., Subramaniam U., Padmanaban S. Decoupled Active and Reactive Power Control of Cascaded HBridge PV Inverter for Grid-Connected Applications. *Lecture Notes in Electrical Engineering*. 2018. P. 315–323. DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-10-4286-7_31.
40. Oliveira K. C., Afonso J. L., Cavalcanti M. C. Multilevel Inverter for Grid-Connected Photovoltaic Systems with Active Filtering Function. *Technological Innovation for the Internet of Things* / L. M. Camarinha-Matos, S. Tomic, P. Graça (eds). № 394. Springer, Berlin, Heidelberg, 2013. P. 289–298. (IFIP Advances in Information and Communication Technology). DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-642-37291-9_31.
41. Deshpande S., Bhasme N. R. A review of topologies of inverter for grid connected PV systems. 2017 *Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*. DOI: 10.1109/ipact.2017.8245191.
42. Rahim N. A., Selvaraj J. Multistring Five-Level Inverter With Novel PWM Control Scheme for PV Application. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2010. № 57 (6). P. 2111–2123. DOI: 10.1109/TIE.2009.2034683.
43. Villanueva E., Correa P., Rodriguez J. Control of a Single Phase H-bridge Multilevel Inverter for Grid-connected PV Applications. *Power Electronics and Motion Control Conference (Poznan, Poland, Sept. 1-3, 2008)*. P. 451–455. DOI: 10.1109/EPEPEMC.2008.4635307.
44. Sumit Trimukhe, Sanjeevkumar R A. Grid interconnected H-bridge multilevel inverter for renewable power applications using repeating units and level

boosting network. *Global Transitions Proceedings*. 2021. № 3 (2). P. 424–431. DOI: 10.1016/J.GLTP.2021.10.005.

45. Vavilapalli S., Umashankar S., Sanjeevikumar P., Ramachandaramurthy V. K., Mihet-Popa L., Fedak V. Three-stage control architecture for cascaded H-Bridge inverters in large-scale PV systems – Real time simulation validation. *Applied Energy*. № 229. P. 1111–1127. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.08.059.

46. Zarate-Perez E., Sebastián R. Autonomy evaluation model for a photovoltaic residential microgrid with a battery storage system. *Energy Reports*. 2022. № 8. P. 653–664. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.07.085.

47. Barelli L., Bidini G., Bonucci F., Castellini L., Castellini S., Ottaviano A., Pelosi D. Zuccari A. Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies*. 2018. № 11 (2). P. 396. DOI: 10.3390/en11020396.

48. Mehrabani A., Shobeiry S. M., Rahimi M. A., Neghab A. P. Multi-Objective Optimization of Microgrid in the Presence of Distributed Energy Resources and Demand Response Programs. *10th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)* (Shahrood, Iran, Islamic Republic, 15-16 March 2023). 2023. DOI: 10.1109/ICREDG58341.2023.10092013.

49. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Гібридна фотоелектрична система з акумуляторною батареєю для локального об'єкту з завданням потужності, що споживається з мережі. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: "Електротехніка і енергетика"*. 2022. № 2 (27). С. 35–42. DOI:10.31474/2074-2630-2022-2-35-42.

50. Кириленко О., Жуйков В. Денисюк С. Використання динамічної тарифікації для оптимізації техніко-економічних показників microgrid на локальних ринках електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 3. С. 37–48. DOI: 10.15407/techned2022.03.03.

51. Sayenko Y., Pawełek R., Liubartsev V. Wind power forecasting based on meteorological data using neural networks. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. № 97 (11). С. 207–210. DOI: 10.15199/48.2021.11.39.

52. Остренко Д. О., Колларов О. Ю. Генетичні алгоритми в задачах оптимізації роботи ФЕС. *Наукові праці Донецького Національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2023. № 2 (29). С. 43–49. DOI: 10.31474/2074-2630-2023-2-43-49.

53. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkova S. Simulation model of the photovoltaic system with a storage battery for a local object connected to a grid with multi-zone tariffication. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine. 2020. P. 368–372. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160112.

54. Шавьолкін О. О., Підгайний М. О., Становський Є. Ю. Моделювання гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для локального об'єкту у разі енергоменеджменту з використанням прогнозу *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2021. № 1 (24). С. 6–13. DOI: 10.31474/2074-2630-2021-1-6-13.

55. Однофазний перетворювальний агрегат для комбінованих систем електроживлення локальних об'єктів з фотоелектричною сонячною батареєю : патент на корисну модель № 142477. Україна. № и 2019 11308 ; заявл. 20.11.2019 ; опубл. 10.06.2020, Бюл. № 11. Шавьолкін О. О., Підгайний М. О., Становський Є. Ю.

56. Traore A., Taylor A., Zohdy M., Peng F. Modeling and Simulation of a Hybrid Energy Storage System for Residential Grid-Tied Solar Microgrid Systems, *Journal of Power and Energy Engineering*. 2017. № 5. P. 28–39. DOI: <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.55003>.

57. Mohamed T. H., Abdel-Rahim A. -m. M. Single Area power system voltage and frequency control using V2G scheme. *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. Menoufia University, Egypt, 19-21 December 2017. P. 971–975.

58. Kenzhina M., Kalysh I., Ukaegbu I., Nunna S. K. Virtual Power Plant in Industry 4.0: The Strategic Planning of Emerging Virtual Power Plant in Kazakhstan. 2019 21st International Conference on Advanced Communication Technology

(ICACT), PyeongChang, Korea (South). 2019. P. 600–605. DOI: 10.23919/ICACT.2019.8701989.

59. Chola R., Singh S. B. A Case Study on 24-h Simulation of V2G System. *Advances in Renewable Energy and Sustainable Environment. Lecture Notes in Electrical Engineering*. Vol. 667. Springer, Singapore, 2021. DOI: 10.1007/978-981-15-5313-4_13.

60. Richter A., Moskalenko N., Hauer I., Schröter T., Wolter M. Technical integration of virtual power plants into German system operation. *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, Germany*. 2017. P. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981876.

61. Nwauka O., Telukdarie A. Virtual Power Plant Basic Requirements for Integration of Distributed Energy Resources , Driven by Industry 4 . 0. *IEOM*. 2018. P. 511–523.

62. Pudjianto D., Ramsay C. The virtual power plant: enabling integration of distributed generation and demand. *FENIX Bulletin*. 2008. № 2. P. 10–16.

63. Chunwu C., Na L. International experience and Enlightenment of virtual power plant development. *Power grid Technology*. 2013. № 37(8). P. 2258–2263.

64. Giridhar G., Das P. K. Feasibility Studies on Virtual Power Plant in India. *IEOM*. 2016. P. 1–6.

65. Renfeng Y., Qian A. Virtual power plant technology discussion. *Electrical and Energy Efficiency Management Technology*. 2014. № 63 (9). P. 33–38.

66. Jiajia X. Research on Dispatching Management Model of distributed source generation Based on Virtual Power Plant. Beijing: North China Electric Power University, 2013.

67. Dulau L. I., Abrudean M., Bica D. Applications of Virtual Power Plants approaches. *EPE 2014 - Proceedings of the 2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering*. 2014. P. 1060–1064. DOI: 10.1109/ICEPE.2014.6970071.

