

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

КОТИЛКО ІРИНА ВАДИМІВНА

УДК 621.316.1.29

ДИСЕРТАЦІЯ
ОПТИМІЗАЦІЯ СУМІСНОГО ВИКОРИСТАННЯ РІЗНОТИПНИХ
ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ
НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи
технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук.

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

_____ І. В. Котилко

Науковий керівник: Лежнюк Петро Дем'янович, доктор технічних наук,
професор

Вінниця – 2019

АНОТАЦІЯ

Котилко І. В. Оптимізація сумісного використання різнотипних відновлювальних джерел енергії для підвищення надійності роботи електричних мереж. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2019.

Національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 р. передбачає, що частка генерації з відновлювальних джерел енергії в кінцевому енергоспоживанні має сягнути 11%.

Зараз Україна демонструє найвищі у світі темпи у підписанні договорів на майбутнє приєднання ВДЕ, але це продукує великі ризики для застарілої електроенергетичної системи. За офіційною інформацією Національної комісії, яка здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), в I кв. 2018 р. було введено в експлуатацію 159,4 МВт генерувальних потужностей – 54 об'єкти електроенергетики (у 2,4 раза перевищує потужності, введені в експлуатацію за аналогічний період 2017 р.). При цьому вітроелектричні станції (ВЕС) та фотоелектричні станції (ФЕС) складають 92% введених потужностей, а середня одинична потужність введених в цей час об'єктів електроенергетики складає 3 МВт. Встановлена потужність ВЕС та ФЕС в Україні станом на кінець 2019 року сумарно складає 3653 МВт, ці потужності впливають на баланс електроенергії в системі, їх відхилення від прогнозованого графіка генерації компенсуються маневровими потужностями.

У 2017 р. кількість виданих технічних умов і підписаних договорів з НЕК «Укренерго» на приєднання до високовольтних мереж об'єктів «зеленої енергетики», порівняно з 2016 р., зросла більш ніж у 30 разів за показником потужності і така тенденція зберігається.

За даними Укренерго до 2025 р. вже видано технічних умов (ТУ) на приєднання до мереж установок «зеленої» енергетики потужністю 7426 МВт (ВЕС – 4200 МВт, ФЕС – 3226 МВт, без урахування великих ГЕС та ГАЕС) і кількість зростає. Однак об'єднана енергетична система (ОЕС) може прийняти лише до 5 тис. МВт потужностей сонячних і вітрових електростанцій без ризику розбалансування та серйозних змін у своїй структурі.

Системний оператор у своєму дослідженні наголошує, що ФЕС та ВЕС, з погляду стабільності електропостачання, – ненадійні. Відхилення від планових графіків протягом доби складає понад 450 МВт при встановленій потужності 1217 МВт. Ще однією специфікою встановлення відновлювальних джерел енергії є їх нерівномірне розміщення по всій Україні. Таким чином, наявність одного потужного джерела до 3 МВт або декількох менш потужних до 0,5 МВт, що під'єднані до однієї підстанції розподільної електричної мережі (РЕМ), дають можливість розглядати РЕМ як локальну електричну систему (ЛЕС).

Особливо гостро для розподільних електричних мереж постає питання надійності та безперебійності електропостачання. Згідно з постановою НКРЕКП від 12.06.2018 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» визначено показник, що якісно характеризує рівень надійності роботи ЕМ. Але, враховуючи темпи збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), зокрема ФЕС, доцільно провести аналіз зміни визначених показників в умовах її зростання.

Нестабільний характер роботи відновлювальних джерел енергії впливає на режими роботи електричних мереж. Нестабільність генерування ФЕС компенсується потужністю, яка надходить в РЕМ з енергосистеми. Через те умови балансування режиму РЕМ впливають і на режими ЕЕС. В умовах сьогодення забезпечення балансу покладено суто на централізовану систему електропостачання. Все ж поступово відбуваються зміни в

механізмах функціонування енергоринку України, що спонукають власників ВДЕ працювати за заданим графіком, зокрема введення штрафів за недотримання заявленого добового графіка генерування. Для роботи за заданим графіком потрібно, перш за все, дослідити потенційні можливості джерел генерування щодо покриття графіків навантаження. На основі статистичних даних з генерування, якщо станція вже експлуатується, або прогнозних щодо вироблення електроенергії, якщо станція ще не введена в експлуатацію, можна отримати вихідну інформацію для визначення потужності резерву, який має підтримуватись для забезпечення балансної надійності РЕМ, або визначення ємності накопичувача.

Задача визначення оптимальної ємності накопичувача ускладнюється тим, що, по-перше, під час її вирішення необхідно враховувати не тільки термін його експлуатації, а й кількість циклів «заряд/розряд», по-друге, забезпечувати відповідні умови експлуатації, критично потрібно дотримуватися температурного режиму, по-третє, контролювати параметр глибини розряду (depth of discharge). На сьогоднішній день подальше нарощування відновлювальних джерел енергії неможливе без використання засобів балансування, а оскільки специфіка генерування ВДЕ полягає в розосередженості по всій території України, то накопичувачі також необхідно встановлювати безпосередньо біля джерел небалансу. Однак станом на сьогоднішній день вартість накопичувача досить висока, тому доцільно буде прорахувати його техніко-економічні характеристики для групи станцій або одного регіону, або тих, що приєднані до однієї підстанції. Такий підхід дозволить зменшити втрати в електричних мережах та підвищити якість електроенергії.

В роботі отримано нове рішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення надійності електропостачання, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини фотоелектричної станції та визначення ємності накопичувача для

фотоелектричної станції в умовах впровадження нового ринку електричної енергії.

Проведені дослідження дозволили отримати такі результати:

1. Показано взаємозв'язок показників надійності роботи електричних мереж, а саме: тривалості перерв в електропостачанні зі зростанням генерування ВДЕ. Встановлено, що лише вибір оптимальної схеми та потужностей відновлювальних джерел енергії дозволяє отримати максимальний ефект від їх функціонування.

2. Запропоновано використання Battery energy storage system (BESS), для подальшого нарощування генерування ВДЕ. Оскільки темпи генерування ВДЕ досить високі, то спільне використання BESS та ВДЕ приведе до зменшення кількості теплових електростанцій, що вже технічно відпрацювали свій технічний ресурс. Більш того, такі системи можна буде використовувати як накопичувач для дотримання графіка генерування ФЕС на добу наперед. Зважаючи на досить великий обсяг капіталізації таких систем, було сформовано цільову функцію, що враховує витрати на будівництво систем акумулювання енергії (CAE), вартість покриття небалансів та зменшення циклу заряд/розряд.

3. Додаткові капіталовкладення в забезпечення резерву для локальних електричних систем мають бути обґрунтовані відповідним техніко-економічним розрахунком. Розроблено метод визначення оптимальної потужності та ємності накопичувача для фотоелектричної станції або їх групи за критерієм мінімуму приведених витрат, що дозволяє компенсувати нестабільність процесу генерування ФЕС і підвищити балансову надійність. Оптимальна ємність накопичувача дозволяє балансувати потужність станції в широкому діапазоні і, відповідно, створюються умови для генерування ФЕС за заявленим на наступну добу графіком.

Показано, що запропонований метод дозволяє отримати низку переваг:

– зменшення витрат на покриття небалансів, викликаних складністю прогнозування генерування ФЕС;

- можливість врахування капітальних витрат на встановлення накопичувача при визначенні небалансів генерування ФЕС;
- підвищення режимної та балансової надійності розподільної мережі, де знаходиться ФЕС.

4. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися без урахування можливості приєднання розосереджених джерел генерування в них, це, враховуючи також значне спрацювання їх технічного ресурсу, робить неможливим приєднання ФЕС без втрати надійності таких мереж. Виходячи з вищезазначеного, в роботі запропоновано метод відновлення електропостачання частини електричної мережі за рахунок сумісного використання різнотипних РДЕ, в даному випадку ФЕС та малих ГЕС.

Використовуючи даний метод можна досягти зменшення перерв в електропостачанні на 5%, а також забезпечити дотримання нормативних відхилень напруги під час роботи генерувального обладнання. Запропонований підхід реалізований та переданий для дослідної експлуатації в компанію електропостачальника ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» (довідка про впровадження від 03.09.2019р).

Розроблені у роботі метод та алгоритм визначення ємності накопичувача, що рекомендується для встановлення на фотоелектричні станції, передано для дослідної експлуатації до ТОВ «НЕСС РНД ЦЕНТР» (довідка про впровадження від 20.08.2019 р.).

Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальний процес Вінницького національного технічного університету (довідка про впровадження від 10.09.2019 р.).

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, фотоелектрична станція, нестабільність, надійність роботи електричної мережі, локальна електрична система, потужність резерву, втрати потужності, мала гідроелектростанція, накопичувач, ємність.

ABSTRACT

Kotylko I. V. Optimization of the Co-utilization of the Divers Renewable Sources of Energy for the Enhancement of the Operation Reliability of the Electric Grids. – Qualifying Scientific Work as a Manuscript.

Dissertation for the Candidate of Science (Engineering) Degree on the Speciality 05.14.02 – «Electric Stations, Grids and Systems».– Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, 2019.

National Plan of actions in the sphere of renewable power generation up to the year 2020 envisages that the share of the renewable generation in the final energy consumption will achieve 11%.

Nowadays Ukraine demonstrates the highest in the world rates of signing contracts for the future connection of the RSE, but this creates great risks for the outdated energy system. The key factor is that according to the information of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities (NCSREPU), in the first quarter of 2018, 159.4 MW of generating capacities were put into operation – 54 objects of energy sector (2.4 times exceeds the generating capacities, put into operation during the same period of 2017). Objects of WPS and PVS represent 92% of the generation capacities, put into operation and average single capacity of the energy sector objects is 3 MW. The installed capacity of WPS and PVS in Ukraine as on the middle of 2019 totally is 3653 MW these capacities have minor impact on the electric energy balance. Their deviations from the planned generation are compensated by the power cycling.

In 2017 the number of the issued technical specifications and signed contracts with the company «Ukrenergo», regarding the connection to the high voltage grids of the objects of «green energy» increased more than 30 times by the power index, as compared with 2016. These extremely high rates and such trends remain.

According to the information of the company «Ukrenergo», for the present day the contracts on the connection to the grids of the «green energy» units of 7426 MW (WPS – 4200 MW, PVS – 3226 MW, without taking into account large

hydropower stations and pumped storage plants) were signed. However, the unified energy system (UES) can accept only up to 5000 MW of power of the solar and wind stations without the risk of disbalancing and serious changes in its structure.

System operation in the research stresses that solar power plants and wind stations from the point of view of the stable energy supply are not reliable. Deviations from the planned daily curve is more than 450 MW at the installed capacity of 1217 MW. One more specific feature, regarding the installation of the renewable sources of energy is their non-uniform distributions on the territory of Ukraine. Thus, availability of one powerful source of up to 3 MW or several less powerful up to 0.5 MW sources, connected to one substation on the distributed electric grid (DEG) give the possibility to consider DEG as the local electric system (LES).

Especially urgent for the distributed electric grids is the problem of the reliable and sustainable energy supply. According to the decision of National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities (NCSREPU) of 12.06.2018 «On the approval of the procedures of the provision of the standards of energy supply quality and consumers compensation in case of the standards inobservance», the index is determined that qualitatively characterizes the level of the electric grid reliable operation.

But taking into consideration the rates of RSE generation capacities increase, in particular PVS, it is expedient to carry out the analysis of the defined indices change in the conditions of its increase.

Unstable charter of the renewable sources of energy operation influences the operation modes of the electric grids. Instability of PVS generation is compensated by the power, supplied to DEG from the energy system. That is why, the conditions of DEG mode balancing influence the operation modes of electric energy system. In present conditions the centralized system of energy supply is responsible for the balance provision. However, changes in the mechanism of the energy market of Ukraine operation gradually take place, these changes make the

owners of RSE work according to the preset schedule, in particular, introduction of penalties for inobservance of the contracted daily generation schedule. For the operation according to the preset schedule, first of all, it is necessary to study the potential possibilities of the generation sources regarding the coverage of the load curve.

On the base of the statistic generation data, if the power plant operates, or on the base of the forecast data of energy generation if the power plant is not put into operation, the output information for the determination of the reserve power which must be maintained to provide the balance reliability of DEG or determination of the storage capacity, can be obtained.

The problem of determining the optimal capacity of the drive is complicated by the fact that, first, when solving it, it is necessary to take into account not only its life cycle but the number of charge / discharge cycles; third, to control the depth of discharge parameter. To date, the further increase of renewable energy sources is impossible without the use of balancing tools, and since the specificity of generating renewable energy sources is dispersed throughout the territory of Ukraine, so the storage also needs to be installed directly near the imbalance sources. However, as of today, the cost of the drive is quite high, so it would be advisable to calculate its technical and economic characteristics for a group of stations in one region, or connected to a single substation. This approach will reduce the losses in the electricity grids and improve the quality of electricity.

In the given research new solution of the actual scientific-applied problem, aimed at the improvement of energy supply reliability can be obtained, this solution is based on the transmission of the supply from the source with the ensnared generation curve on the buses of the photovoltaic power plant and determination of the storage unit capacity for the photovoltaic power plant in the conditions of the introduction of new energy market.

The research, carried out, enabled to obtain the following results:

1. The interconnection of the electric grids operation reliability indexes, namely duration of the intervals in energy supply with the growth of RSE generation is shown.

It is established that only the selection of optimal circuit and power of the renewable sources of energy allows to obtain maximal effect as result of their operation.

2. It is suggested to use Battery energy storage system (BESS) for further generation increase of RSE. As the generation rates of RSE are rather high, co-usage of BESS and RSE will lead to the decrease of the number of thermal power plans, which have exhausted their life span. Also such systems can be used as the storage units for the maintaining of the generation schedule of PVP a day ahead. Taking into account rather high volume of capitalization of such systems, the efficiently function, that takes into consideration the expenses for the construction of SES (system of energy storage), cost of the inbalance covering and reduction of the charge/discharge cycle, was formulated.

3. Additional capital investments in the provision of the reserve of the local electric systems must be substantiated by the corresponding technical-economic calculation. Method of determination of the optimal power and capacity of the storage battery for the photovoltaic station or their groups by the criterion of the minimum corrected expenses of the station owner, this enables to compensate the instability of PVP generation process and increase the balance reliability, is developed.

Optimally determined capacity of the storage battery enables to balance the power of the station in the wide range and, correspondingly, the conditions for PVP generation according to the schedule, contracted the day before. It is shown, that the suggested method enables to obtain a number of advantages:

- reduction of the expenses of PVP owner for covering the imbalances caused by the complexity to forecast PVP generation;

- possibility to take into account the capital spendings for the installation of the storage battery while determining the imbalances of PVP generation;
- increase of the mode and balance reliability of the distribution grid, where PVP is located.

4. As the electric grids of the energy systems were designed without taking into consideration the possibilities of the connection of the distributed generation sources and considerable wear of the equipment makes impossible the connection of PVP without losses of the reliability of such grids. Proceeding from the above--mentioned, the research suggests the method of the energy supply restoration of the part of the electric grid at the expense of co-utilization of the divers RSE, in the given case PVP and small hydropower station.

Applying the given method, the intervals in energy supply can be reduced by 5% and provide the observance of the normative voltage deviations during operation of the generating equipment. The suggested approach is realised and proposed for the test operation to the company of energy supplier «Kness Energy Ltd.» (implementation certificate of 03.09.2019).

Method and the algorithm of the determination of the storage battery capacity, developed in the research, recommended for the installation at the photovoltaic power plant, are proposed for test operation to «Kness PND Center Ltd.» (implementation certificate of 20.08.2019).

The results of the dissertation research are implemented in the education process of Vinnitsia National Technical University (implementation certificate of 10.09.2019).