68. Bai H., Miao S., Ran X. Optimal dispatch strategy of a virtual power plant containing battery switch stations in a unified electricity market. *Energies*. 2015. № 8 (3). P. 2268–2289.
69. Dulău L. I., Abrudean M., Bică D. Distributed generation and virtual power plants. *IEEE Power Engineering Conference (UPEC)*. 2014. P. 1–5.
70. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System. *Mathworks* : website. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html> (date of access: 05.03.2023).
71. Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid. *Mathworks*: website. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid.html> (date of access: 05.03.2023).
72. Singh M., Singh O. Phasor Solution of a Micro-Grid to Accelerate Simulation Speed. *Proceedings of 2nd International Conference on Advanced Computing and Software Engineering (ICACSE)*. 2019. P. 546–550. URL: <https://www.researchgate.net/publication/331210409> (date of access: 07.03.2023).
73. Shavolkin O., Shvedchykova I., Gerlici J., Kravchenko K., Pribilinec F. Use of Hybrid Photovoltaic Systems with a Storage Battery for the Remote Objects of Railway Transport Infrastructure. *Energies*. 2022. № 15. 4883. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15134883>.
74. Patnaik S., Nayak M., Viswavandya M. Strategic integration of battery energy storage and photovoltaic at low voltage level considering multiobjective cost-benefit. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*. 2022. № 30 (4). 28. DOI: <https://doi.org/10.55730/1300-0632.3868>.
75. Tremblay O., Dessaint L. -A., Dekkiche A. -I. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, TX, USA*. 2007. P. 284–289. DOI: 10.1109/VPPC.2007.4544139.
76. Iqbal M., Kumar S., Lal C., Kumar C. Energy management system for a small-scale microgrid. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*. 2022. № 9 (5). P. 1–17. DOI: 10.1186/s43067-022-00046-1.

77. Xu L., Lin X., Xie Y., Hu X. Enabling high-fidelity electrochemical P2D modeling of lithium-ion batteries via fast and non-destructive parameter identification. *Energy Storage Mater.* 2022. № 45. P. 952–968. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2021.12.044>.

78. He W., Pecht M., Flynn D., Dinmohammadi F. A physics-based electrochemical model for lithium-ion battery state-of-charge estimation solved by an optimised projection-based method and moving-window filtering. *Energies.* 2018. № 11. 2120. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11082120>.

79. Barzacchi L., Lagnoni M., Di Rienzo R., Bertei A., Baronti F. Enabling early detection of lithium-ion battery degradation by linking electrochemical properties to equivalent circuit model parameters. *Journal of Energy Storage.* 2022. № 50. 104213. DOI: 10.1016/j.est.2022.104213.

80. Chan H. L., Sutanto D. A new battery model for use with battery energy storage systems and electric vehicles power systems. *Proceedings of the 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting : Conference Proceedings* (Cat. No.00CH37077). Vol.1. New York, NY, USA, 2000. P. 470–475. DOI: 10.1109/PESW.2000.850009.

81. He H., Xiong R., Guo H., Li S. Comparison study on the battery models used for the energy management of batteries in electric vehicles. *Energy Conversion and Management.* Elsevier Ltd.: Amsterdam, The Netherlands, 2012. P. 113–121. DOI: 10.1016/j.enconman.2012.04.014.

82. Campagna N., Castiglia V., Miceli R., Mastromauro R. A., Spataro C., Trapanese M., Viola F. Battery models for battery powered applications: A comparative study. *Energies.* 2020. № 13 (16). 4085. DOI:1010.3390/en13164085.

83. Berger M., Kocar I., Farantatos E., Haddadi A. Modeling of Li-ion battery energy storage systems (BESSs) for grid fault analysis. *Electric Power Systems Research.* 2021. № 196 (6). 107160. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107160.

84. Perinov G. I., Hudaya C., Sudiarto B. Comparison of Battery Models for Battery Energy Storage System Development. *Journal of Physics: Conference Series.* 2021. № 1858. 012046. DOI: 10.1088/1742-6596/1858/1/012046.

85. Pichetjamroen A., Chindamanee P., Teerakawanich N., Somakettarin N. A Study on Performances of Flexible Power Control with Empirical Lithium-ion Battery Modeling in PV Power Systems. *Proceedings of the 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2022*. New York, NY, USA, 2022. P. 1–4. DOI: 10.1109/ECTI-CON54298.2022.9795376.
86. Hussein A. A.-H., Batarseh I. An overview of generic battery models. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE: New York, NY, USA, 2011. P. 1–6.
87. Nebuloni R., Meraldi L., Bovo C., Ilea V., Berizzi A., Sinha S., Tamirisakandala R. B., Raboni P. A hierarchical two-level MILP optimization model for the management of grid-connected BESS considering accurate physical model. *Applied Energy*. 2023. № 334. 120697. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120697.
88. Kumar R., Chourasia S. Integration of Grid-Connected Photovoltaic Systems and Active Power Filtering Function. *International Journal of Scientific Research & Engineering Trends*. 2023. № 4 (8). P. 828–834. URL: https://ijsret.com/wp-content/uploads/2023/07/IJSRET_V9_issue4_257.pdf.
89. Abou Houran M., Sabzevari K., Hassan A., Oubelaid A., Tostado-Véliz M., Khosravi N. Active power filter module function to improve power quality conditions using GWO and PSO techniques for solar photovoltaic arrays and battery energy storage systems. *Journal of Energy Storage*. 2023. № 72. Part C. 108552. DOI: 10.1016/j.est.2023.108552.
90. Deshpande S., Bhasme N. R. A review of topologies of inverter for grid connected PV systems. *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*. 2017. DOI: 10.1109/ipact.2017.8245191.
91. Rahim N. A., Selvaraj J. Multistring Five-Level Inverter With Novel PWM Control Scheme for PV Application. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2010. № 57 (6). P. 2111–2123. DOI: 10.1109/TIE.2009.2034683.
92. K Rama Chakravarthi I., SK Gouse Basha. Design & Simulation of 11-level Cascaded H-bridge Grid-tied Inverter for the application of Solar Panels.

International Journal of Science Engineering and Advance Technology. 2014. № 2 (1). P. 15–21.

93. Villanueva E., Correa P., Rodriguez J. Control of a Single Phase H-bridge Multilevel Inverter for Grid-connected PV Applications. *Power Electronics and Motion Control Conference* (Poznan, Poland, Sept. 1-3, 2008). 2008. P. 451–455.

94. Trimukhe S., Sanjeevkumar RA. Grid interconnected H-bridge multilevel inverter for renewable power applications using repeating units and level boosting network. *Global Transitions Proceedings*. 2021. № 3 (2). P. 424–431. DOI: 10.1016/j.gltip.2021.10.005.

95. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Моделювання комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з багатофункціональним перетворювальним агрегатом фотоелектричної батареї. *Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія Технічні науки*. 2019. № 4 (136). С. 20–33. DOI: 10.30857/1813-6796.2019.4.2.

96. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Revision of IEEE Std 1547-2003. Date of Publication: 6 April 2018. IEEE-SA Standards Board. 138 p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

97. 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.

98. Spiller E., Esparza R., Mohlin K., Tapia-Ahumada K., Unel B. The role of electricity tariff design in distributed energy resource deployment. *Energy Economics*. 2023. № 120. 10650. DOI: 10.1016/j.eneco.2022.106500.

99. Bergaentzle C., Jensen I. G., Skytte K., Olsen, O. J. Electricity grid tariffs as a tool for flexible energy systems: A Danish case study. *Energy Policy*. 2019. № 126. P. 12–21. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.11.021.

100. Simshauser P. Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Economics*. 2016. № 54. P. 108–122. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.11.011.

101. Burt D., Dargusch P. The cost-effectiveness of household photovoltaic systems in reducing greenhouse gas emissions in Australia: Linking subsidies with emission reductions. *Applied Energy*. 2015. № 148. P. 439–448.

102. Shavolkin O., Shvedchykova I., Lishchuk V., Stanovskyi Y. Improving a model of the hybrid photovoltaic system with a storage battery for local object's self-consumption involving the setting of power consumed from the grid. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 3 (8 (123)). P. 6–16. DOI: 10.15587/1729-4061.2023.280053.