Key words: Renewable sources of energy, photovoltaic power plant, instability, reliability of the electric grid operation, local electric system, power of the reserve, power loss, small hydropower station, storage battery, capacity.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

[1] P. Lezhnyuk, S. Kravchuk, I. Kotylko, N. Sobchuk, and I. Hunko, «Modeling of Electrical Supply Restoration in Local Electrical Systems after Loss of Centralized Power», *Proceedings of the 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kharkiv, 2018, pp. 55-58 doi: 10.1109/IEPS.2018.8559583.

[2] S. Kravchuk, and I. Kotylko, «Matching of Renewable Source of Energy Generation Graphs and Electrical Load in Distribution Electric Grid», *2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, pp. 28-31, 2017. doi: 10.1109/YSF.2017.8126641.

[3] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко, «Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж», *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*, Харків: НТУ «ХПІ», № 45 (1321), с. 25-31, 2018. doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04.

[4] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та І. О. Прокопенко, «Оцінювання якості електропостачання в локальних електричних системах з різнотипними відновлювальними джерелами енергії», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка, Серія: Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, № 195, с. 23-25, 2018.

[5] П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, Ю. В. Малогулко, І. В. Котилко, та Л. Р. Крот, «Моделювання сумісної роботи розосереджених джерел електроенергії та централізованого електропостачання», *Вісник чернігівського національного технологічного університету. Серія: Технічні науки та технології*, № 2 (12), с. 189-195, 2018.

[6] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, та І. В. Котилко, «Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням Smart Grid технологій», *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 2 (2), с. 17-20, 2014.

[7] П. Д. Лежнюк, І. В. Котилко, та С. В. Кравчук, «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах з ВДЕ при втраті централізованого живлення», у *Матеріалах XIV Міжнародної науково-технічної конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)»*, м. Вінниця, 2018 р. [online]. Доступно : <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/22729>.

[8] І. В. Котилко, та С. В. Кравчук, «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах при втраті централізованого живлення», у *Матеріалах XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ*, м. Вінниця, 2018 р. [online]. Доступно : <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/5095>.

[9] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. С. Кульматицька, «Нормування показників надійності роботи локальних електричних систем в задачах відновлення їх електропостачання» у *Матеріалах міжнародного симпозіуму «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки»*, м. Харків, 2018 р.

[10] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, та І. В. Котилко «Самоорганізація режимів локальних електричних систем з комбінованим електропостачанням», *Енергетика та електрифікація*, 2015. – № 12. – с. 27-29.

[11] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко, «Підвищення надійності електричних мереж з використанням відновлюваних джерел енергії», у *Матеріалах XX Міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті"*, м. Київ, 2019 р. – с. 98-102.

[12] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. Б. Урода, «Підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії», у *Матеріалах міжнародного симпозіуму «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки»*, м. Харків, 2018 р.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	25
1.1 Аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України	25
1.1.1 Аналіз існуючих показників оцінювання надійності роботи електричних мереж.....	26
1.1.2. Аналіз показників якості електричної енергії мереж з ВДЕ.....	33
1.2 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на показники надійності роботи електричних мереж	35
1.3 Аналіз технічного стану електричних мереж України енергосистем з огляду на можливість приєднання ВДЕ	41
1.4 Оцінювання та підвищення надійності електропостачання електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	46
1.5 Висновки до розділу 1. Задачі наукового дослідження.....	50
РОЗДІЛ 2 БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОЕС УКРАЇНИ.....	52
2.1 Передумови нарощування темпів та обсягів впровадження відновлювальних джерел енергії в мережі ОЕС України.....	52
2.2 Розробка моделі визначення ємності накопичувача в умовах зростання генерування ФЕС	54
2.3 Оцінювання небалансів, викликаних прогнозуванням генерування ФЕС	65
2.3.1 Встановлення відповідальності за небаланси, викликані генеруванням ФЕС	66
2.3.2 Розрахунок плати за небаланси електроенергії	68
2.4 Обґрунтування ємності накопичувача для балансування групи станцій.....	71
2.5 Визначення ємності накопичувача для групи фотоелектричних станцій.....	76
2.6 Висновки до розділу 2.....	78
РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	80

3.1	Проблеми балансування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	80
3.2	Алгоритм визначення обсягів та вартостей небалансів ФЕС	84
3.3	Алгоритм визначення ємності накопичувача для групи станцій електричної мережі	87
3.4	Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж	91
3.4.1	Алгоритм відновлення електропостачання споживачі розподільних електричних мереж.....	97
3.5	Висновки до розділу 3	103
РОЗДІЛ 4 ОПТИМІЗАЦІЯ СУМІСНОГО ВИКОРИСТАННЯ РІЗНОТИПНИХ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ		104
4.1	Розрахунок відповідальності за небаланси викликані генеруванням ФЕС	106
4.2	Визначення ємності накопичувача для зменшення небалансів генерування ФЕС	112
4.3	Підвищення надійності електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	115
4.3.1	Відновлення електропостачання споживачам електричної мережі з різнотипними розосередженими джерелами генерування.....	116
4.4	Висновки до розділу 4.....	123
ВИСНОВКИ.....		125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		127
ДОДАТКИ		141
Додаток А Результати розрахунку усталеного режиму фрагмента схеми Ямпільських електричних мереж		142
Додаток Б Результати розрахунку режиму відновленого електропостачання фрагмента схеми Ямпільських електричних мереж		151
Додаток В Довідки про впровадження результатів досліджень		167
Додаток Г Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації		170

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- EUE – Expected Unserved Energy;
- LOEE – Loss of Energy Expectation;
- LOLE – Loss of Load Expectation;
- LOLP – Loss of Load Probability;
- АЕС – атомна електрична станція;
- АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювальні джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ОСР – оператор системи розподілу
- ПБН – показники балансової надійності;
- ПК – програмний комплекс;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- САЕ – систем акумулювання енергії
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ФЕС – фотоелектрична станція

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Вітроелектричні станції (ВЕС) та фотоелектричні станції (ФЕС) складають на сьогодні 92% введених потужностей, а середня одинична потужність введених в цей час об'єктів електроенергетики складає 3 МВт. Встановлена потужність ВЕС та ФЕС в Україні станом на кінець 2019 року сумарно складає 3653 МВт. Серед іншого очікується, що розбудова відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в електричних мережах може суттєво покращити їх енергоефективність – підвищити надійність, зменшити втрати електроенергії, покращити її якість. Однак генерування ВДЕ впливає на баланс електроенергії в системі, а відхилення від прогнозованого графіка генерації вимушені компенсувати маневровими потужностями.

Нестабільний характер роботи відновлювальних джерел енергії впливає на режими роботи електричних мереж. Оскільки нестабільність ВДЕ компенсується потужністю, яка надходить в РЕМ з енергосистеми, то це впливає і на режими ЕЕС. В умовах сьогодення забезпечення балансу покладено суто на централізовану систему електропостачання. Проте поступово відбуваються зміни в механізмах функціонування енергоринку України, що спонукають ВДЕ працювати за заданим графіком, зокрема введення штрафів за недотримання заявленого добового графіка генерування. Для роботи за заданим графіком потрібно дослідити потенційні можливості джерел генерування щодо покриття графіків навантаження.

Задача визначення оптимальної ємності накопичувача ускладнюється тим, що, по-перше, під час її вирішення необхідно враховувати не тільки термін його експлуатації, а й кількість циклів «заряд/розряд», по-друге, забезпечувати відповідні умови експлуатації, критично необхідно дотримуватися температурного режиму, по-третє, контролювати параметр глибини розряду (depth of discharge). На сьогоднішній день подальше нарощування відновлювальних джерел енергії неможливе без використання

засобів балансування, а оскільки специфіка генерування ВДЕ полягає в розосередженості по всій території України, то накопичувачі також необхідно встановлювати безпосередньо біля джерел небалансу.

Іншою складовою комплексного завдання інтеграції відновлювальних джерел енергії є розроблення методів підвищення надійності роботи електричних мереж зі значною мірою впровадження таких джерел. Сумісне використання різнотипних відновлювальних джерел енергії дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів мережі та зменшити обсяги недовідпущеної електроенергії.

Проблемою оптимального інтегрування відновлювальних джерел енергії в електричні мережі енергосистем активно займаються в Інституті електродинаміки НАНУ [1]–[2], Інституті відновлюваної енергетики НАНУ [3]–[6], НТУУ «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» [7]–[9], Вінницькому національному технічному університеті (ВНТУ) [10]–[14], Національному університеті біоресурсів та природокористування [15], Національному технічному університеті «Львівська політехніка» [16], Луцькому національному технічному університеті [17]–[19] та інші [20]–[26].

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетними темами «Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 0115U001120), «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 018U000206) та теми за господарчим договором з Подільським енергоконсалтингом «Програмно-апаратний комплекс прогнозування режимів функціонування фотовольтаїчних електричних станцій». Автор брала участь у виконанні вищевказаних робіт як виконавець.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення надійності

електричних мереж з різнотипними відновлювальними джерелами енергії за рахунок визначення оптимальних схем приєднання до мережі та обсягів балансувальних потужностей.

Відповідно до вказаної в роботі мети вирішуються такі основні задачі:

- аналіз існуючих показників оцінювання надійності роботи електричних мереж;

- оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на показники надійності роботи електричних мереж;

- розроблення методу підвищення надійності електропостачання, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини фотоелектричної станції;

- обґрунтування граничних потужностей приєднання відновлювальних джерел енергії, з огляду на забезпечення балансової надійності електричних мереж;

- розробка методу та обґрунтування ємності накопичувача для фотоелектричної станції в умовах впровадження нового ринку електричної енергії;

- визначення обсягів витрат власників відновлювальних джерел енергії на покриття штрафів за небаланси, що викликані неточністю прогнозування;

- виконання алгоритмічної реалізації розроблених методів та перевірка їх ефективності.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є режими роботи електричних мереж з різнотипними відновлювальними джерелами енергії.

Предметом дослідження є методи та засоби підвищення надійності роботи електричних мереж з різнотипними відновлювальними джерелами енергії.

Методи дослідження. Для розроблення методів визначення оптимальної встановленої потужності та оптимізації режимів генерування ВДЕ в локальній електричній системі використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації

використано для аналізу результатів розрахунків. Методи лінійного та нелінійного програмування застосовано для формування алгоритмів пошуку оптимальних розв'язків поставлених задач. Усталені режими моделюються та аналізуються з використанням методу вузлових напруг. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу режимів ВДЕ та їх впливу на режими роботи ЛЕС, а також формування алгоритмів оптимізації транспортування електроенергії в ЛЕС використовувалися: матрична алгебра, теорія графів, декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що:

- вперше запропоновано метод підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж з різнотипними відновлювальними джерелами енергії, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини фотоелектричної станції;

- вдосконалено метод визначення ємності накопичувача енергії фотоелектричної станції для покриття небалансів з застосуванням нейро-нечіткого моделювання, що дозволяє зменшити неточність прогнозування графіка генерування на добу наперед;

- на основі аналізу сумарних графіків генерування та навантаження в ОЕС України встановлено залежності зменшення теплової генерації та нарощування потужностей систем акумулювання енергії для збільшення частки фотоелектричних станцій в загальному балансі потужностей.

Практичне значення отриманих результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі результатів виконаних досліджень розв'язана задача підвищення надійності електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії, що полягає у визначенні оптимальних схем приєднання до мережі та обсягів балансувальних потужностей.

За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено метод відновлення електропостачання споживачів електричної мережі та виконано його алгоритмічну реалізацію, що дозволяє покращити показник середньої тривалості перерв в електропостачанні. Використовуючи даний метод, можна

досягти зменшення перерв в електропостачанні на 5%, а також забезпечити дотримання нормативних відхилень напруги в процесі генерування електроенергії. Запропонований підхід реалізовано та передано для дослідної експлуатації в ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» (довідка про впровадження від 03.09.2019 р.). Розроблені у роботі метод та алгоритм визначення ємності накопичувача, що рекомендується для встановлення на фотоелектричні станції, передано для дослідної експлуатації до ТОВ «НЕСС РНД ЦЕНТР» (довідка про впровадження від 20.08.2019 р.). Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальний процес Вінницького національного технічного університету (довідка про впровадження від 10.09.2019 р.).

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковані у співавторстві, внесок автора такий. В [27] запропоновано метод та у [28] алгоритм підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж з різнотипними РДЕ, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини фотоелектричної станції. В [29] запропоновано алгоритм методу відновлення електропостачання споживачів розподільних електричних мереж та виконано оцінювання якості електропостачання електричних мереж з розосередженим генеруванням. В [30] проведено оцінювання впливу генерування розосереджених джерел енергії на надійність роботи електричних мереж, розглянуто основні показники надійності роботи електричної мережі. Проведено моделювання сумісної роботи різнотипних розосереджених джерел генерування з огляду на можливість підвищення надійності роботи електричної мережі в [31]. В [32] запропоновано метод оптимізації режимів електричних мереж, а у [33] проаналізовано вплив генерування фотоелектричних станцій на перехідні режими роботи електромереж з ВДЕ. Проаналізовано показники оцінювання надійності роботи електричних мереж зі значною часткою генерування відновлювальних джерел енергії [34], а в [35] їх пронормовано. В [36] запропоновано метод самоорганізації режимів

електричних мереж. Метод оцінювання надійності електропостачання розглянуто в [37], а в [38] – метод підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [27]–[38], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

XX Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювальна енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2018 р.);

IV Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками ОКЕУ-2017» (м. Вінниця, 2018 р.);

XIV Міжнародній конференції «Контроль і управління в складних системах» (м. Вінниця, 2018 р.);

VII Міжнародній науково-технічній конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах» (м. Луцьк, 2018 р.);

V Науково-практичній конференції «Сучасні методи аналізу усталених режимів електричних мереж та стійкості електроенергетичних систем. Новітні досягнення у проведенні тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу» (Славське, 2018 р.);

2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems;

IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering;

XX Jubilee International Conference 2019 «Computational Problems of Electrical Engineering»;

Міжнародному симпозиумі «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» SIEMA 2018.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 12

робіт, з яких 6 статей у наукових фахових виданнях, з них стаття 1 проіндексована в базі даних Scopus та 1 стаття у міжнародному періодичному виданні, 6 публікацій у збірниках матеріалів міжнародних науково-технічних конференцій.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (108 найменувань) і 4 додатків. Основний зміст викладено на 109 сторінках друкованого тексту, містить 48 рисунків, 10 таблиць. Загальний обсяг роботи – 172 сторінки.

РОЗДІЛ 1

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України

Нарощування обсягів відновлювальних джерел енергії є стратегічною ціллю держави [39]. На разі в Україні ще не до кінця сформовано нормативне поле, згідно з яким мають функціонувати відновлювальні джерела електроенергії, зокрема фотоелектричні станції. Проте, враховуючи динаміку зростання ВДЕ в електричних мережах та фінансову зацікавленість всіх гравців ринку електричної енергії, ведуться роботи з розроблення нових нормативних актів, що враховують специфіку генерування ВДЕ при забезпеченні належного рівня функціонування ОЕС України [40]–[42].

Станом на кінець 2018 року в Україні діє закон «Про ринок електричної енергії» [43], серед особливостей якого можна виділити формування нової структури його функціонування (рис. 1.1).

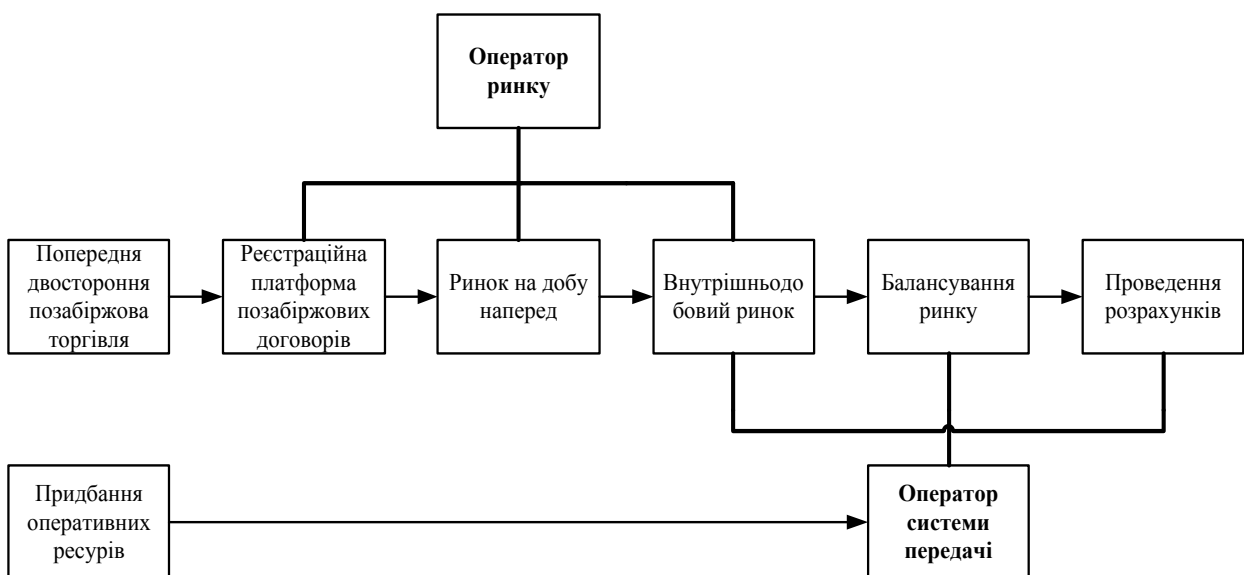


Рисунок 1.1 – Структура функціонування ринку електричної енергії України

Закон [43] передбачає дотримання учасниками ринку, якими є енергогенерувальні компанії та власники джерел негарантованої потужності (також ВДЕ), енергопостачальні компанії, кінцеві споживачі електричної енергії, правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, кодексу системи передачі, кодексу систем розподілу, кодексу комерційного обліку, правил роздрібного ринку, інших нормативно-правових актів і нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та умов договорів, що укладаються на цьому ринку.

Регулятор визначає перелік показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання [44], комерційної якості надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якість електричної енергії. Він затверджує їх значення, а також порядок компенсації за недотримання показників якості електропостачання та розмір компенсації.

1.1.1 Аналіз існуючих показників оцінювання надійності роботи електричних мереж

Згідно зі стандартом IEEE 1366-2012 та Постановою НКРЕКП «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 рік» визначено основні показники надійності роботи електричних мереж, також і з відновлювальними джерелами енергії, що характеризують кількісно та якісно перерви в електропостачанні.

Класифікація переривань в електропостачанні згідно з ДСТУ EN 50160:2014:

- а) заплановані, коли споживача заздалегідь інформують про них;
- б) аварійні, які спричинено тривалими чи короткочасними короткими замиканнями, які найчастіше є наслідками зовнішніх подій, виходу з ладу обладнання чи стороннього втручання в його роботу. Випадкові перериви класифікують як:

- 1) довгі переривання (довше ніж три хвилини);
- 2) короткочасні переривання (включно до трьох хвилин).

Для них введені такі показники.

– System Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T}, \quad (1.1)$$

де N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– System Average Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}, \quad (1.2)$$

де r_i – час відновлення електропостачання,

N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Customer Average Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов окремих споживачів

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i}, \quad (1.3)$$

де r_i – час відновлення електропостачання,

N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період.

– Customer Total Average Interruption Duration Index / Показник кількості споживачів, що мають перерви в електропостачанні

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN}, \quad (1.4)$$

де r_i – час відновлення електропостачання,

N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період,

CN – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітного періоду.

– Customer Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN}, \quad (1.5)$$

де N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період,

CN – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітного періоду.

Average Service Availability Index / Показник готовності надання послуг

$$ASAI = \frac{N_T \times N_h - \sum r_i N_i}{N_T \times N_h}, \quad (1.6)$$

де r_i – час відновлення електропостачання,

N_i – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітний період,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі,

N_h – у невисокосний рік 8760 годин та 8784 у високосний.

– Customers Experiencing Multiple Interruptions / Кількість споживачів, що мають багатократні перерви в електропостачанні

$$CEMI = \frac{CN_{(k>n)}}{N_T}, \quad (1.7)$$

де N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі,

CN – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітнього періоду,

k – кількість перерв живлення споживача за звітний період,

n – загальна кількість споживачів електричної мережі, що аналізується.

– Average System Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов по навантаженню

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T}, \quad (1.8)$$

де L_i – підключене навантаження кВА переривається для кожної події переривання,

L_T – загальне підключене надаване навантаження кВА.

– Average System Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}, \quad (1.9)$$

де r_i – час відновлення електропостачання,

L_i – підключене навантаження кВА переривається для кожної події переривання, L_T – загальне підключене надаване навантаження кВА.

– Momentary Average Interruption Frequency Index / Показник частоти короткочасних відмов

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T}, \quad (1.10)$$

де IM_i – кількість споживачів, в яких відбулась короткострокова перерва в електропостачанні,

N_{mi} – кількість споживачів, в яких відбулось переривання в електропостачанні за кожну аварію в електричній мережі,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Momentary Average Interruption Event Frequency Index / Показник подій, що спричинили короткочасні відмови

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E N_{mi}}{N_T}, \quad (1.11)$$

де IM_E – кількість споживачів, в електричній мережі яких відбулась короткострокова аварія, що призвела до їх відключення,

N_{mi} – кількість споживачів, в яких відбулось переривання в електропостачанні при кожній аварії в електричній мережі,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events / Кількість споживачів що одночасно мають тривалі та короткочасні відмови

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k>n)}}{N_T}, \quad (1.12)$$

де $CNT_{(k>n)}$ – загальна кількість споживачів, в яких було більше, ніж n довгострокових та короткострокових перерв в електропостачанні,

N_T – загальна кількість споживачів в електричній мережі,

k – кількість перерв живлення споживача за звітний періоді,

n – загальна кількість споживачів аналізованої електричної мережі.

– Loss of Load Probability / Імовірність втрати навантаження

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (1.13)$$

де $Q_i = 1/T$ – ймовірність ступені графіка навантаження,

p_{ik} – ймовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів,

$\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей.

– Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії, кВт год (далі – ENS) розраховується за формулою (1.14) як добуток кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800}, \quad (1.14)$$

де z_l – ознака рівня напруги та відповідності території,

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2 \dots k$, $n_i^{z_l}$ – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території,

t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні,

Q^{zi} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z_l -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год,

43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвиликах.

У нормальних робочих умовах річна частоти переривань напруги, що перевищують три хвилини, суттєво різняться в різних регіонах. Ця різниця має місце, окрім інших чинників, унаслідок відмінностей у побудові систем (тобто кабельні або повітряні лінії), у навколишньому середовищі та в кліматичних умовах. Щоб отримати інформацію про очікувані події, потрібно консультиватися з оператором локальної мережі. У різних країнах існує національна статистика щодо переривань, яка містить орієнтовні значення. Підсумковий звіт щодо якості напруги, виданий Радою Європейських органів регулювання в енергетиці (CEER), містить певну статистику у деяких європейських країнах і огляд відповідних стандартів, що регламентують тривалі переривання. Під час порівняння статистичних даних щодо тривалих переривань необхідно враховувати принципи узагальнення статистики подій.

Розглянуті показники надійності електропостачання (1.1–1.14) дозволяють характеризувати одну зі складових частин якості електропостачання. Однак таких показників досить багато і розбіжності між ними часто залежать від одиниць вимірювання, звітного періоду (хвилини або години) або обчислення одного показника. Наприклад, SAIDI дозволяє говорити про відповідність нормативу показника середньої тривалості відмов окремих споживачів (CAIDI, STAIDI) та показника середньої тривалості відмов (ASIDI). А аналіз показника SAIFI дає базову інформацію про показники середньої частоти відмов (ASIFI та CAIFI) і т. д.

Виходячи з цього, пропонується використання лише основних показників надійності (ПН) – SAIFI, SAIDI, ENS, MAIFI. В разі необхідності можна також скористатися показниками експлуатаційної готовності

(ASAI) та експлуатаційного простою обладнання (ASUI) . Використання даних показників для оцінювання надійності роботи локальних електричних систем як складових електричних мереж обумовлено ще і тим, що показники ASAI та ASUI дозволяють оцінити збитки власників станції на базі ВДЕ.

1.1.2 Аналіз показників якості електричної енергії мереж з ВДЕ

Для дотримання вимог із забезпечення якості електричної енергії, а саме: відхилення напруги відповідно до чинного нормативу ДСТУ EN 50160:2014, $\pm 5\%$ та коефіцієнтів гармонік напруги і струму (THD-F, THD-R) було проаналізовано шляхи їх оцінювання.

Згідно з [45]–[49], напруга гармоніки – синусоїдальна напруга з частотою, яка пропорційна (з цілим множником) основній частоті напруги електропостачання.

Напруги гармонік можуть бути оцінені:

– індивідуально через відносну амплітуду напруги окремої гармоніки (U_h), віднесеної до напруги основного складника U_1 , де h – це порядок гармоніки;

– інтегрально, наприклад, через сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень (СКГС) THD, який обчислюють за формулою

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}. \quad (1.15)$$

Напруги гармонік електропостачання спричинено, в основному, нелінійними навантаженнями споживачів, підключених до мереж електропостачання всіх рівнів напруги (табл. 1.1). Електричні струми гармонік, які протікають через опір мережі, збільшують величини напруг гармонік.

Оцінювання рівнів гармонічної складової синусоїди напруги для різних класів напруг відрізняється.

Таблиця 1.1 – Класифікація рівнів напруги в точці комерційного обліку електроенергії

Рівень напруги	Напруга (U_{Π})
4 (надвисока)	$U_{\Pi} > 154 \text{ кВ}$
3 (висока)	$35 \text{ кВ} \leq U_{\Pi} \leq 154 \text{ кВ}$
2 (середня)	$1 \text{ кВ} < U_{\Pi} < 35 \text{ кВ}$
1 (низька)	$U_{\Pi} \leq 1 \text{ кВ}$

Рівень напруги як характеристики точки комерційного обліку (ТКО) встановлюється відповідно до [50], залежно від значень номінальної напруги « U_{Π} » у точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів – у точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), до якої належить ТКО.

За нормальних робочих умов протягом кожного тижневого періоду 95% середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-ти хвилинному проміжку, мають бути меншими чи такими, що дорівнюють значенням, які наведено в таблиці 1.2. Резонанси можуть спричинювати вищі напруги окремих гармонік. Окрім того, СКГС напруги електропостачання (враховуючи всі гармоніки до 40-ої включно) мають бути меншими чи такими, що дорівнюють 8%.

Величини напруг окремих гармонік для електричних мереж низького і середнього класу напруги (табл. 1.2) ідентичні. Проте під час розрахунку потрібно брати різну номінальну напругу для різних мереж.

Резонанси можуть спричинювати вищі напруги окремих гармонік. При цьому частина характеристик гармонічних складових вищих порядків ще знаходяться на доопрацюванні:

1. Норми для кожної окремої гармоніки – на розгляді;
2. Норма для СКГС напруги електропостачання (враховуючи всі гармоніки до 40-ої включно) – на розгляді;
3. Обмеження порядку гармонік до 40-ої є загальноприйнятим. Для отримання необхідної точності вимірювання потрібно використовувати

відповідний тип трансформатора напруги, особливо під час вимірювання гармонік високих порядків.

Таблиця 1.2 – Величини напруг окремих гармонік до 25-го порядку в точках приєднання, у відсотках від напруги основного складника U_1

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
Не кратні 3		Кратні 3			
Порядок h	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок h	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок H	Відносна амплітуда $U_h, \%$
5	6	3	5	2	2.0
7	5	9	1,5	4	1.0
11	3.5	15	0.5	6,8...24	0.5
13	3	21	0.5		
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

У випадку виявлення скарг норми на гармоніки в мережах високої напруги (ВН) встановлюють, орієнтуючись на норми для середньої напруги (СН), коригуючи їх на величину D згідно з наведеною нижче формулою

$$\text{Норма ВН} = \text{Норма СН} - D.$$

Якщо ухвалюють нормативні документи, в яких встановлено нижчі, ніж наведені рівні гармонік, то величину D погоджують між собою оператор мережі високої напруги та підключений споживач.

1.2 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на показники надійності роботи електричних мереж

Збільшення частки генерування відновлювальних джерел енергії, для прикладу аналізуються ті, що мають найбільший приріст потужності, а саме: вітрові (ВЕС) та фотоелектричні станції (рис. 1.2). Виходячи з даних

статистики, збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії, активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, потенційно і реально може призвести до підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж (рис. 1.3).

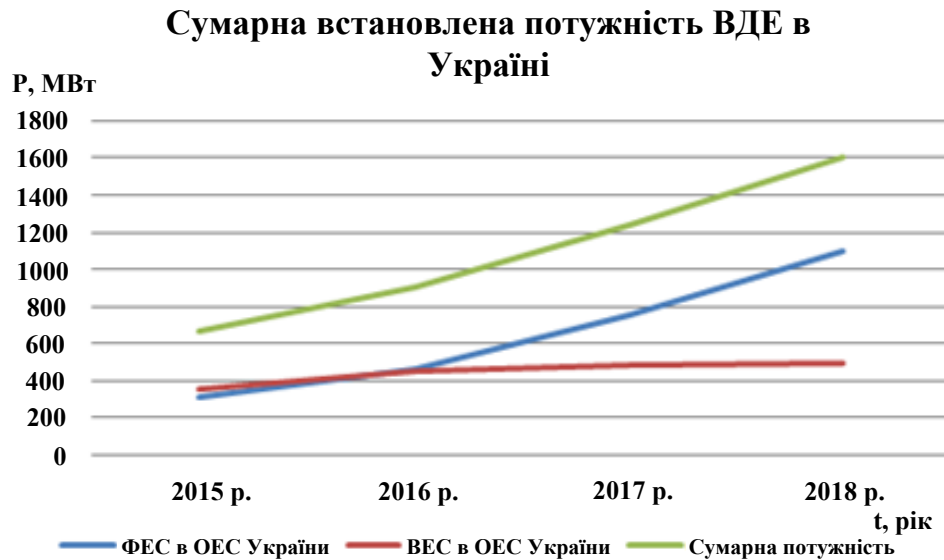
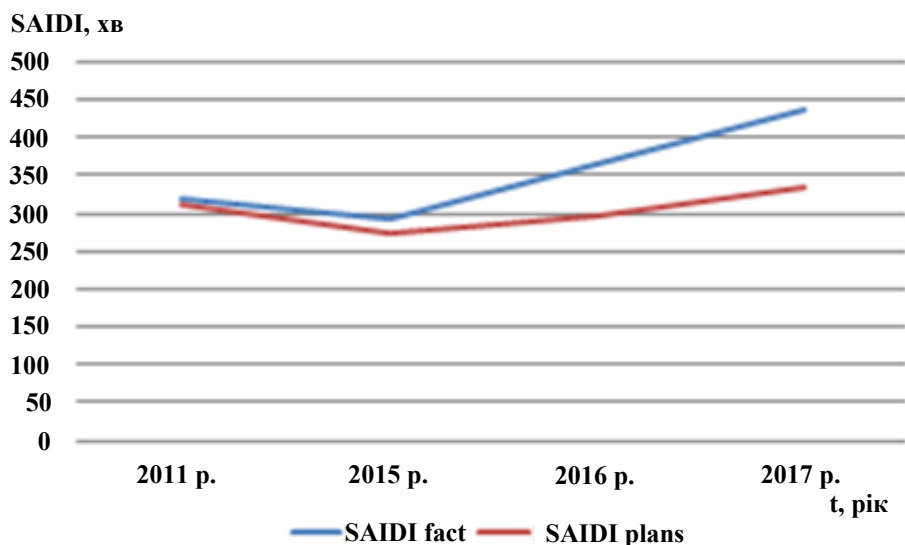


Рисунок 1.2 – Динаміка зміни потужності генерування відновлювальних джерел енергії в ОЕС України

Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України і, в свою чергу, досить важко оцінити їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. Проте аналіз показника SAIDI для енергопостачальних компаній ОЕС України (табл. 1.3) дає змогу це зробити.