103. Шавьолкін О. О., Шведчикова І. О., Кругляк Г. В., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Програмно-технічний комплекс управління підключеною до мережі фотоелектричною системою з акумулятором для забезпечення власних потреб локального об'єкта. *Наукові праці ДонНТУ*. Серія: «Електротехніка і енергетика». 2020. № 2 (23). С. 20–27. DOI: 10.31474 / 2074-2630-2020-2-20-27.

104. Lithium iron phosphate batteries. Standard and custom LiFePO₄ battery packs. *Enix Power Solutions*. URL: <https://www.enix-power-solutions.com/lifepo4-batteries/> (date of access: 15.03.2023).

105. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Моделювання енергетичних процесів в гібридній фотоелектричній системі з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та Інжиніринг*. 2021. № 3. С. 28–38. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.3.3.

106. Ouédraogo S., Faggianelli G. A., Notton G., Duchaud J. L., Voyant C.. Impact of electricity tariffs and energy management strategies on PV/Battery microgrid performances. *Renewable Energy*. 2022. № 199. P. 816–825. DOI: 10.1016/j.renene.2022.09.04.

107. Photovoltaic geographical information system. *European Commission : an official website of the European Union*. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (date of access: 20.03.2023).

108. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Визначення параметрів фотоелектричної системи з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та Інжинірінг*. 2021. № 4. С. 41–50. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.4.

109. Forecast.Solar : official website. URL: <https://forecast.solar/>. (date of access: 02.02.2021).

ДОДАТОК А.

Список опублікованих праць за темою дисертації

1. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Моделювання комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з багатофункціональним перетворювальним агрегатом фотоелектричної батареї. *Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія Технічні науки*. 2019. № 4 (136). С. 20–33. DOI: 10.30857/1813-6796.2019.4.2. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
2. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Тютюнник Н. Л. Забезпечення відповідності стандартам якості струму в точці підключення до мережі комбінованої системи електроживлення з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2019. № 1 (21). С. 33–41. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2019-1-33-41>. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
3. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Багатофункціональний перетворювальний агрегат з послідовним з'єднанням інверторів для комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з фотоелектричною батареєю. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. №1 (22). С. 74–80. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-74-80>. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
4. Шавьолкін О. О., Шведчикова І. О., Кругляк Г. В., Становський Є. Ю., Підгайний М. О. Програмно-технічний комплекс управління підключеною до мережі фотоелектричною системою з акумулятором для забезпечення власних потреб локального об'єкта. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. № 2 (23). С. 20–27. DOI: 10.31474 / 2074-2630-2020-2-20-27. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)
5. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Визначення параметрів фотоелектричної системи з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та*

Інжинірінг. 2021. № 4. С. 41–50. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.4. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б).

6. Шавьолкін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Моделювання енергетичних процесів в гібридній фотоелектричній системі з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та Інжинірінг*. 2021. № 3. С. 28–38. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.3.3. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

7. Шавьолкін О. О., Підгайний М. О., Становський Є. Ю. Моделювання гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для локального об'єкту у разі енергоменеджменту з використанням прогнозу *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2021. № 1 (24). С. 6–13. DOI: 10.31474/2074-2630-2021-1-6-13. (стаття в періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

8. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Гібридна фотоелектрична система з акумуляторною батареєю для локального об'єкту з завданням потужності, що споживається з мережі. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2022. № 2 (27). С. 35–42. DOI:10.31474/2074-2630-2022-2-35-42. (стаття у періодичному науковому фаховому виданні України категорії Б)

9. Shavolkin O., Shvedchykova I., Lishchuk V., Stanovskyi Y. Improving a model of the hybrid photovoltaic system with a storage battery for local object's self-consumption involving the setting of power consumed from the grid. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 3 (8 (123)). P. 6–16. DOI: 10.15587/1729-4061.2023.280053. (стаття у періодичному науковому виданні, проіндексованому у базі Scopus та віднесеному до другого квартилю Q2 відповідно до класифікації SCImago Journal)

10. Shavolkin O. O., Pidhainyi M. O., Stanovskyi Ye. Yu. Improving a grid inverter with an lcl output filter for a photovoltaic electric power system of object which is connected to the grid. *Journal of new technologies in environmental science*.

Poland, Kielce, 2019. № 4 (3). P. 186–193. URL: <https://www.jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2020/04/No-4-2019.pdf>. (стаття у міжнародному науковому виданні)

11. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю., Підгайний М.О. Багатофункціональний перетворювальний агрегат з послідовним з'єднанням інверторів для комбінованої системи електроживлення локального об'єкту з фотоелектричною батареєю. *Проблеми та перспективи розвитку енергетики, електротехнологій та автоматики в АПК* : Збірник матеріалів V Міжнародної науково-практичної конференції присвяченої пам'яті професора Віктора Михайловича Синькова (ПРЕАП-2019), 19 грудня 2019 р., НУБіП України, Київ. 2019. С. 38–40. (матеріали наукової конференції)

12. Shavolkin O., Pidhainyi M. O., Stanovskyi Ye. Yu. Ensuring compliance with quality standards for the current at the point of connection to the network of the combined photovoltaic electric power system of the local object. Book of abstracts. Part I. IV International Scientific-Technical Conference 6–8 February 2020, Kielce (Poland, Ukraine, Croatia, Slovakia, Sweden, USA). P.84–85. (матеріали міжнародної наукової конференції)

13. Воробей В. В., Становський Є. Ю., Шавьолкін О. О. Удосконалення математичної моделі акумуляторної батареї в структурі фотоелектричної системи електроживлення об'єкту. *Технічні науки в Україні: сучасні тенденції розвитку* : Матеріали IV Всеукраїнської науково-технічної інтернет-конференції (17–18 листопада 2022 р. м. Київ). Київ : вид-во КІЗТ ДУІТ, 2022. С 43–44. (матеріали наукової конференції)

14. Шавьолкін О. О., Становський Є. Ю. Компенсація впливу несинусоїдальності напруги мережі на показники мережевого інвертору комбінованої системи електроживлення локального об'єкту. *Мехатронні системи: інновації та інжиніринг* : тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції (10 жовтня 2019 р., м. Київ). С. 41–42. (матеріали наукової конференції)

ДОДАТОК Б.

Математична модель в середовищі Matlab Simulink для дослідження електромагнітних процесів в системі «Розподільча мережа – перетворювальний агрегат з багатофункціональним мережевим інвертором – навантаження»

Структура математичної моделі рис.Б1 містить наступні блоки: AC HARMONIC VAR – джерело змінної напруги з набором гармонік; LCL FILTER – вихідний LCL фільтр; CONTROL SYSTEM – система керування з КРС та БЗС, що побудовані за принципом п.2.3.1; BRIDGE VSI – однофазний мостовий інвертор; PV Array – фотобатарея, для моделювання використовувавалось ідеальне джерело постійної напруги; LOAD – навантаження .