а)

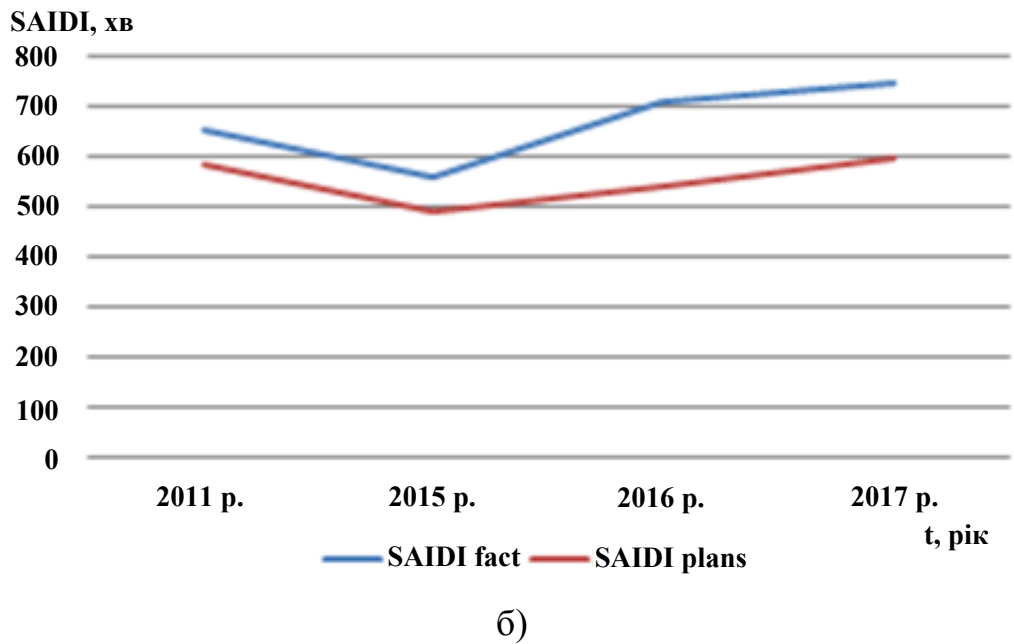


Рисунок 1.3 – Зміна цільового запланованого показника SAIDI (червона крива) та фактичного (синя крива) для а) міських електричних мереж, б) сільських електромереж ОЕС України

При цьому, суттєву роль відіграє технічний стан електричних мереж, до яких під'єднуються ВДЕ, оскільки поява джерела генерування поблизу споживача має призводити до розвантаження електричної мережі та позитивно впливати як на режимні параметри її роботи, так і на надійнісні характеристики. Тому проаналізовано темпи збільшення генерування ВДЕ в розрізі кожної енергопостачальної компанії.

Детальний аналіз кожного оператора систем розподілу, в розрізі збільшення генерування ВДЕ, дозволяє визначити кореляцію зміни цільових показників надійності роботи розподільних електричних мереж. Потенційно, генерування ВДЕ призводить до покращення техніко-економічних показників її роботи, але це залежить від місця встановлення джерела розосередженого генерування та його потужності, схеми приєднання та доцільності встановлення при забезпеченні локального споживання.

Таблиця 1.3 – Індекси середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) за 2015–2017 р.

Ч.ч.	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	SAIDI на рівнях напруги 0,4–20 кВ для міських населених пунктів, хв.						SAIDI на рівнях напруги 0,4–20 кВ для сільських населених пунктів, хв.							
		2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015– 2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*	2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015– 2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	371,4	390,5	413,9	391,9	409	358	362	416,2	443,3	360,8	406,8	497	424	393
2	ПРАТ «Волиньобленерго»	390,6	295,8	589,5	425,3	349	323	391	1 149,10	938,3	1553,8	1213,7	929	897	1099
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	509	424,5	380,7	438,1	384	413	402	991,2	777,7	653,8	807,6	645	745	744
4	ПАТ « ДТЕК Донецькобленерго»***	934,9	1212,2	1204,0	1117,0	820	999	996	1378,6	2160,4	2235,8	1934,9	1169	1543	1731
5	ПРАТ «ЕК «Житомиробленерго»	282,2	262,6	342,0	295,6	333	262	277	603,9	543,1	574,3	573,8	589	543	540
6	ПРАТ «Закарпаттяобленерго»	426,1	474,6	512,9	471,2	438	417	431	842,5	1014,3	1433,9	1096,9	765	826	997
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	236,2	352,1	261,0	283,1	184	242	267	97,1	754,3	420,3	423,9	300	307	408
8	ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі»	152,3	162,8	153,4	156,2	227	165	155	361,7	120,2	5,8	162,6	494	377	163
9	ПРАТ «Кіровоградобленерго»	347,1	368,2	300,0	338,4	436	378	315	739	722,6	717,9	726,5	820	722	673
10	ПРАТ «Кіровоградобленерго»	325,2	528,8	423,2	425,7	319	356	391	843,8	1185,4	1114,9	1048,0	863	903	955
11	ТОВ Луганське енергетичне об'єднання***	88,6	382,7	598,1	356,5	150	193	331	156	298,6	808,7	421,1	300	209	406
12	ПРАТ «Львівобленерго»	473,8	496,4	520,6	496,9	485	429	454	1486,5	1462,9	1594,6	1514,7	1614	1305	1363
13	АТ «Миколаївобленерго»	529,7	564,6	524,0	539,4	505	513	491	926,5	1 106,0	940,8	991,1	941	982	905
14	АТ «Одесаобленерго»	838,8	1332,3	1196,4	1122,5	706	896	1001	958,6	1953,0	1783,5	1565,0	770	1157	1407
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	394,8	472,8	419,8	429,1	348	384	394	1047,6	1276,1	1098,6	1140,8	903	998	1036
16	ПРАТ «Прикарпаттяобленерго»	406,2	364,7	357,3	376,1	386	358	248	1314,6	1240,7	1030,6	1195,3	1078	1096	1083
17	ПРАТ «Рівнеобленерго»	304,4	230,3	195,3	243,3	329	270	232	856,1	661,4	593,7	703,7	737	710	653
18	ПАТ «Сумобленерго»	259,5	336,8	311,0	302,4	167	231	283	558,6	903,5	799,4	153,8	311	525	697
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	199	489,1	329,8	339,3	230	276	315	421,4	1129,3	776,0	775,6	461	615	716
20	АК «Харківобленерго»	369,1	330,6	562,4	420,7	212	279	387	1056,7	594,8	1129,5	927,0	412	578	849
21	АТ «Херсонобленерго»	833,2	655,6	621,1	703,3	617	674	634	936,1	987,5	900,8	941,5	765	902	861
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	139,8	592,1	604,8	445,6	150	261	409	353,6	1380,3	1502,4	1078,8	300	600	981
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	216,8	272,4	267,5	252,2	205	225	239	533,8	507,9	904,1	648,6	512	489	605
24	АТ «Чернівціобленерго»	105,6	207,2	329,6	214,1	150	143	206	194,7	458,5	685,1	446,1	300	260	428

Ч.ч.	Ліцензії з розподілу електричної енергії	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для міських населених пунктів, хв.						SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для сільських населених пунктів, хв.							
		2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*	2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*
25	ПАТ «Чернігoblенерго»	181,7	252,7	257,5	230,6	179	192	221	318	388,9	385,4	364,1	368	329	356
26	ДПЕМ ПраТ «Атомсервіс»	41,6	56,2	68,4	55,4	73	60	55	0	5,3	0	1,8	125	115	2
27	ДП «Регіональніелектричні мережі»***	561,3	148,8	278,0	329,4	372	339	307	0	628,7	666,3	431,7	0	210	415
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енергоугілля»	53,3	236,2	496,9	262,1	42	107	248	0	0,0	0	0	0	0	0
29	ТОВ НВП «Енергія-Новоарівськ»	149,6	349,1	304,6	267,8	231	275	253	223,8	70,6	108,6	134,3	91	117	134
30	ТОВ «Енергія-НовийРозділ»	3,4	1,8	2,3	2,5	11	10	3	0	0,0	0	0	0	0	0
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»	0	0,5	0,0	0,2	1	1	1	-	-	-	-	0	0	0
32	ПАТ «Укрзалізниця»***	176	260,2	211,1	215,8	117	176	208	206	371,0	258,6	278,5	191	258	279
33	ПраТ «ПЕМ «ЦЕК»	143,3	196,1	256,3	198,6	154	177	193	2,8	9,4	47,3	19,8	62	33	20
34	КП «Міські електричні мережі»	15,6	11,9	23,3	16,9	61	48	17	389,1	0,0	615,5	334,9	257	270	331
35	ТОВ «Загоцькі електричні мережі»	0	0,0	2087,4	695,8	74	47	628	0	0,0	0	0	0	0	0
36	Сумарний середній показник SAIDI	299	363	440	367	282	299	336	570	709	756	661	502	544	607

* – пропонувані цільові показники SAIDI на 2018 рік.

*** – показники SAIDI розраховані для підрозділів, що знаходяться на контрольованій території. Фактичні дані за попередні періоди – лише для підрозділів, які на даний момент територіально знаходяться на контрольованій території.

**** – середньозважені показники SAIDI для 6-ти залізниць .

Серед інших виділено АТ «Вінницяобленерго» (рис. 1.4), оскільки в ньому, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС у відсотковому співвідношенні майже аналогічний з приростом потужності генерування ОЕС України. Але аналізується лише генерування ФЕС, тому що карта вітрового потенціалу для цього регіону малоперспективна.

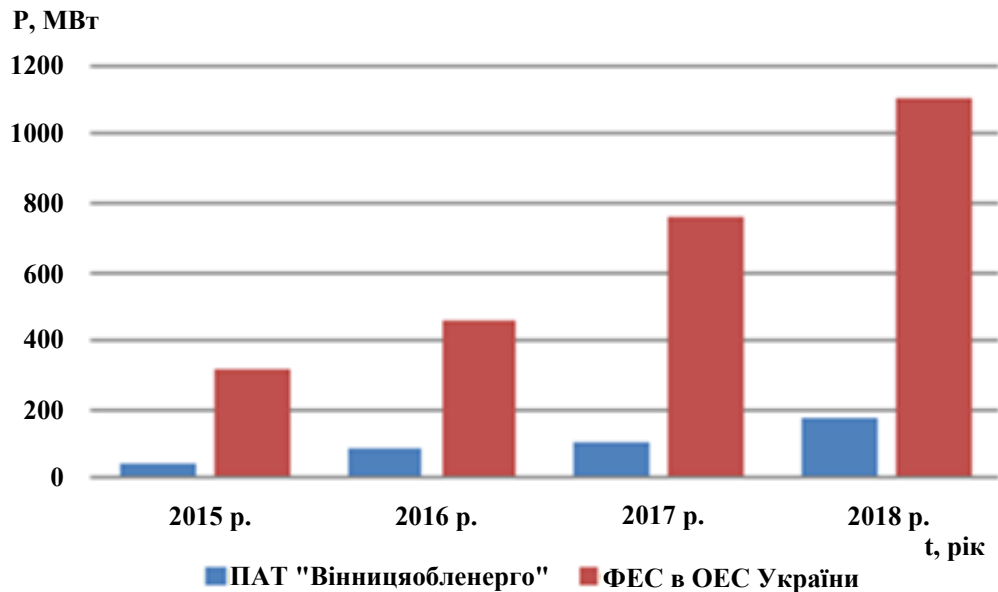


Рисунок 1.4 – Темпи збільшення генерування ФЕС в ПАТ «Вінницяобленерго» та ОЕС України

Достатній рівень технічного оснащення дозволяє розкрити потенціал відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах (рис. 1.5).

Аналіз залежностей на рисунках (1.3) та (1.5) дозволяє зробити висновок, що досягти максимального ефекту від впровадження відновлювальних джерел енергії, з огляду на можливість забезпечення нормативних показників надійності (безперебійності) електропостачання, можна досягти, враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

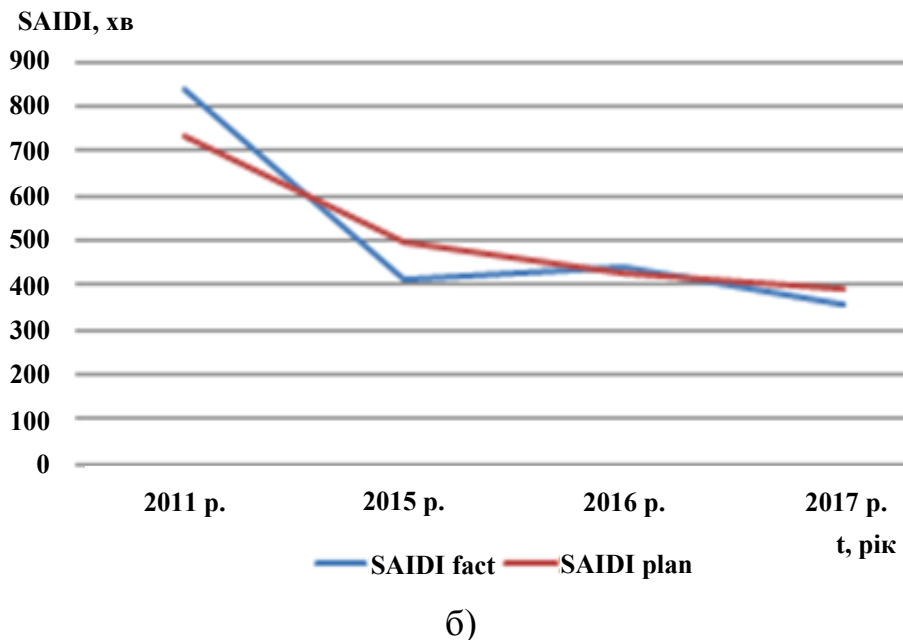
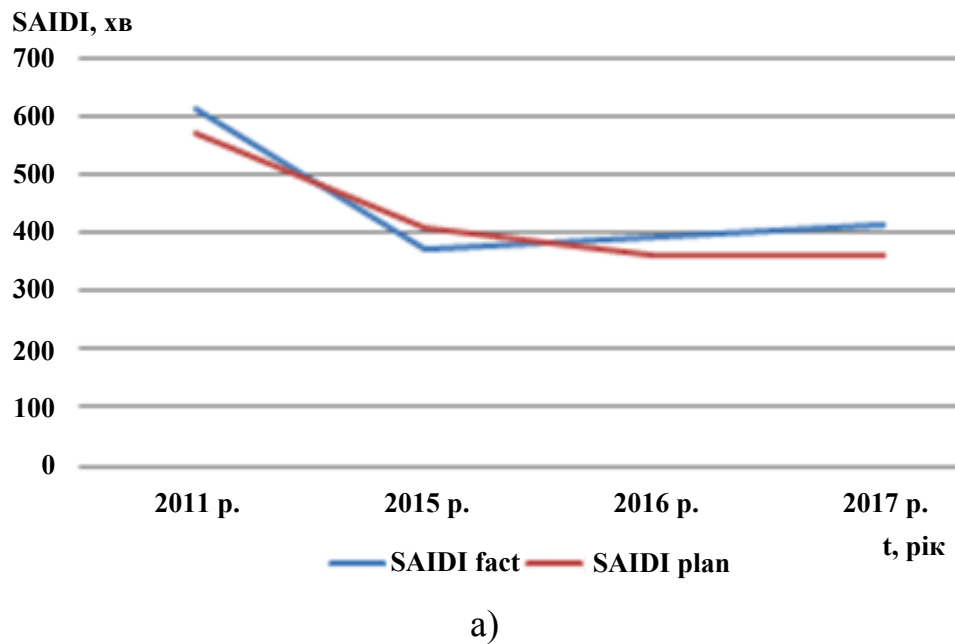


Рисунок 1.5 – Зміна цільового запланованого показника SAIDI (червона крива) та фактичного (синя крива) для а) міських електричних мереж, б) сільських електромереж ПАТ «Вінницяобленерго»

1.3 Аналіз технічного стану електричних мереж України енергосистем з огляду на можливість приєднання ВДЕ

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується такими показниками [51]: понад 6,6% ліній електропередач напругою

35–110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередач напругою 0,4–10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних витрат на технічне обслуговування та ремонт, які постійно зростають. Близько 22,3% трансформаторів напругою 35–110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни.

Фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18% внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі великих і найбільших міст вимагають збільшення пропускної спроможності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

Стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4–110 (150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35–110 (150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4–110 (150) кВ, кількість підстанцій 35–110 (150) кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4–110 (150) кВ. Серед ЛЕП 0,4–10 (6) кВ кількість КЛ 0,4–10 (6) кВ становить 9,7%.

Аналіз технічного стану електричних мереж свідчить про значну міру морального та фізичного зносу її елементів, що також зменшує надійність електропостачання споживачів, приносить додаткові збитки енергопостачальним і генерувальним компаніям.

Що стосується довжини ліній електропередавання та терміну їх експлуатації станом на 31.12.2017, то такі показники наведені в табл. 1.4 [52].

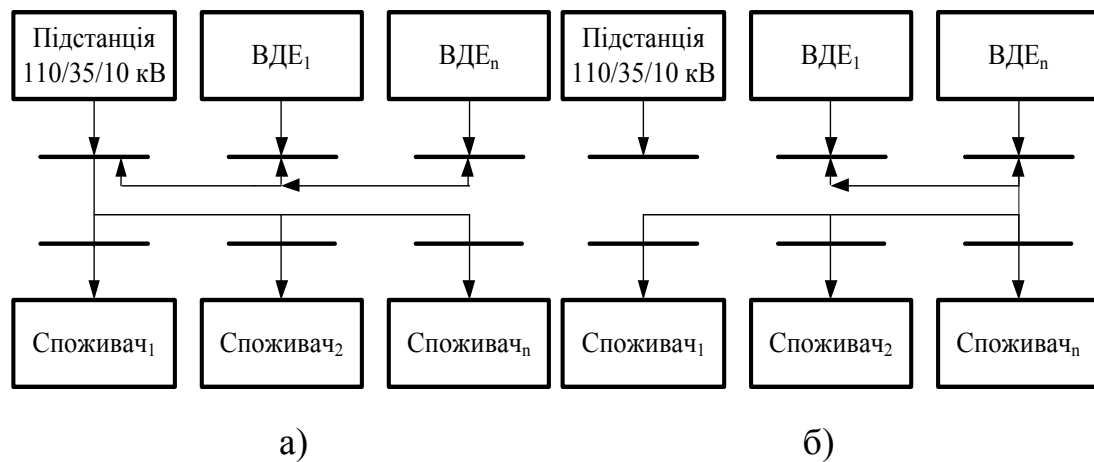
Аналіз типових схем приєднання ВДЕ до мереж показує, що їх підключення відбувається до підстанцій 110/35/10 кВ і досить рідко – до вищих класів напруги.

Таблиця 1.4 – Довжина та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги

Клас напруги	Всього, км		З них знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по колах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
800 кВ	98,540	98,540	–	–	–	98,540
750 кВ	4595,111	4595,111	692,650	2380,272	2313,070	1316,671
500 кВ	374,760	374,760	38,100	–	159,600	177,060
400 кВ	338,950	338,950	–	–	–	338,950
330 кВ	12972,379	13536,732	1396,846	435,848	2282,108	9421,930
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628	14,695	379,942	3402,700
110 кВ	448,728	549,780	52,730	20,500	40,505	436,045
35 кВ	112,441	114,051	21,318	12,530	17,400	62,803
Разом:	21960,294	23583,889	2380,272	756,293	5192,625	15254,699

Наведені в таблиці 1.4 дані показують, що більша частина мереж 35–110 кВ морально та фізично застаріла і перебуває в експлуатації більше 40 років. Виходячи з цього, можливі ситуації, коли при пошкодженні таких ЛЕП втрачається централізоване електропостачання споживачів ТП 110/35/10 кВ і унеможлиблюється генерування ВДЕ, оскільки їх генерування залежить від рівня напруги та частоти точки, де вони приєднані.

Розглянемо декілька основних способів живлення споживачів ЛЕС (рис. 1.6).



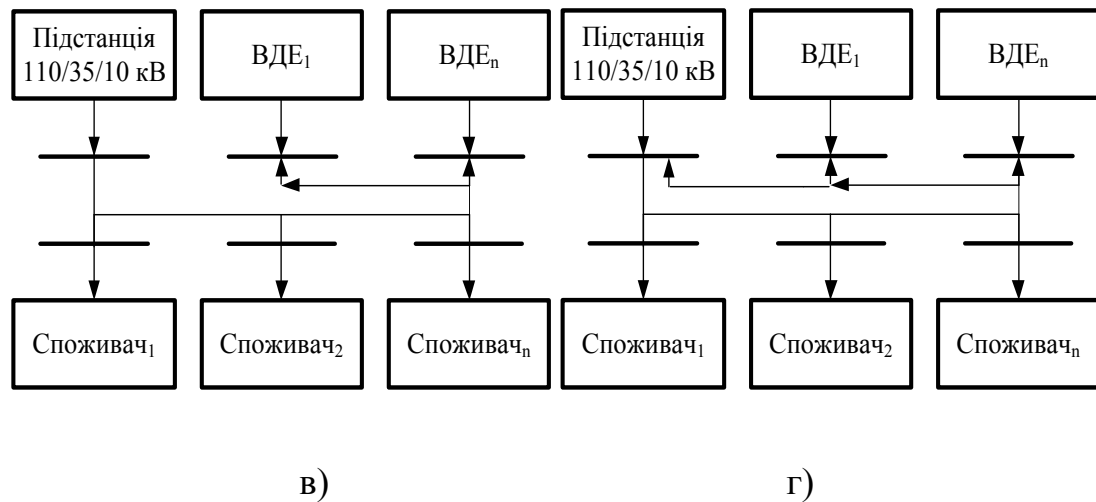


Рисунок 1.6 – Способи живлення споживачів ЛЕС:

а) коли генерована потужність ВДЕ подається на шини підстанції 110/35/10кВ і від неї окремою лінією живляться споживачі, б) потужність від ВДЕ напряму подається споживачам ЛЕС, в) споживачі ЛЕС живляться одночасно і від ВДЕ і від підстанції, г) в разі надлишку потужності ВДЕ після задоволення потреб в електроенергії споживачів ЛЕС потужність передається на підстанції 110/35/10кВ

Запропоновані схеми електропостачання (рис. 1.6) допускають можливість функціонування режимів, в яких локальна електрична система буде працювати в режимі енергоострова [53]–[56]. Виникнення такого режиму можливе за наявності різнотипних РДЕ, графік роботи яких не залежить від наявності централізованого електропостачання (малі гідроелектростанції, когенераційні установки) та наявності джерел типу ФЕС та ВЕС, які використовують інверторне обладнання, що «ведеться» мережею.

Імовірність виникнення такого режиму залежить від технічного стану електричних мереж енергосистем. Інформація про термін експлуатації електричних мереж в розрізі кожної енергосистеми наведена в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги в електроенергетичних системах

ЕС	Всього, км		З них знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по колах	до 25	25–30	30–40	Більше 40
Дніпровська	4577,687	4956,897	394,998	577,98	775,933	3207,982
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	11,459	298,377	1432,307
Західна	3418,860	3796,360	208,310	87,000	958,280	2542,770
Кримська	1274,823	1311,115	150,626	0,000	160,680	999,809
Південна	2581,818	2650,972	645,731	0,000	873,326	1131,915
Південно – Західна	2259,870	2263,400	229,540	46,820	502,060	1484,980
Північна	3618,707	3852,736	150,181	12,530	964,889	2725,136
Центральна	2882,480	2895,810	486,430	20,500	659,080	1729,800
Разом по ОЕС:	21960,29	23583,889	2380,272	756,293	5192,625	15254,699

Аналіз сумарного показника терміну експлуатації електричних мереж по ОЕС України (рис. 1.7) показав, що 65% електричних мереж експлуатується понад 40 років.

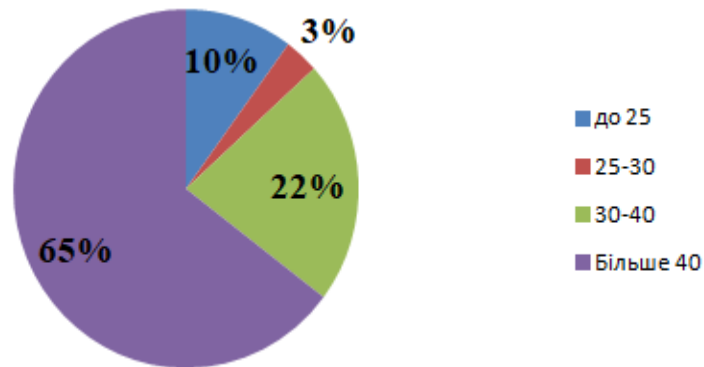


Рисунок 1.7 – Аналіз терміну експлуатації електричних мереж електроенергетичних систем

Тому доцільно було б використати відновлювальні джерела енергії для підвищення надійності електропостачання споживачів електричної енергії.

1.4 Оцінювання та підвищення надійності електропостачання електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

При оцінюванні надійності електричної мережі потрібно враховувати, що вона складається з n -елементів. Мова йде про лінії електропередач, які з'єднані між собою відповідно до схеми. Будь-яка зміна стану (робочий, неробочий) будь-якого елемента приводить до зміни стану об'єкта загалом. Загальна кількість станів об'єкта дорівнює 2^n . Відмову чи відновлення будь-якого елемента слід розглядати як перехід об'єкта з одного стану в інший. Процес зміни станів є випадковим.

Якщо для кожного моменту часу ймовірність будь-якого стану в майбутньому залежить тільки від стану в певний момент і не залежить від того, яким способом об'єкт (система) прийшов у цей стан, то процес зміни станів є марковським [57]. Марковським процес зміни станів стає, якщо час безвідмовної роботи і час відновлення кожного елемента системи підпорядковані експоненційному закону розподілу, бо тільки в цьому разі ймовірність відмови (відновлення) не залежить від попередньої тривалості роботи (відновлення). Марковський процес можна описати звичайними диференціальними рівняннями, у яких невідомими функціями є ймовірності станів. Розв'язавши рівняння, тобто визначивши ймовірності станів, можна встановити показники надійності об'єкта.

Нехай об'єкт складається з двох елементів. У заданий момент часу він може перебувати в одному з чотирьох станів, які утворюють повний простір станів об'єкта: 1 – обидва елементи в робочому стані, 2 – перший елемент відмовив і відновлюється, 3 – другий елемент відмовив і відновлюється, 4 – обидва елементи відмовили і відновлюються. Ймовірність перебування системи в названих станах відповідно будемо позначати p_1, p_2, p_3, p_4 (рис. 1.8). Ймовірність переходів системи зі стану i в стан j позначимо p_{ij} .

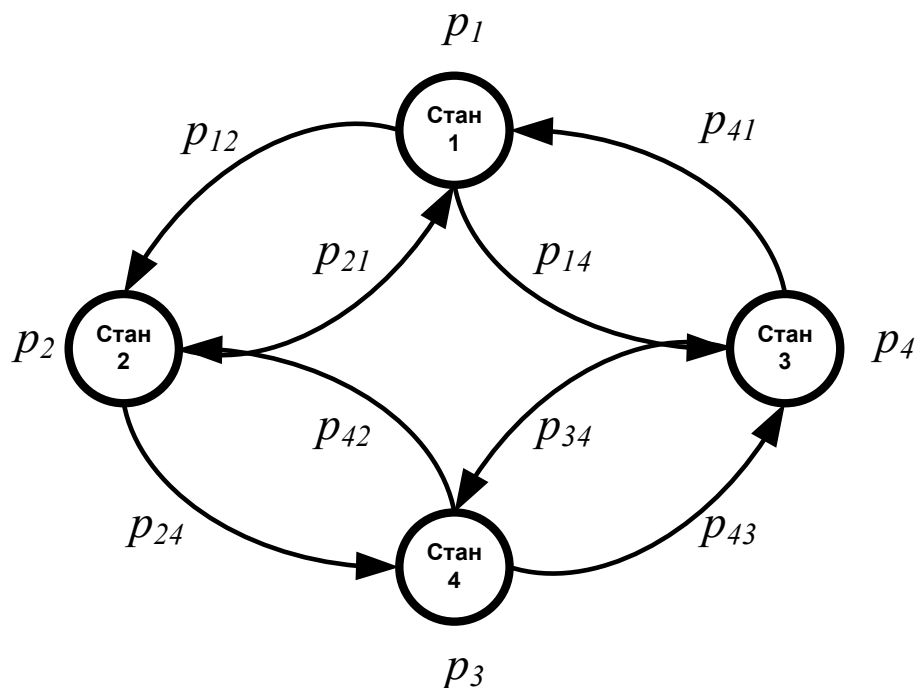


Рисунок 1.8 – Граф переходів у просторі станів об’єкта

Наприклад, імовірність p_{12} – це ймовірність відмови першого елемента за умови, що другий – у робочому стані, p_{43} – імовірність відновлення першого елемента за умови, що другий відновлюється і т. д. Переходи між станами 1 і 4, 2 і 3 відсутні, бо потік зміни станів ординарний, і в заданий момент часу може змінитися стан тільки одного елемента.

На основі графу переходів складемо рівняння, що пов’язують імовірності станів об’єкта на початку і в кінці інтервалу часу $(t, t+\Delta t)$ з урахуванням імовірностей переходів із стану в стан за проміжок часу Δt :

$$\begin{aligned}
 p_1(t + \Delta t) &= p_1(t) \left(1 - (p_{12}(\Delta t) + p_{13}(\Delta t)) \right) + p_2(t) p_{12}(\Delta t) + p_3(t) p_{31}(\Delta t) \\
 p_2(t + \Delta t) &= p_2(t) \left(1 - (p_{21}(\Delta t) + p_{24}(\Delta t)) \right) + p_4(t) p_{42}(\Delta t) + p_1(t) p_{12}(\Delta t) \\
 p_3(t + \Delta t) &= p_3(t) \left(1 - (p_{31}(\Delta t) + p_{34}(\Delta t)) \right) + p_4(t) p_{43}(\Delta t) + p_1(t) p_{13}(\Delta t) \\
 p_4(t + \Delta t) &= p_4(t) \left(1 - (p_{42}(\Delta t) + p_{43}(\Delta t)) \right) + p_3(t) p_{34}(\Delta t) + p_2(t) p_{24}(\Delta t)
 \end{aligned} \tag{1.16}$$

Перше рівняння цієї системи трактується так: імовірність того, що об'єкт у момент часу $t+\Delta t$ перебуватиме в першому стані, дорівнює ймовірності того, що він перебуває в момент часу t у цьому стані і не перейде за час Δt у другий чи третій стани, плюс імовірність того, що в момент часу t об'єкт перебуває у другому чи третьому станах і за час Δt перейде в перший стан. Аналогічно пояснюється решта рівнянь

$$p_{ij}(\Delta t) = 1 - \exp(-\lambda_{ij}\Delta t) = 1 - (1 - \lambda_{ij}\Delta t + \lambda_{ij}^2\Delta t^2 / 2! - \dots) = \lambda_{ij}\Delta t, \quad (1.17)$$

де λ_{ij} – інтенсивність переходу об'єкта зі стану i у стан j , значення якої дорівнює інтенсивності відмови λ чи інтенсивності відновлення λ_g елемента, стан якого змінюється під час цього переходу.

Підставивши (1.17) у систему рівнянь (1.16) і після незначних перетворень з урахуванням умови

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(p_i(t + \Delta t) - p_i(t))}{\Delta t} = \frac{dp_i(t)}{dt}, \quad (1.18)$$

отримаємо у матрично-векторній формі таку систему рівнянь:

$$\frac{d\vec{p}(t)}{dt} = \mathbf{H}d\vec{p}(t), \quad (1.19)$$

де $\vec{p}(t), \frac{d\vec{p}(t)}{dt}$ – n -вимірні вектори ймовірностей станів та їх похідних,

\mathbf{H} – матриця інтенсивностей переходів n -го порядку.