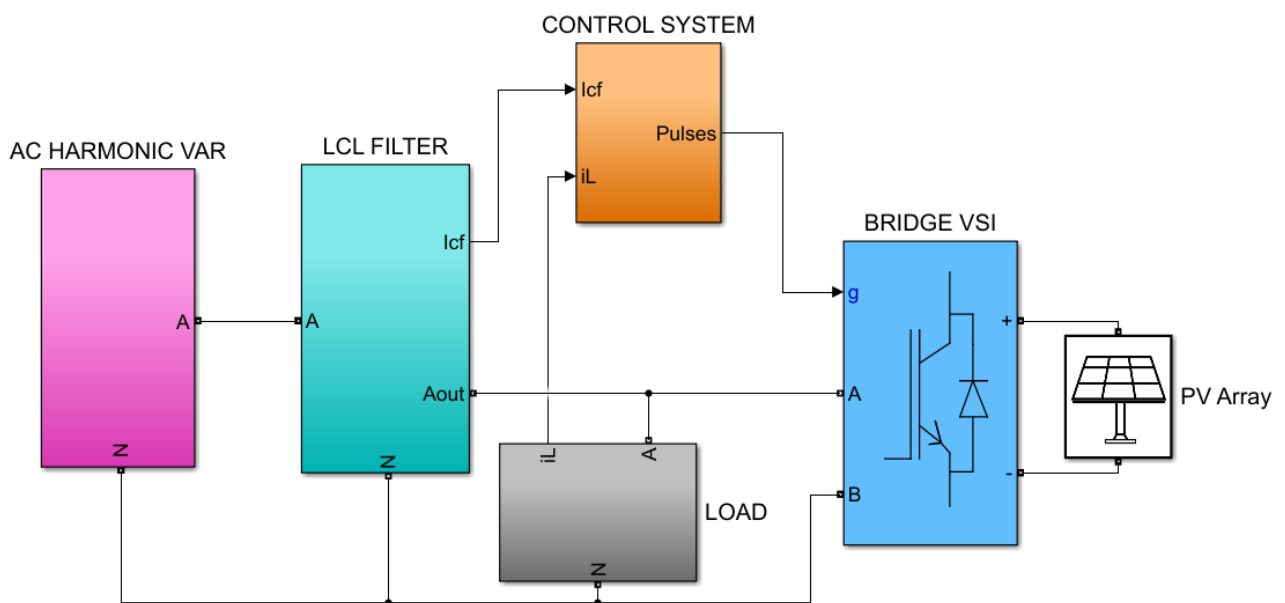


Рис. Б1. Структура математичної моделі в «Розподільча мережа – перетворювальний агрегат з багатофункціональним мережевим інвертором – навантаження»

Набір гармонік з відносними амплітудами рис. Б2 було сформовано у відповідності до табл. Б1.

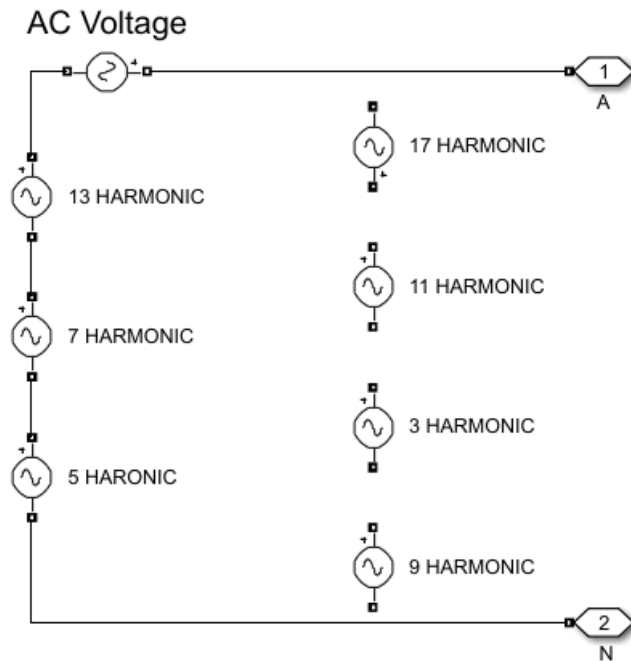


Рис.Б2. Набір гармонік до напруги мережі

Таблиця Б1. Величини напруг окремих гармонік до 21-го порядку в точці спільного з'єднання у відсотках від напруги u_1 відповідно до стандарту IEEE

Std EN 50160:2010

Непарні гармоніки			
Не кратні 3		Кратні 3	
Порядок, n	Відносна амплітуда, u_n	Порядок, n	Відносна амплітуда, u_n
5	6%	3	5%
7	5%	9	1,5%
11	3,5%	15	0,5%
13	3%	21	0,5%
17	2%		
19	1,5%		

Блок Load (рис. Б3) містить активно-індуктивне та нелінійне навантаження.

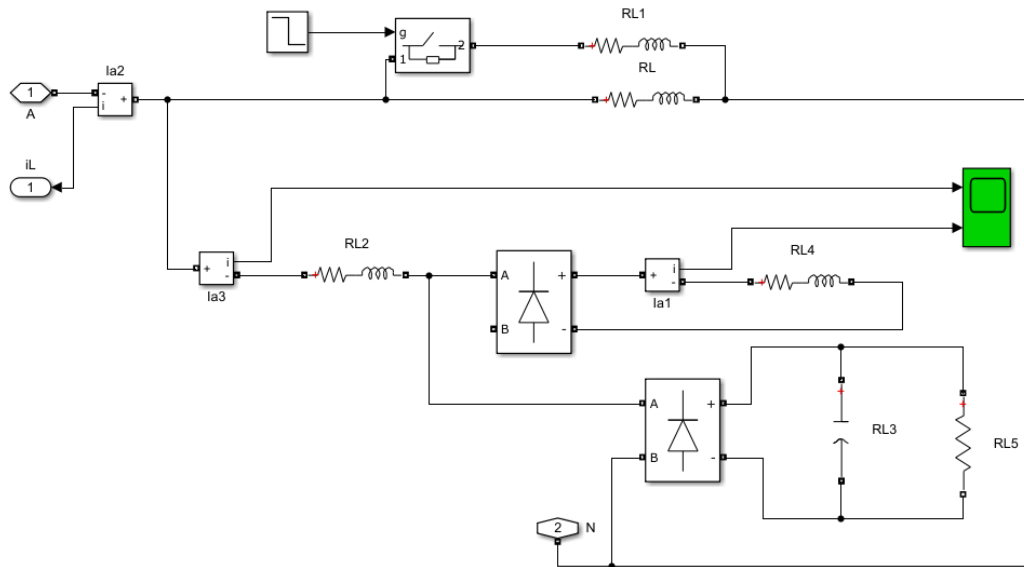


Рис.Б3. Структура навантаження

Структуру вихідного фільтра наведено на рис. Б4, параметри якого: $R_g=0.1$ Ом, $L_g=0.00015$ Гн, $L_l=0.0042$ Гн, $R_l=0.1$ Ом, $R_f=2$ Ом, $C_f=10$ мкФ, $L_2=0.0003$ Гн, $R_2=4$ Ом.

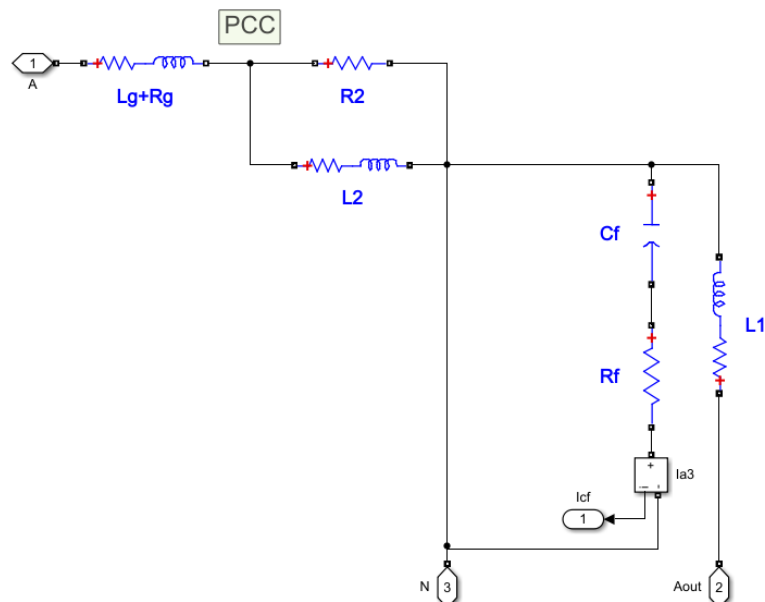


Рис. Б4. Структура вихідного LCL фільтра

Для перевірки працездатності запропонованих рішень проведено моделювання (рис. Б5 – рис. Б7) за комбінації різних гармонік.

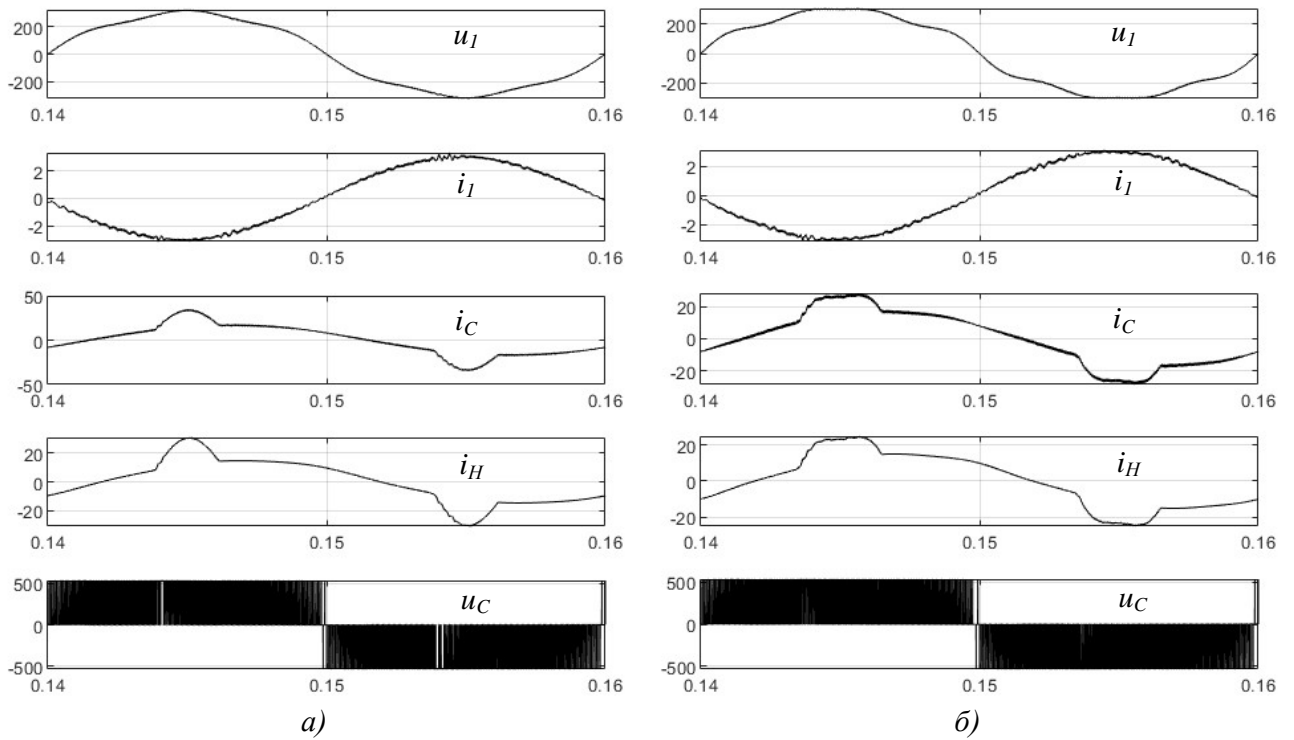


Рис. Б5. Осцилограми напруги та струмів за наявності в напрузі u_1 комбінацій гармонік: а) 3+5; б) 3+5+7

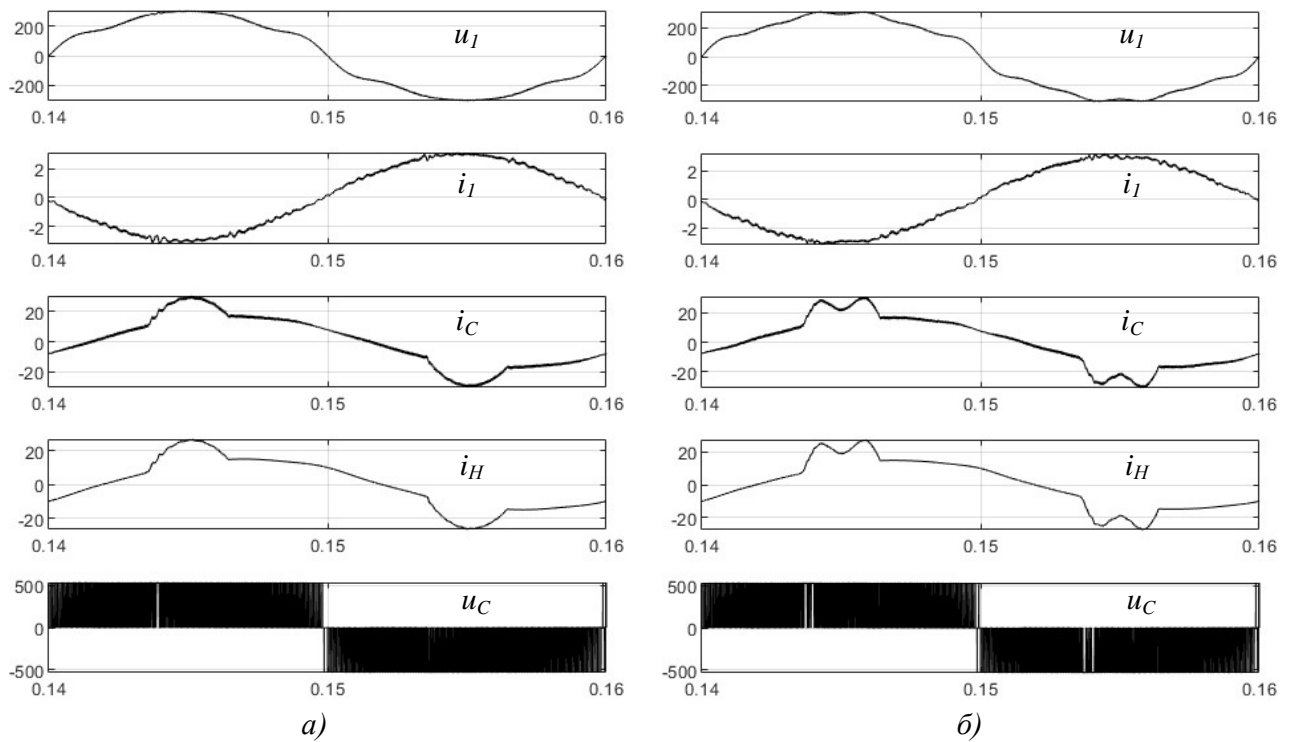


Рис. Б6. Осцилограми напруги та струмів за наявності в напрузі u_1 комбінацій гармонік: а) 3+5+7+9; б) 3+5+7+9+11