У випадку задачі, що розглядається,

$$\mathbf{H} = \begin{pmatrix} -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) & \lambda_{21} & \lambda_{31} & 0 \\ \lambda_{12} & -(\lambda_{21} + \lambda_{24}) & 0 & \lambda_{42} \\ \lambda_{13} & 0 & -(\lambda_{31} + \lambda_{34}) & \lambda_{43} \\ 0 & \lambda_{24} & \lambda_{34} & -(\lambda_{42} + \lambda_{43}) \end{pmatrix}. \quad (1.20)$$

Систему рівнянь (1.19) можна записувати на основі графу переходів для об'єкта будь-якої структури відразу, не здійснюючи пояснених вище перетворень. Фактично необхідно тільки сформувати матрицю \mathbf{H} . Кожен її рядок відповідає конкретному стану. На місці діагонального елемента пишуть взятю зі знаком мінус суму інтенсивностей переходів від цього стану до всіх інших. На місцях решти елементів рядка ставлять інтенсивності переходів до цього стану від інших станів об'єкта. У разі відсутності зв'язку між станами інтенсивність переходу дорівнює нулеві.

Розв'язавши диференціальне рівняння (1.19) для заданих початкових умов, отримаємо зміну в часі ймовірностей перебування об'єкта в усіх його станах $p_i(t)$, $i = 1, 2, \dots, n$. Початкові умови залежать від того, який стан об'єкта прийняти за початковий. Якщо перший, то

$$p_1(0) = 1; \quad p_i(0) = 0. \quad (1.21)$$

Підсумувавши ймовірності станів, у яких об'єкт вважається працездатним, отримаємо функцію готовності:

$$\Gamma(t) = \sum_{i \in m} p_i(t), \quad (1.22)$$

де m – множина робочих станів об'єкта.

Для побудови моделей відновлювальних об'єктів необхідно мати статистичні дані про час роботи та час відновлення всіх елементів структури мережі. Далі визначаються інтенсивності відмов [58]–[59] та інтенсивності

відновлень, за якими, по чергово, встановлюються інтенсивності переходів. Дана модель функціонує за допущення, що розподіли величин часу відмов та часу відновлень елементів мають експоненціальний закон розподілу.

Розглянутий метод моделювання процесу оцінювання надійності роботи електричної мережі практично реалізований в програмному середовищі DIGSilentPowerFactory.

1.5 Висновки до розділу 1. Задачі наукового дослідження

Джерела розосередженого генерування мають великий потенціал для підвищення енергоефективності розподільної електричної мережі і це потрібно заохочувати. Однак конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності, створюють низку проблем для успішного впровадження розподілених джерел енергії.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати низку задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

З метою ефективною експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем, особливо в сенсі задач підвищення надійності електропостачання, потрібно розробити метод відновлення електропостачання споживачів ЛЕС під час втрати централізованого живлення.

Отже, для досягнення мети, що поставлена в роботі, потрібно розв'язати такі задачі:

1. Розроблення методу підвищення надійності електропостачання, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини станції на базі ВДЕ;
2. Вдосконалення методу комплексного оцінювання надійності функціонування розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом урахування показників режимної та балансової надійності;
3. Дослідження задач, пов'язаних з підвищенням енергетичної ефективності розподільних електричних мереж в комплексі з різнотипними ВДЕ та формування аналітичних умов оптимального розвитку локальних електричних систем;
4. Розроблення методу оптимізації місць приєднання ВДЕ та їх встановленої потужності на підставі аналізу режимної та балансової надійності;
5. Розроблення методу та обґрунтування ємності накопичувача для фотоелектричної станції в умовах впровадження нового ринку електричної енергії;
6. Визначення обсягів витрат власників відновлювальних джерел енергії на покриття штрафів за небаланси, що викликані неточністю прогнозування;
7. Алгоритмічна реалізація розроблених методів, оскільки, як зазначалось, це спростить інженерне їх використання, що дозволить підвищити ефективність використання ВДЕ.

РОЗДІЛ 2

БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОЕС УКРАЇНИ

2.1 Передумови нарощування темпів та обсягів впровадження відновлювальних джерел енергії в мережі ОЕС України

Україна взяла на себе зобов'язання внести 3-й енергопакет в своє національне законодавство у контексті Асоціації з ЄС і членства в Енергетичному Співтоваристві. Через це, так чи інакше, відбудеться відмова від Моделі оптового ринку з одним покупцем на користь багатосегментного ліберального ринку за загальноєвропейською моделлю, що охоплює ринки: «на добу наперед», балансувальні внутрішньоденні, ринок допоміжних послуг («виправлення» частоти та напруги) плюс ринок двосторонніх контрактів. В ЄС таку трансформацію ринку (і повна відмова від зеленого тарифу) завершать до 2030 року [60]–[61].

Закон набрав чинності 11 червня 2017 року (з введенням деяких положень щодо запуску нових сегментів ринку з 1 липня 2019 року). Починаючи з 2030 року, згідно з [44], всі виробники електроенергії з ВДЕ будуть нести повну відповідальність за свої небаланси, незалежно від дати початку функціонування об'єкта (див. також «Горизонт планування – «на добу наперед»). Посилиться синхронізація з сусідніми енергоринками, вводиться низка технічних вимог для інтеграції енергосистеми України в європейське середовище.

З 2015 року по 2018 рік потужність об'єктів відновлювальної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території та території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 1 307 МВт (з 967 МВт до 2 274 МВт), з них введено в експлуатацію (див. рис. 2.1):

- у 2016 р. у 4 рази більше, ніж у 2015 р. – 136 МВт;

- у 2017 р. у 2 рази більше – 291 МВт;
- у 2018 р. у 3 рази більше, ніж за 2017 рік – 848 МВт.

У будівництво 1 307 МВт потужностей об'єктів відновлювальної електроенергетики інвестовано близько 1,2 млрд євро.

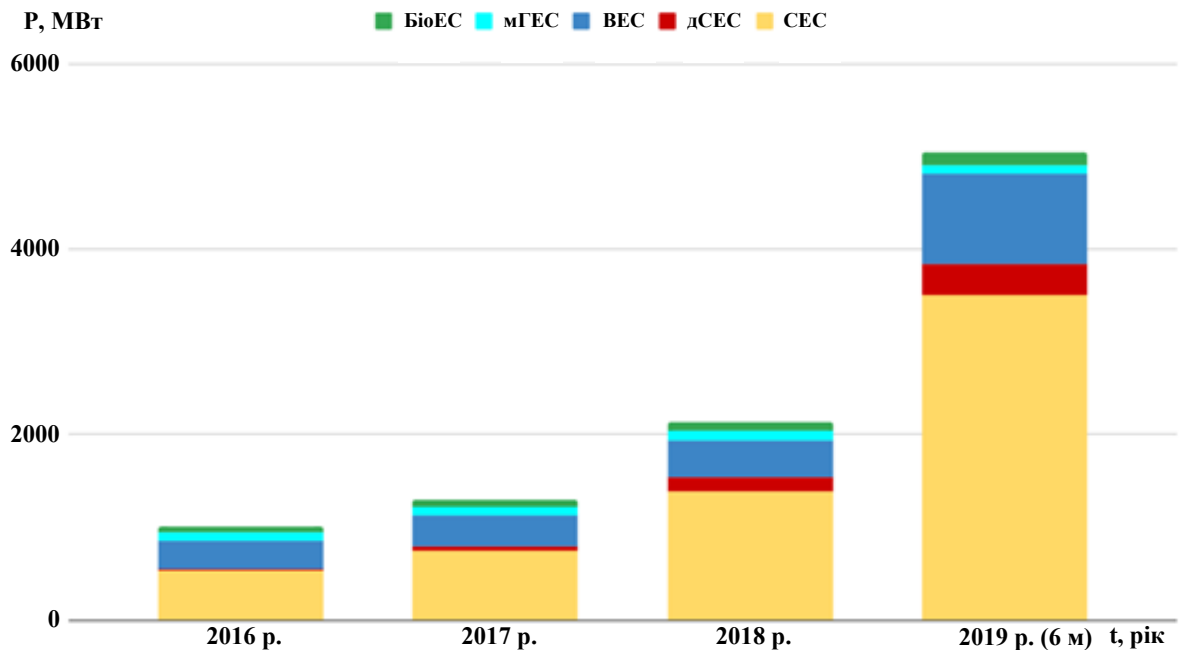


Рисунок 2.1 – Встановлена потужність об'єктів відновлювальної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, МВт

Станом на 01.01.2019 року в Україні працює 8029 (579 промислових та 7 450 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлювальної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 2 274 МВт, з них:

- 358 СЕС загальною потужністю 1 388 МВт;
- 30 ВЕС загальною потужністю 533 МВт;
- 7450 СЕС приватних домогосподарств 157 МВт;
- 148 МГЕС загальною потужністю 99 МВт;
- 10 електростанцій на біомасі загальною потужністю 51 МВт;
- 33 електростанції на біогазі загальною потужністю 46 МВт.

За 2018 рік було введено 4 640 (200 промислових та 4440 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлювальної електроенергетики, які використовують енергію світла, загальною потужністю 848 МВт, з них:

- 162 об'єкти сонячної енергетики загальною потужністю 645 МВт;
- 4440 сонячних станцій домогосподарств загальною потужністю 106 МВт;

За 12 місяців 2018 року об'єктами сонячної енергетики, яким видано «зелений» тариф, вироблено 1193 млн кВт·год електроенергії. Залучення в енергосистему такої кількості відновлювальних джерел енергії та дотримання концепції низьковуглецевого розвитку потребує двох речей:

- розвиток систем акумуляування енергії (САЕ);
- зменшення генерування від теплових електростанцій.

2.2 Розробка моделі визначення ємності накопичувача в умовах зростання генерування ФЕС

В енергетичній системі має виконуватись баланс вироблення та споживання електричної енергії. Тобто, електричні станції мають повністю покривати потужності навантаження, а також втрати, що виникають при транспортуванні електроенергії. Типовий графік роботи ОЕС України зображено на рисунку 2.2.

Це означає, що навантаження дорівнює сумі всіх потужностей генерування станціями, або, іншими словами, для покриття навантаження в енергосистемі має генеруватись стільки потужності, скільки необхідно для балансування потужності. Якщо такий баланс не відбуватиметься, це суттєво погіршить нормативні показники якості електричної енергії

$$P_{\text{спож}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ген}_i} \quad (2.1)$$

де i – кількість типів електростанцій – АЕС, ТЕЦ, ВДЕ, ТЕС, ГЕС (ГАЕС).

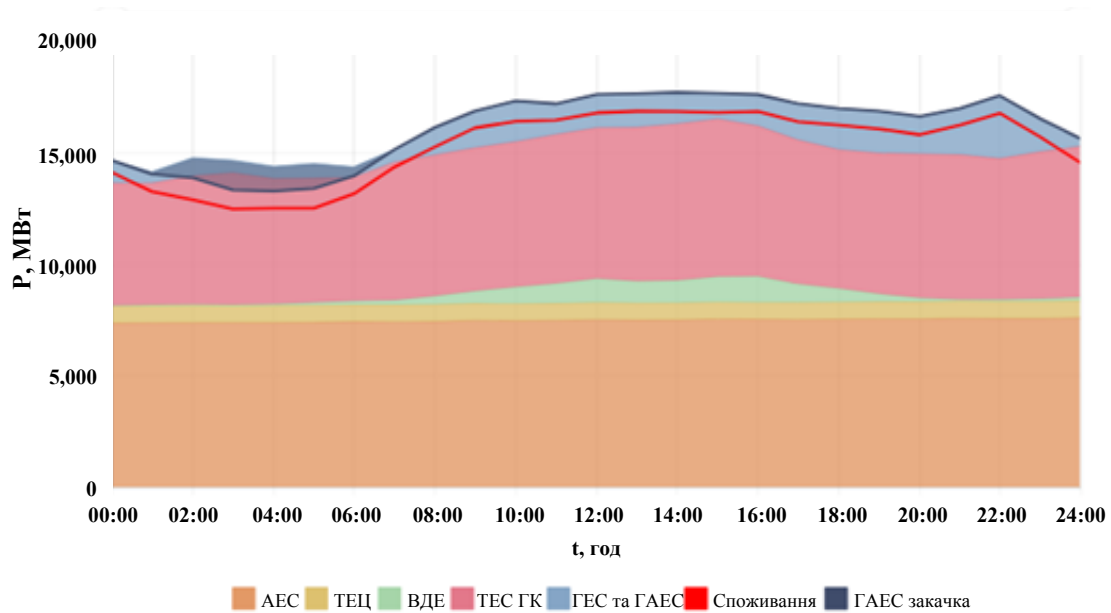


Рисунок 2.2 – Середній добовий графік генерування потужності за весняно-літній період

Потужність генерування $P_{ген_i}$ складається з суми потужностей всіх станцій, розділених за типом генерування:

$$P_{ген} = P_{АЕС} + P_{ТЕЦ} + P_{ТЕС} + P_{ВДЕ} + P_{ГЕС} \pm P_{ГАЕС} \quad (2.2)$$

Оскільки Україна більше 10 років розвивається за концепцією сталого розвитку та підтримує політику декарбонізації, то відбувається нарощування обсягів генерування екологічно чистого генерування (ФЕС та ВЕС). Наразі енергосистема підходить до максимуму потужностей, що може їх прийняти від ВДЕ. Така обмеженість пояснюється, також, і низьким рівнем прогнозованості, а також не таким високим рівнем споживання. Отож в подальшому, для збільшення генерування ВДЕ, необхідно змінювати відсоткове співвідношення структури балансувальних потужностей в ОЕС України. Мова йде про зменшення кількості теплових електростанцій, що працюють на викопному паливі.

Для України, виходячи з її географічного розташування, потенційно перспективним є нарощування генерування сонячних електричних станцій. Як відомо, ФЕС не можуть стабільно протягом всієї доби покривати потреби в енергоспоживанні, тому доцільним є запровадження систем акумулювання електроенергії (САЕ).

Наразі в енергосистемі склад маневрових потужностей містить в собі теплову генерацію. Таким чином, зростання кількості та окремо встановленої потужності ВДЕ призводить до збільшення необхідності резерву. Виходячи з цього, виникає зелено-вугільний парадокс, що являє собою необхідність значно збільшувати виробництво електроенергії (базове навантаження) на вугільних теплоелектростанціях (ТЕС), що мають шкідливі викиди, при великому обсязі потужностей «чистих» вітрових та сонячних електростанцій в енергосистемі України [62]–[64]. Потужність виробництва електроенергії на ФЕС та ВЕС може різко змінюватися і слабо прогнозована через пряму залежність від зміни погоди, а саме: наявності сонця та вітру. За даними Укренерго станом на 2018 р. ОЕС України здатна без значних порушень стійкості прийняти 4,75 тис. МВт ВЕС та ФЕС [65]. Коли загальна встановлена потужність ВЕС та ФЕС перевищить це значення, під час різкого коливання виробництва електроенергії з ВДЕ доведеться скорочувати базове навантаження на АЕС і збільшувати його на вугільних ТЕС, аби вони мали більше можливостей для маневрування [66]. За даними Держенергоефективності станом на квітень 2019 р. в Україні вже працює понад 3 тис. МВт потужностей ВДЕ. З них понад 2200 МВт ФЕС (71%).

Лише в I кварталі 2019 р. введено в експлуатацію понад 860 МВт потужностей ВДЕ, більшість з яких – це майже 700 МВт ФЕС [67]. Загальний обсяг технічних умов, виданих на приєднання ВДЕ в енергосистемі України, станом на квітень 2019 р. склав 10,5 тис. МВт, з них ФЕС – 6700 МВт. Ще на розгляді знаходиться 6000 МВт [68]. Відсутність в Україні досконалої сучасної системи прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ не

дозволяє точно передбачати рівень генерації вітрових та сонячних електростанцій. Наразі під час добового планування виробництва електроенергії ВДЕ похибка прогнозування закладається на рівні 30%.

Точність системи прогнозування напряму впливає на обсяги балансуєчих потужностей. Подальше нарощування нестабільного генерування, по-перше, вимагає застосування систем акумулювання електроенергії, по-друге, змушує оператора системи передачі обмежувати генерацію базових потужностей, наприклад ТЕС.

Кількість електроенергії, що ТЕС виробляє за добу (з урахуванням збільшення генерування ВДЕ), можна визначити за формулою

$$W'_{TEC(\vartheta)} = W_{нав(\vartheta)} - W_{AEC(\vartheta)} - W_{TEЦ(\vartheta)} - W'_{ВДЕ(\vartheta)} - W_{ГЕС(\vartheta)} \pm W_{ГАЕС(\vartheta)} - W'_{ТЕС(\vartheta)}, \quad (2.3)$$

де $W_{нав(\vartheta)}$ – сумарна спожита електроенергія за добу, кВт-год., $W_{AEC(\vartheta)}$ – електроенергія, що генерується атомними електростанціями за добу, кВт год., $W_{TEЦ(\vartheta)}$ – електроенергія, що генерується теплоелектроцентралями за добу, кВт-год., $W'_{ВДЕ(\vartheta)}$ – електроенергія, генерована відновлювальними джерелами енергії з урахуванням її збільшення за добу, кВт-год., $W_{ГЕС(\vartheta)}, W_{ГАЕС(\vartheta)}$ – електроенергія, що генерована ГЕС та ГАЕС відповідно, кВт-год., $W'_{ТЕС(\vartheta)}$ – зменшена кількість електроенергії, генерована тепловими електростанціями за добу, кВт-год.

Тоді потужність ТЕС за годину буде визначатися так:

$$P'_{TEC_t} = \frac{W'_{TEC(\vartheta)}}{24}. \quad (2.4)$$

Для вирішення проблеми погодинного балансування потужностей в енергосистемі зі збільшенням частки генерування від ВДЕ рівняння балансу записується у вигляді

$$P_{нав(t)} = P_{АЕС(t)} + P_{ТЕЦ(t)} + P'_{ВДЕ(t)} + P_{ГЕС(t)} + P'_{ТЕС(t)} \pm P_{ГАЕС(t)} \pm P_{САЕ(t)},$$

де $P_{нав(t)}$ – сумарна спожита електроенергія за добу, кВт-год., $P_{АЕС(t)}$ – електроенергія, що генерується атомними електростанціями за добу, кВт год., $P_{ТЕЦ(t)}$ – електроенергія, що генерується теплоелектроцентралями за добу, кВт-год., $P'_{ВДЕ(t)}$ – електроенергія, генерована відновлювальними джерелами енергії з урахуванням її збільшення за добу, кВт-год., $P_{ГЕС(t)}$, $P_{ГАЕС(t)}$ – електроенергія, що генерована ГЕС та ГАЕС відповідно, кВт-год., $P'_{ТЕС(t)}$ – зменшена кількість електроенергії, генерована тепловими електростанціями за добу, кВт-год., $P_{САЕ(t)}$ – потужність накопичувача, в кВт-год.

Графік потужності САЕ є менш волатильним, що дасть змогу точніше визначити, яку ємність має мати накопичувач. Збільшується база генерування ВДЕ за рахунок впровадження САЕ (рис. 2.3).

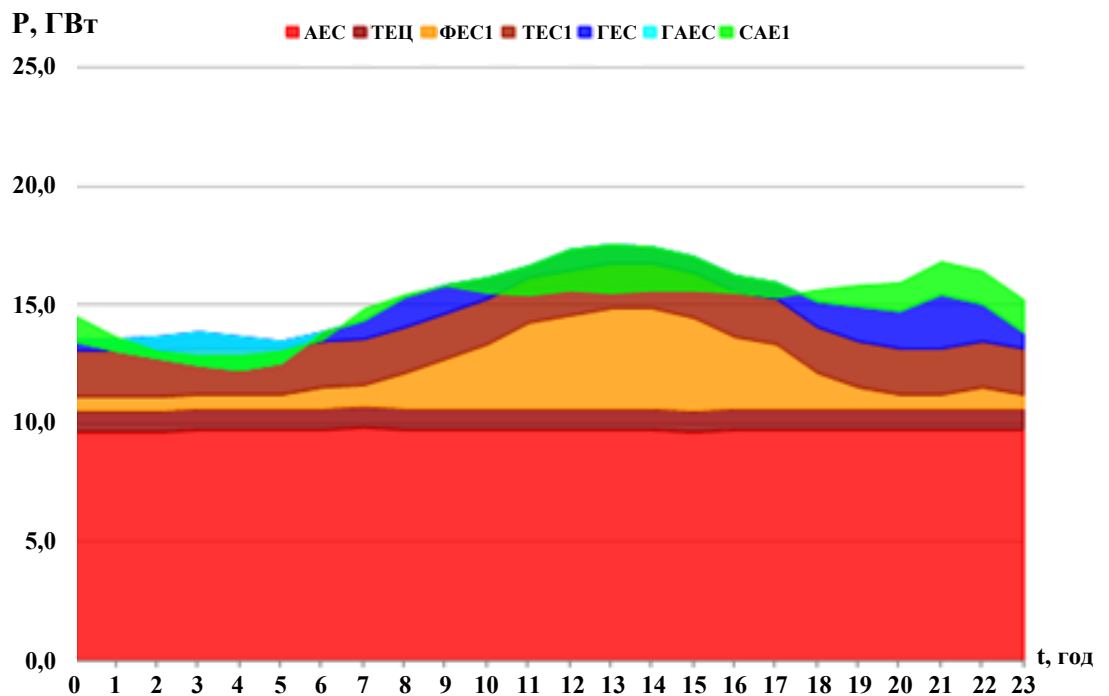


Рисунок 2.3 – Збільшення бази генерування ВДЕ за рахунок впровадження САЕ

На рис. 2.4 показано графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 6000 МВт. Збільшення частки генерування від ВДЕ до 10000 МВт дозволить зменшити до мінімуму генерування від ТЕС (рис. 2.5).

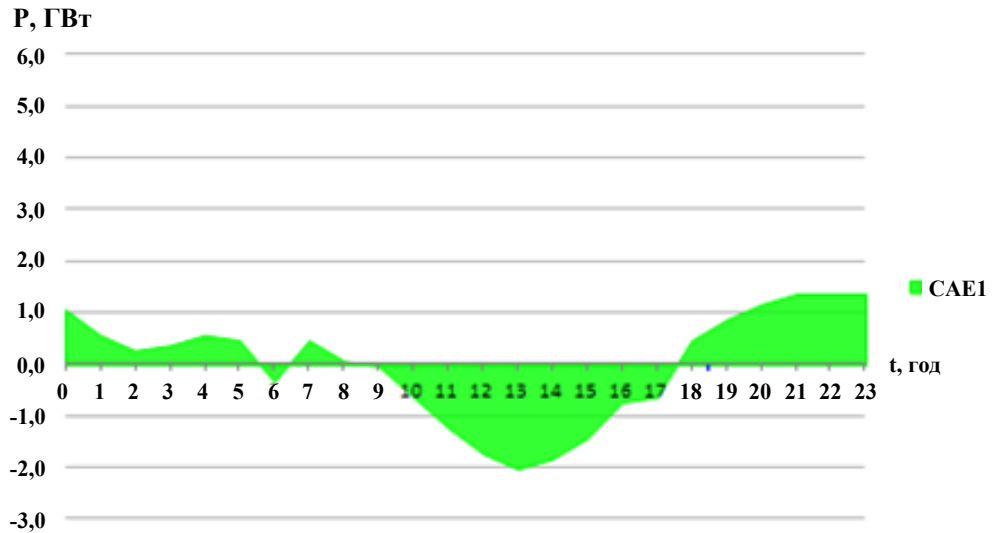


Рисунок 2.4 – Графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 6000 МВт

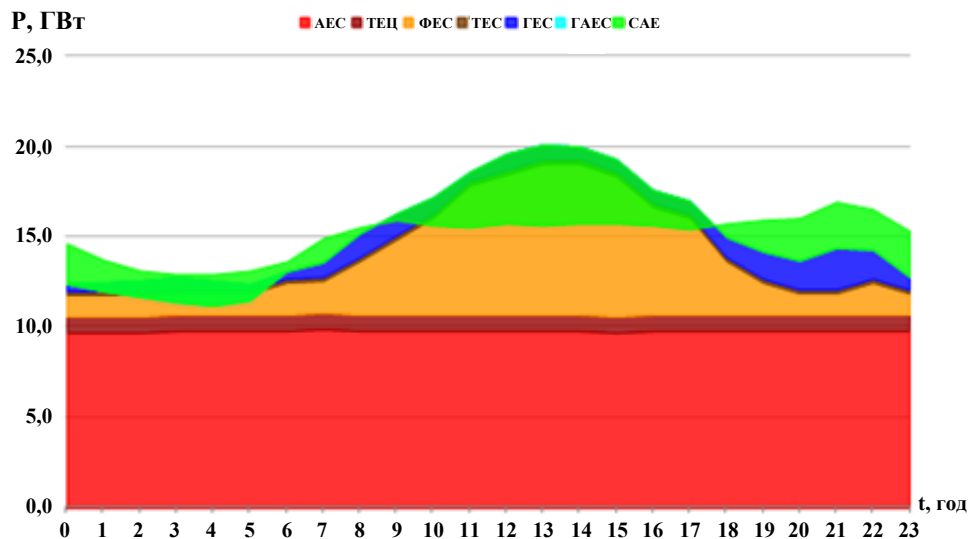


Рисунок 2.5 – Структура генерувальних потужностей в ОЕС України зі збільшеною часткою ВДЕ до 10000 МВт

Виходячи з цього, потужність, яку має видавати САЕ за годину, визначається за формулою

$$P_{САЕ_t} = P_{нав_t} - P_{АЕС_t} - P'_{ТЕС_t} - P_{ТЕЦ_t} - P'_{ВДЕ_t} - P_{ГЕС_t} \pm P_{ГАЕС_t} \cdot \quad (2.5)$$

З рисунка 2.5 можна виділити характеристику, яку буде мати накопичувач. З цього ж рисунка зрозуміло, що при повному витісненні генерування ТЕС в систему графік САЕ набуде вигляду, який показаний на рис. 2.6. Таке регулювання можливе лише у весняно-літній сезон, тому, незважаючи на всі переваги даного підходу, в системі мають залишитись ТЕС для осінньо-зимового балансування. Їх потужність необхідно вивести на стабільний рівень, а регулювання, за необхідності заповнень мінімальних і максимальних піків, здійснювати за допомогою САЕ.

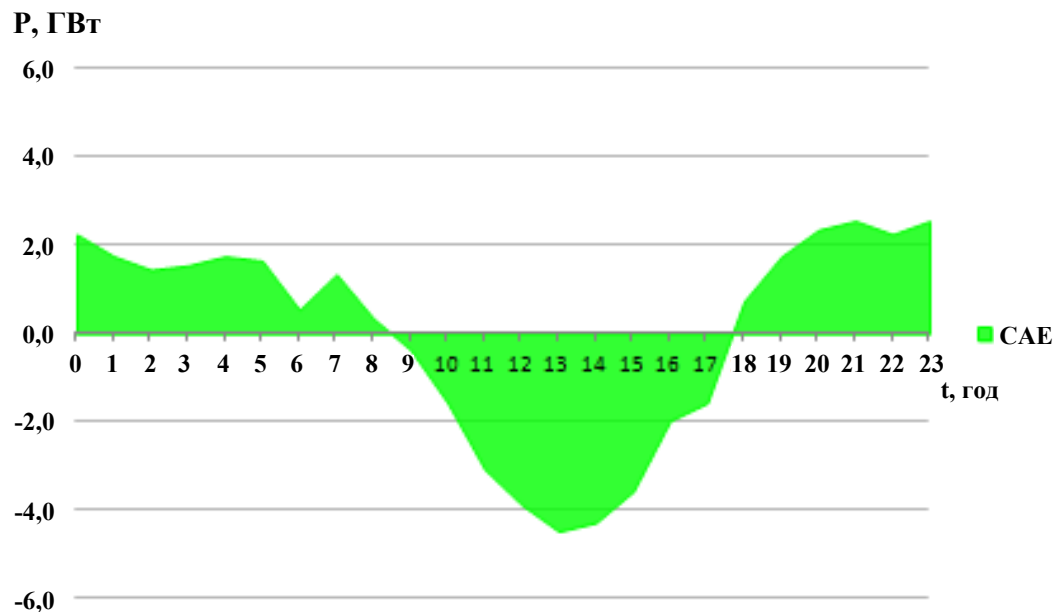


Рисунок 2.6 – Графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 10000 МВт

Для того, щоб виконати такі маніпуляції, необхідно визначити ємність, яку має мати накопичувач для ефективної роботи.

$$W_D = \sum_{\substack{t=1 \\ P_{CAEt} > 0}}^{24} P_{CAEt} \cdot \quad (2.6)$$

Формула дає можливість розрахувати, яка ємність необхідна для виконання всіх операцій протягом доби.

Виходячи з цього можна розрахувати оптимальну ємність протягом року

$$W_{PIK}^{OPT} = mean(\bar{W}_d). \quad (2.7)$$

Оптимальна потужність САЕ за рік розраховується за формулою

$$P_{PIK}^{OPT} = mean(\bar{P}_{САЕ_{доб}}). \quad (2.8)$$

Проаналізувавши типові графіки генерування та споживання ОЕС України, за даними НЕК «Укренерго» було змодельовано ситуацію, коли генерування ВДЕ досягне позначки 6 000 МВт.

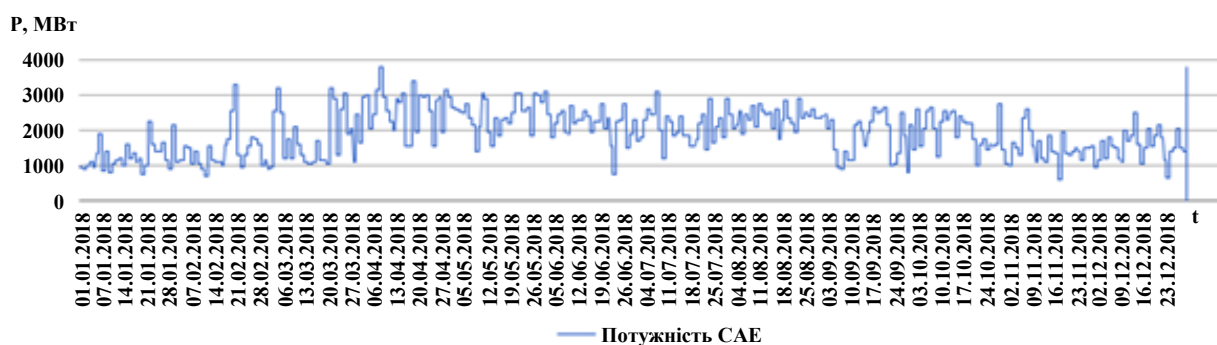


Рисунок 2.7 – Потужність САЕ, яка має бути в системі
для забезпечення стабільної роботи

При цьому потужність ТЕС зміниться при нарощуванні потужностей ВДЕ та використанні САЕ.