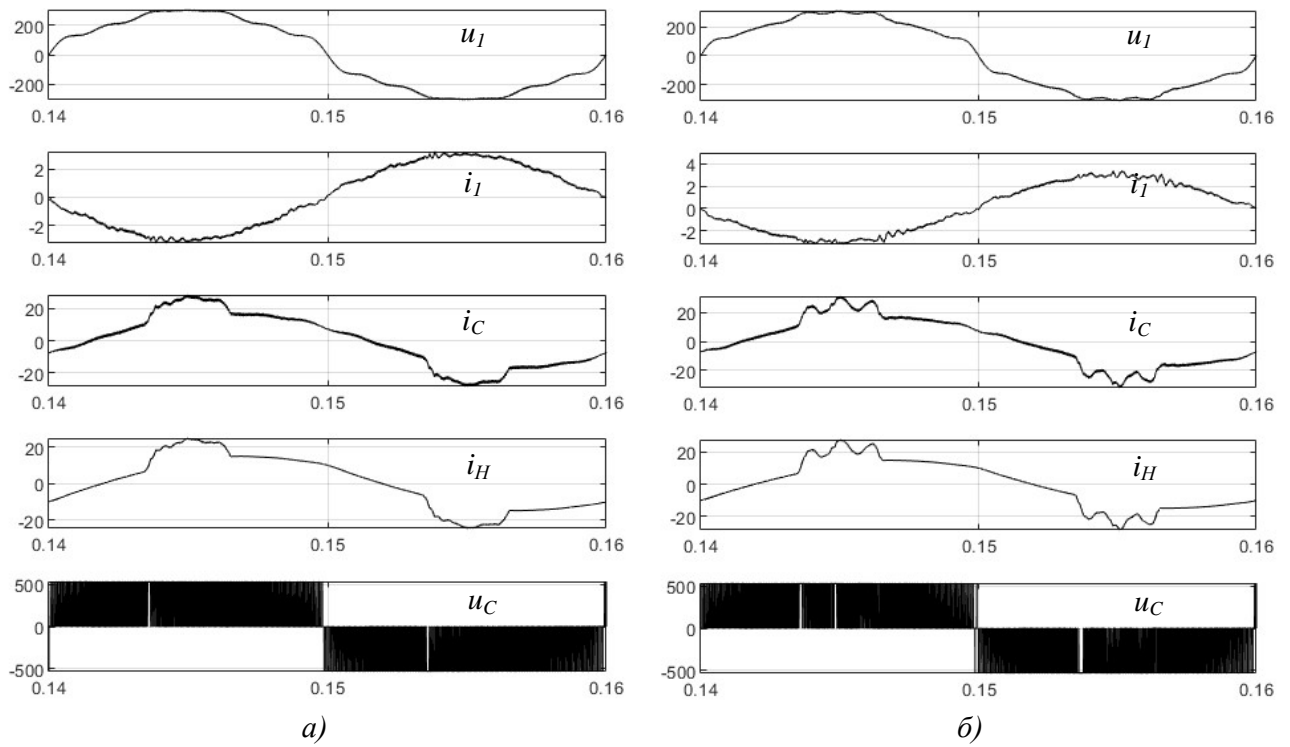


Рис. Б7. Осцилограми напруги та струмів за наявності в напрузі u_I комбінацій гармонік: а) $3+5+7+9+11+13$, б) $3+5+7+9+11+13+17$

ДОДАТОК В.

Розрахунок параметрів літій-залізо-фосфатного акумулятора за паспортними даними виробника в середовищі Mathcad

Для розрахунків обрано акумуляторну батарею AMPL9154 (LiFePO₄), параметри якої відповідно до паспортних даних виробника наведено в табл В1.

Таблиця В1. Паспортні дані акумуляторної батареї AMPL9154 (LiFePO₄)

Nominal voltage	12.8V
Nominal capacity 150ah	150Ah
Internal resistance	≤25mΩ
Cycle life	2000 cycles
Charge voltage	14.6V
Charge mode	0.2C to 14.6V, then 14.6V
Charger current	70A
Max. charge current	100A
Max. pulse current	140A (<3s)
Discharge cut-off voltage	8V

На рис. В1 зображено порівняння розрядної характеристики акумуляторної батареї AMPL9154 (LiFePO₄) наданої виробником з характеристикою, побудованою за допомогою вбудованої функції в Matlab за різних струмів розряду: синім кольором – 01С; фіолетовим кольором – 02С, блакитним кольором – 05С; помаранчевим кольором – 1С; рожевим кольором – 2С.

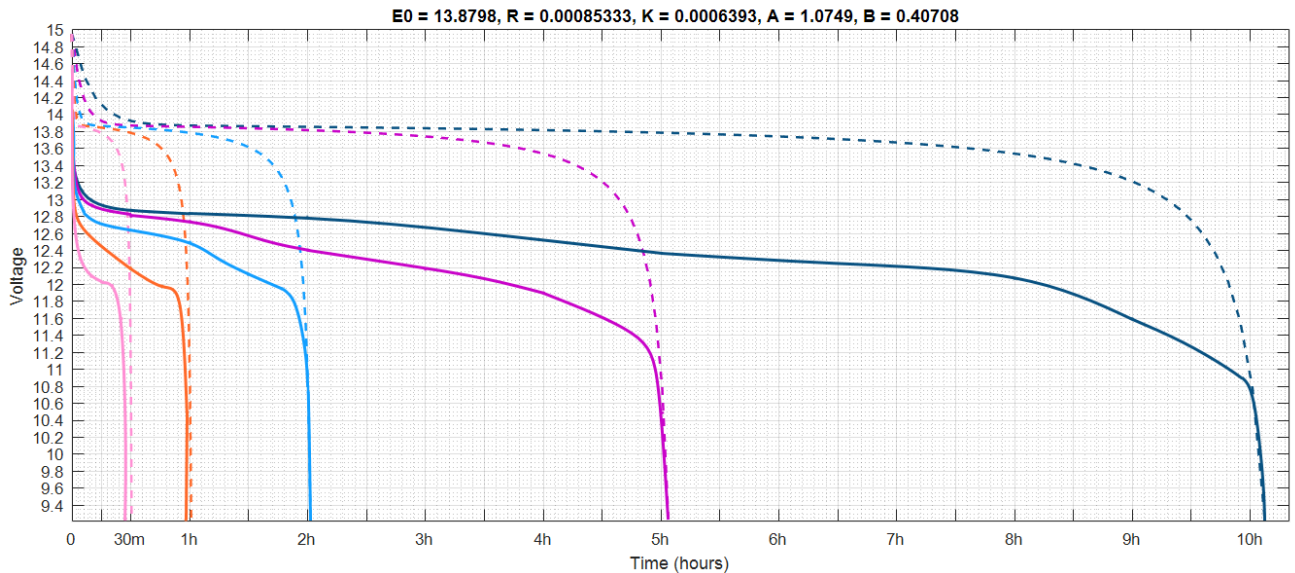


Рис. В1. Порівняння розрядних характеристик: суцільні прямі – характеристики заявлені виробником; пунктиром – побудовані за допомогою вбудованої функції в Matlab

В табл. В2 наведено порівняння розрядної характеристики виробника з характеристикою Matlab на відмітці SOC=50%. Похибка відносно номінальної напруги становить близько 11%.

Таблиця В2. Порівняння розрядної характеристики виробника з характеристикою Matlab

Струм розряду	Напруга, В (Datasheet)	Напруга, В (Matlab)
01C	12.4	13.85
02C	12.3	13.78
0.5C	12.4	13.75
1C	12.2	13.8
2C	12.1	13.8

Для підвищення точності відтворення розрядних характеристик скористаємось методикою [75], але врахуємо зміну параметрів АКБ за різних струмів розряду, а саме: A – падіння напруги в експоненціальній зоні (В), B – зворотна величина ємності в кінці експоненціальної зони $(A \cdot \text{год})^{-1}$; E_0 – постійна напруга АКБ. Параметри отримуємо з кривої розряду виробника як показано на типовій характеристиці розряду, де E_{full} – найвища точка експоненціальної зони (В); E_{exp} – напруга, за якої закінчується експоненціальна зона розряду (В), Q_{exp} – ступінь заряду АКБ після експоненціальної зони, Q_{nom} – ступінь заряду АКБ в кінці номінальної зони.

В табл. В3 наведено порівняння розрядної характеристики виробника з розрахованою характеристикою на відмітці $\text{SOC}=50\%$. Таким чином, похибка відносно номінальної напруги становить менше 3%.

Таблиця В3. Порівняння розрядної характеристики виробника з розрахованою характеристикою

Струм розряду	Напруга, В (Datasheet)	Напруга, В (Розрахована)
01С	12.4	12.8
02С	12.3	12.75
0.5С	12.4	12.65
1С	12.2	12.55
2С	12.1	12.32

Розрахунки для струму розряду 0.1С

Таблиця В4 Виведені значення
з кривої виробника (0.1С)

$$Q := 150$$

$$Q_{exp} := 98\% \cdot Q = 147$$

$$E_{full} := 13.6$$

$$E_{exp} := 12.9$$

$$A := E_{full} - E_{exp} = 0.7$$

$$B := \frac{3}{Q - Q_{exp}} = 1$$

$$Q_{nom} := 150 \cdot 0.9 = 135$$

$$E_{nom} := 11.5$$

$$U_{datasheet} := M^{(0)}$$

$$SOC := M^{(1)}$$

$$K := \frac{[E_{full} - E_{nom} + A \cdot (\exp(-B \cdot Q_{nom}) - 1)] \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}} = 0.156$$

$$E_0 := E_{full} + K - A = 13.056$$

$$U(Q_{rated}) := E_0 - K \cdot \frac{Q}{\left[\frac{100 - (100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100} \right]} + A \cdot \exp\left[-B \cdot \frac{(100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100} \right]$$

$$Q_{rated} := 100..0$$

U, В	SOC, %
13.6	100
13.5	99.84
13.13	99.17
13	98.34
12.9	96.67
12.87	95
12.85	93.34
12.83	90
12.8	80
12.7	70
12.57	60
12.42	50
12.28	40
12.15	30
11.95	20
11.5	10
10.7	5
9.2	0

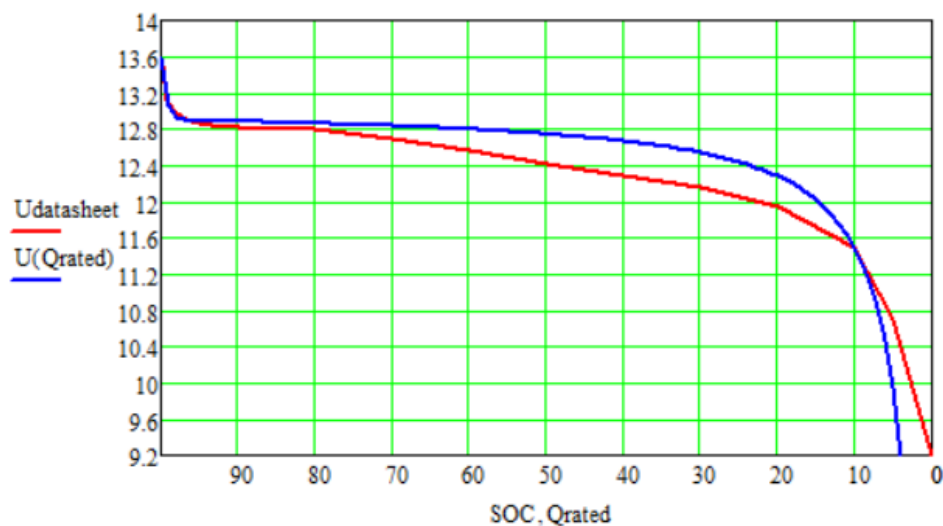


Рис. В2. Розрядна характеристика АКБ за струму розряду 0.1С, червоним кольором – характеристика з datasheet, синім кольором – розрахована характеристика

Розрахунки для струму розряду 0.2С

Таблиця В5. Виведені значення
з кривої виробника (0.2С)

$$Q := 150$$

$$Q_{exp} := 95\% \cdot Q = 142.5$$

$$E_{nom} := 11.6$$

$$Q_{nom} := 135$$

$$E_{full} := 13.7$$

$$E_{exp} := 12.8$$

$$B := \frac{3}{Q - Q_{exp}} = 0.4$$

$$A := E_{full} - E_{exp} = 0.9$$

$$U_{datasheet} := M^{(0)}$$

$$SOC := M^{(1)}$$

$$K := \frac{[E_{full} - E_{nom} + A \cdot (\exp(-B \cdot Q_{nom}) - 1)] \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}} = 0.133$$

$$E_0 := E_{full} - A + K = 12.933$$

$$U(Q_{rated}) := E_0 - K \cdot \frac{Q}{\left[\frac{[100 - (100 - Q_{rated})] \cdot Q}{100} \right]} + A \cdot \exp\left[-B \cdot \frac{(100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100}\right]$$

U, В	SOC, %
13.7	100
13.4	99.67
13.05	98.33
12.95	96.665
12.85	93.33
12.8	90
12.75	86.67
12.72	80
12.65	70
12.5	60
12.36	50
12.2	40
12.05	30
11.9	20
11.6	10
10.5	5
9.2	0

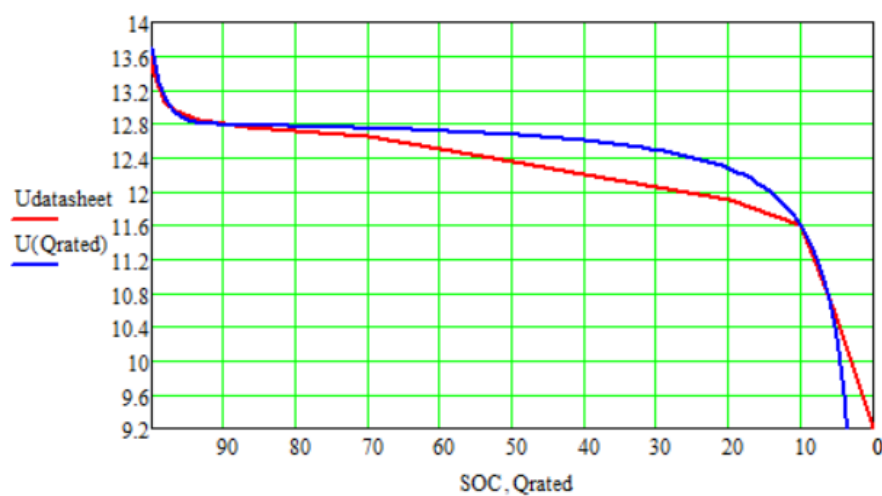


Рис. В3. Розрядна характеристика АКБ за струму розряду 0.2С, червоним кольором – характеристика з datasheet, синім кольором – розрахована характеристика

Розрахунки для струму розряду 0.5C

Таблиця В6. Виведені значення
з кривої виробника (0.5C)

$$Q := 150$$

$$Q_{exp} := 92\% \cdot Q = 138$$

$$E_{nom} := 11.6$$

$$E_{full} := 14.1$$

$$E_{exp} := 12.825$$

$$Q_{nom} := 130.5$$

$$B := \frac{3}{Q - Q_{exp}} = 0.25$$

$$A := E_{full} - E_{exp} = 1.275$$

$$U_{datasheet} := M^{(0)}$$

$$SOC := M^{(1)}$$

$$E_0 := E_{full} + K - A = 12.958$$

$$K := \frac{[E_{full} - E_{nom} + A \cdot (\exp(-B \cdot Q_{nom}) - 1)] \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}} = 0.183$$

$$Q_{rated} := 100 \dots 0$$

$$U(Q_{rated}) := E_0 - K \cdot \frac{Q}{\left[\frac{[100 - (100 - Q_{rated})] \cdot Q}{100} \right]} + A \cdot \exp\left[-B \cdot \frac{(100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100}\right]$$

U, В	SOC, %
14.1	100
13.2	98.5
12.9	95.83
12.8	91.67
12.7	83.33
12.6	75
12.55	66.64
12.45	58.33
12.35	50
12.3	37.5
12.1	25
11.6	12.5
9.2	0

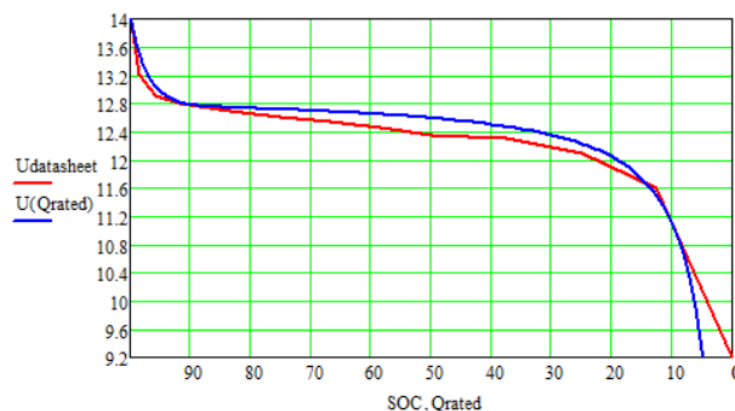


Рис. В4. Розрядна характеристика АКБ за струму розряду 0.5C, червоним кольором – характеристика з datasheet, синім кольором – розрахована характеристика

Розрахунки для струму розряду 1С

Таблиця В7. Виведені значення
з кривої виробника (1С)

$$Q := 150$$

$$Q_{exp} := 91\% \cdot Q = 136.5$$

$$E_{nom} := 11.8$$

$$E_{full} := 14.012$$

$$E_{exp} := 12.637$$

$$B := \frac{3}{Q - Q_{exp}} = 0.222$$

$$A := E_{full} - E_{exp} = 1.375$$

$$U_{datasheet} := M^{(0)}$$

$$SOC := M^{(1)}$$

$$Q_{rated} := 100 \dots 0$$

$$Q_{nom} := 142.5$$

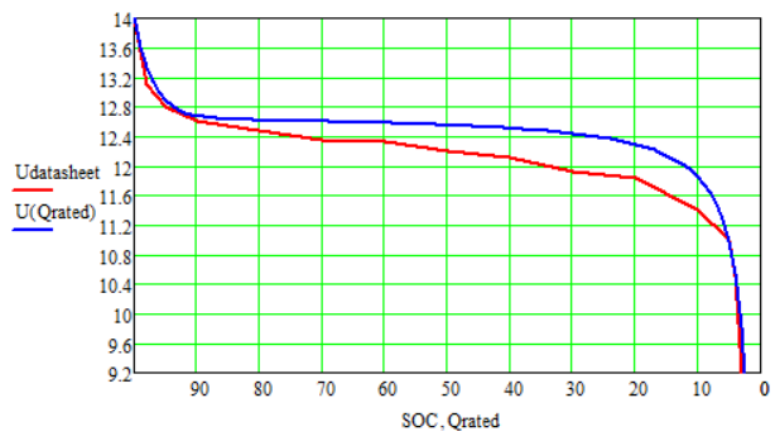
$$E_{nom} := 10.987$$

$$K := \frac{[E_{full} - E_{nom} + A \cdot (\exp(-B \cdot Q_{nom}) - 1)] \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}} = 0.087$$

$$E_0 := E_{full} + K - A = 12.724$$

U, В	SOC, %
14	100
13.1	98
12.8	95
12.6	90
12.48	80
12.35	70
12.32	60
12.2	50
12.12	40
11.92	30
11.84	20
11.4	10
11	5
10.5	4
9.2	3

$$U(Q_{rated}) := E_0 - K \cdot \frac{Q}{\left[\frac{100 - (100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100} \right]} + A \cdot \exp \left[-B \cdot \frac{(100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100} \right]$$

Рис. В5. Розрядна характеристика АКБ за струму розряду 1С, червоним
кольором – характеристика з datasheet, синім кольором – розрахована
характеристика

Розрахунки для струму розряду 2С

Таблиця В8. Виведені значення
з кривої виробника (2С)

$$Q := 150$$

$$Q_{exp} := 90\% \cdot Q = 135$$

$$E_{nom} := 11.125$$

$$Q_{nom} := 138$$

$$E_{full} := 14.563$$

$$E_{exp} := 12.38$$

$$B := \frac{3}{Q - Q_{exp}} = 0.2$$

$$A := E_{full} - E_{exp} = 2.183$$

$$U_{datasheet} := M^{(0)}$$

$$SOC := M^{(1)}$$

$$Q_{rated} := 100 \dots 0$$

$$K := \frac{[E_{full} - E_{nom} + A \cdot (\exp(-B \cdot Q_{nom}) - 1)] \cdot (Q - Q_{nom})}{Q_{nom}} = 0.109$$

$$E_0 := E_{full} + K - A = 12.489$$

$$U(Q_{rated}) := E_0 - K \cdot \frac{Q}{\left[\frac{[100 - (100 - Q_{rated})] \cdot Q}{100} \right]} + A \cdot \exp \left[-B \cdot \frac{(100 - Q_{rated}) \cdot Q}{100} \right]$$

U, В	SOC, %
14.55	100
12.8	96
12.38	90
12.3	83.33
12.15	66.67
12.05	50
11.9	33.33
11.55	16.67
11	8.33
9.2	0

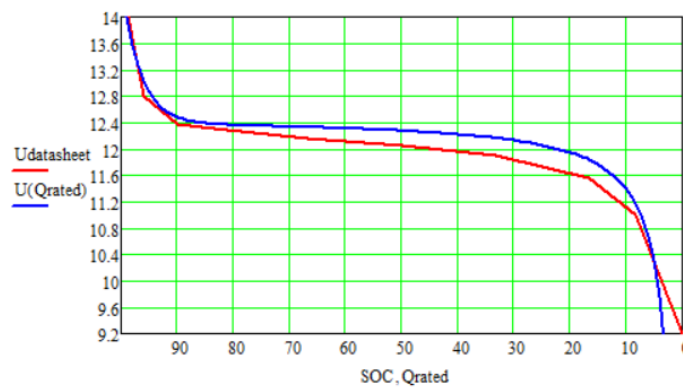


Рис. В6. Розрядна характеристика АКБ за струму розряду 2С, червоним кольором – характеристика з datasheet, синім кольором – розрахована характеристика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової та інноваційної діяльності Київського національного університету технологій та дизайну

Людмила ГАНУЩАК-ЄФІМЕНКО

«06» 05 2024 р.

АКТ

про впровадження результатів дисертаційного дослідження здобувача кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки Київського національного університету технологій та дизайну СТАНОВСЬКОГО Євгена Юрійовича на тему: «Удосконалення гібридної фотоелектричної системи з акумуляторною батареєю для потреб локального об'єкту» на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (14 – електрична інженерія).

Комісія у складі:

Голова:

Панасюк Ігор Васильович, д.т.н., професор, директор Інституту інженерії та інформаційних технологій;

Члени комісії:

Стаценко Дмитро Володимирович, к.т.н., доц., завідувач кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки;

Шведчикова Ірина Олексіївна, д.т.н., професор, професор кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки.

цим Актом засвідчує, що результати дисертаційного дослідження СТАНОВСЬКОГО Євгена Юрійовича використовуються у навчальному процесі кафедри комп'ютерної інженерії та електромеханіки Київського національного університету технологій та дизайну при проведенні практичних занять на третьому (освітньо-науковому) рівні вищої освіти з дисциплін: «Відновлювальні джерела електроенергії» – використовуються математичні моделі фотоелектричної батареї та акумулятора; «Комбіновані системи електроживлення і забезпечення якості електроенергії» – використовуються математичні моделі електромагнітних та енергетичних процесів в гібридній фотоелектричній системі з акумулятором для локального об'єкта; «Системи керування та автоматичного регулювання» – використовується структура системи регулювання гібридної з акумулятором з багатофункціональним мережевим інвертором.

Голова комісії:

Директор ННІТ,
д.т.н., проф.

Ігор ПАНАСЮК

Члени комісії:
Зав. кафедри КІЕМ,
к.т.н., доц.

Дмитро СТАЦЕНКО

Професор кафедри КІЕМ,
д.т.н., проф.

Ірина ШВЕДЧИКОВА

«03» 05 2024 р.