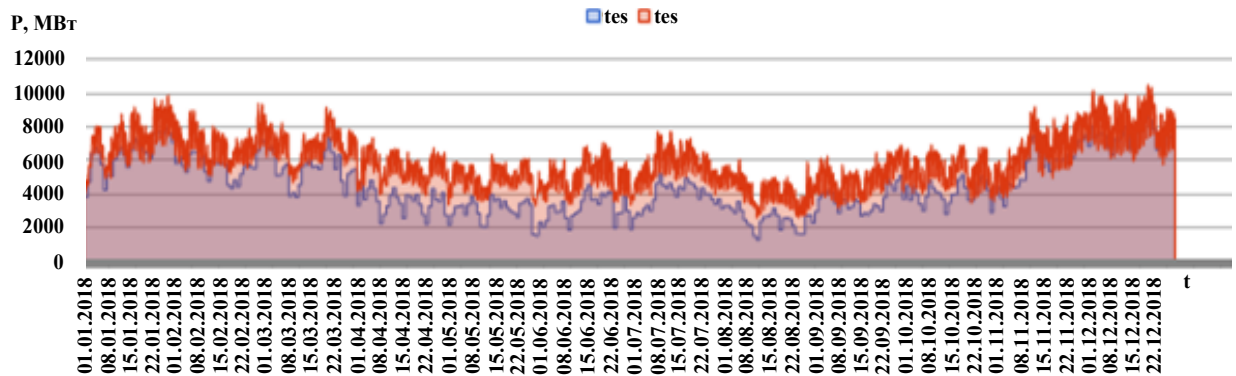


Рисунок 2.8 – Графік зміни потужностей ТЕС до та після введення САЕ

З графіка (рис. 2.8) видно, що збільшення частки генерування ВДЕ приведе до значних змін в генерованій потужності ТЕС і, як наслідок, зменшення викидів вуглецевих сполук від ТЕС, а також забезпечить стабільний графік генерування, при якому ТЕС не матиме перевитрат палива. Вся маневрова потужність, яка знадобиться системі, буде генеруватись із САЕ.

Із рисунку 2.8 можна визначити зміни в генеруванні ТЕС протягом одного року з урахуванням змін в генеруванні ВДЕ. Такі зміни показано на рис. 2.9.

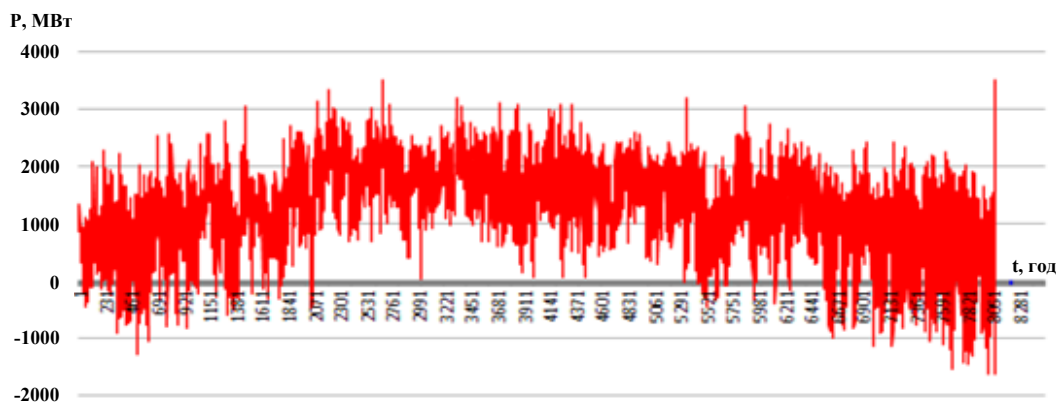


Рисунок 2.9 – Зміна генерування ТЕС протягом року при збільшенні чи потужності ВДЕ

Тобто, накопичувачі будуть повністю перекривати піки навантажень, а в мінімуми навантаження, коли в системі буде надлишок потужності від генерування ФЕС, вона буде накопичуватись в САЕ.

Задавшись припущенням про те, як буде розвиватись відновлювальна енергетика, та проаналізувавши попередні темпи розвитку, можна визначити потужність ВДЕ, яка буде генеруватись. Виходячи з того, як планується процес нарощування САЕ, можна поррахувати, яка потужність має бути у накопичувача, а саме: з якою ємністю йому потрібно буде працювати.

В табл. 2.1 наведені дані збільшення потужності та ємності САЕ відносно потужності ФЕС. За даними, отриманими з табл. 2.1, побудовано графік залежності ємності САЕ від потужності ФЕС (рис. 2.10). Проаналізувавши рисунок 2.10, можна зробити висновок, що дана залежність близька до лінійної.

Таблиця 2.1 – Залежність збільшення потужності та ємності САЕ відносно потужності ФЕС

Потужність ФЕС, МВт	Ємність САЕ, МВт год	Потужність САЕ, МВт	Відношення ємності САЕ до її потужності
2000	6343	1104	5,745471014
3500	7607	1299	5,85604311
5000	9500	1635	5,810397554
6500	11716	2049	5,717911176
9000	15762	2800	5,629285714
15000	26105	4712	5,540110357

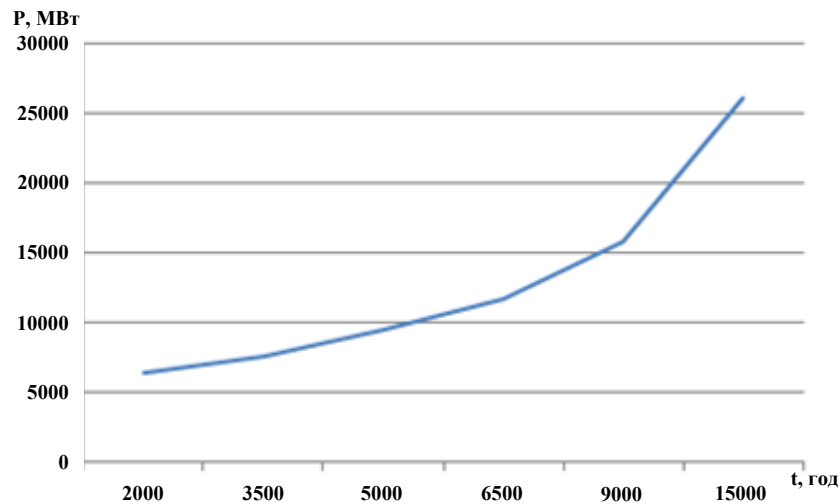


Рисунок 2.10 – Графік залежності ємності САЕ від потужності ФЕС

Темпи розвитку ВДЕ в Україні визначаються енергетичною стратегією та стратегією низьковуглецевого розвитку. Проте основним суб'єктом формування квоти на будівництво електростанцій на базі ВДЕ, що працюватимуть за «зеленим» тарифом, визначений оператор системи передачі (ОСП), основною задачею якого є підтримання балансу графіків попиту та пропозиції електроенергії.

Обмежувальним фактором є низький діапазон регулювальної потужності ТЕС в режимі весняно-літніх навантажень. Враховуючи відсутність жорсткої прив'язки величини квот до цільових показників стратегії розвитку енергетичної галузі, є великі ризики того, що ОСП буде мінімізувати величину квоти замість виконання комплексу заходів з розширення регулювального діапазону генерації на ринку. Таке розширення можливе лише шляхом економічного стимулювання державою розбудови нових акумулювальних або маневрених потужностей, що є на сьогодні також дуже неврегульованим питанням.

Маючи значний рівень акумулювальних потужностей, необхідно оцінювати прогнозованість ВДЕ для подальшого формування балансу генерування та споживання.

2.3 Оцінювання небалансів, викликаних прогнозуванням генерування ФЕС

Впровадження нової моделі ринку електроенергії зобов'язує ФЕС, яким встановлено «зелений тариф», прогнозувати графік генерування «на добу наперед». З огляду на неможливість прогнозувати погодні умови з високою точністю, дана процедура ускладнюється. Оскільки прогноз генерування не буде збігатися з фактичним генеруванням, то ФЕС будуть платити кошти за викликані ними небаланси електричної енергії. За законом «Про ринок електричної енергії України» небаланс електричної енергії розрахований відповідно до правил ринку для кожного розрахункового періоду (година) – різниця між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, та обсягами купленої і проданої електричної енергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку.

Для розв'язання даної задачі насамперед потрібно проаналізувати, наскільки ж відрізняється прогноз генерування від факту. На рисунку 2.11 зображено, як приклад, відхилення прогнозу від фактичного значення генерування п'яти ФЕС різних регіонів, а саме: ФЕС Димерка, ФЕС Ставчани, ФЕС Велитон, ФЕС Пороги, ФЕС Суворово. Дані подані за звітній період з 2018-04-01 по 2019-03-26. Середня точність системи прогнозування 80%. Даний показник є середнім для точності подібних систем в Європі. Розрахунки виконані за допомогою програми, яка розроблена на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ [69]–[72].

На рисунку 2.11 показано зміну прогнозованих погодинних значень генерування (зелений колір) та фактичних (фіолетовий). Більш детальний аналіз поданий на рисунку 2.12 на екранному зрізі оцінювання небалансів. Інформативність даної таблиці обумовлюється наявністю всестороннього аналізу таких небалансів та можливості їх усунення за рахунок закупівлі небалансу на балансувальному ринку, якщо мова йде як про випадки, коли

фактична сумарно згенерована електроенергія менша за заявлені прогностні значення, так і навпаки.

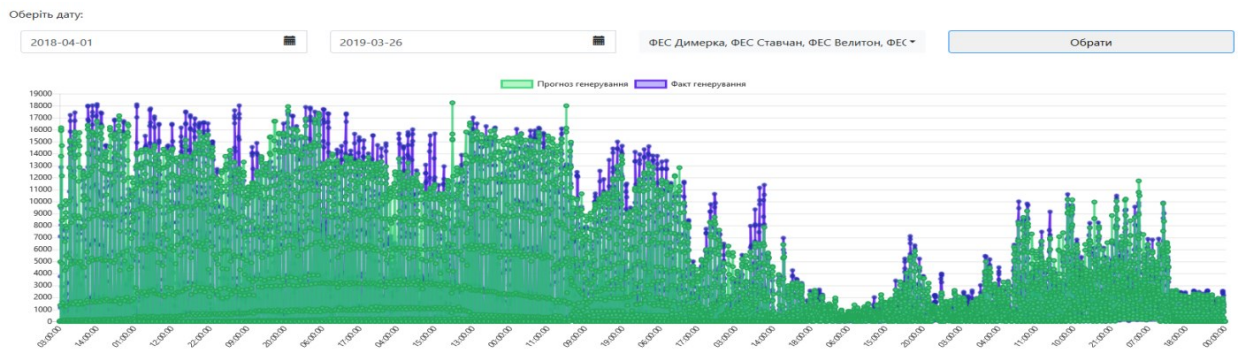


Рисунок 2.11 – Зріз екрана програми прогнозування генерування ФЕС

Отже, згідно даних про небаланси (див. рис. 2.12) видно, що небаланс електричної енергії за рік у всіх п'яти ФЕС складає близько 3550 МВт*год.

Назви станцій, що входять в балансуочу групу	Кількість електроенергії згенерованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії прогнозованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз > 0", кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз < 0", кВт год	Модуль абсолютної похибки, кВт год	Відносна похибка, %
ФЕС Димерка, ФЕС Ставчани, ФЕС Велитон, ФЕС Пороги, ФЕС Суворово	19504954.2	19474139.49	1790838.17	1760023.46	3550861.63	18.2
ФЕС Димерка	5202716	5242636.51	683720.88	723641.33	1407362.21	27.05
ФЕС Ставчан	4413476.4	4484871.35	575564.76	646959.29	1222524.05	27.7
ФЕС Велитон	2741132.8	2654195.96	378566.95	291630.25	670197.2	24.45
ФЕС Пороги	3935298	3964788.75	520128.15	549618.59	1069746.74	27.18
ФЕС Суворово	3212331	3127646.93	436897.89	352213.79	789111.68	24.57

Завантажити файл csv

Рисунок 2.12 – Оцінювання точності прогнозу генерування ФЕС

2.3.1 Встановлення відповідальності за небаланси, викликані генеруванням ФЕС

Частка відшкодування гарантованому покупцю суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію вітру і сонячного

випромінювання, та на об'єктах електроенергетики, що використовують гідроенергію (лише мікро-, міні- та малі гідроелектростанції), яким встановлено «зелений» тариф і які входять до складу балансувальної групи виробників за «зеленим» тарифом, вартості врегулювання небалансу гарантованого покупця становить:

до 31 грудня 2020 року – 0 відсотків; з 1 січня 2021 року – 10 відсотків; з 1 січня 2022 року – 20 відсотків; з 1 січня 2023 року – 30 відсотків; з 1 січня 2024 року – 40 відсотків; з 1 січня 2025 року – 50 відсотків; з 1 січня 2026 року – 60 відсотків; з 1 січня 2027 року – 70 відсотків; з 1 січня 2028 року – 80 відсотків; з 1 січня 2029 року – 90 відсотків; з 1 січня 2030 року – 100 відсотків.

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання та входить до складу балансувальної групи виробників за «зеленим» тарифом, вартості свого небалансу гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого суб'єкта господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків.

З 31 грудня року, в якому відбулося фактичне досягнення всіма суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, у щорічному енергетичному балансі України частки в розмірі 5 відсотків і більше, відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію вітру, вартості його небалансу гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії таким суб'єктом господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків. Аналогічно для суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що

використовують енергію сонячного випромінювання, у разі відхилення більш як на 5 відсотків, а для суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують гідроенергію (лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), також у разі відхилення більш як на 5 відсотків. Підтвердження досягнення всіма суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, у щорічному енергетичному балансі України частки в розмірі 5 відсотків і більше здійснюється органом, що реалізує політику у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження, відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива.

Станом на 01.01.19 року всього НЕК «Укренерго» було передано до електричних мереж 113 219 млн кВт-год електроенергії, з яких генерованих ВДЕ (що працюються за «зеленим» тарифом) – 2884 млн кВт год, що складає майже 2,5% в балансі генерованої електроенергії [68]. Проте, враховуючи темпи збільшення потужності генерування ФЕС та ВЕС та спираючись на дані НЕК у виданих технічних умовах, а також те, що у 2018 році більша частина приросту генерувальних потужностей ФЕС припала на другий квартал року, є прогноз, що до кінця 2019 року генерування від ВДЕ буде більше 5%.

2.3.2 Розрахунок плати за небаланси електроенергії

Гарантований покупець має бути відповідальною за баланс стороною (СВБ) для себе і всіх виробників за «зеленим» тарифом та має бути зареєстрованим тільки у балансувальній групі виробників за «зеленим» тарифом. Учасниками балансувальної групи гарантованого покупця можуть бути лише гарантований покупець та виробники за «зеленим» тарифом.

Обсяг відшкодування виробником за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю частки вартості врегулювання небалансу у розрахунковий період $CIEQ_t^p$ розраховується за формулами [73]

$$\begin{aligned}
& \text{якщо } \varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0, \text{ та } IMSP_t < P_t^{DAM}, \text{ грн,} \\
& \text{то } CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} > 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн.;} \\
& \text{якщо } \varepsilon_t^{sum} < 0, \varepsilon_t^p < 0, \text{ та } IMSP_t > P_t^{DAM}, \text{ грн,} \\
& \text{то } CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} < 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн;} \\
& \text{в іншому випадку } CIEQ_t^p = 0,
\end{aligned} \tag{2.9}$$

де ε_t^p – значення врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генерувальними одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді t , МВт·год;

$IMSP_t$ – ціна небалансу електричної енергії у розрахунковому періоді t , грн/МВт·год;

P_t^{DAM} – ціна електричної енергії у розрахунковому періоді t на ринку «на добу наперед», грн/МВт·год;

ε_t^{ps} – значення відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генерувальними одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді t , МВт·год;

ε_t^{sum} – сума відхилень фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії усіх виробників за «зеленим» тарифом, що входять до балансувальної групи виробників за «зеленим» тарифом, у розрахунковому періоді t , їх погодинних графіків відпуску електричної енергії, МВт·год.

Сума відхилень фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії усіх виробників за «зеленим» тарифом, що входять до балансувальної групи виробників за «зеленим» тарифом, у розрахунковому періоді t їх погодинних графіків відпуску електричної енергії (ε_t^{sum}) розраховується за формулою

$$\varepsilon_t^{sum} = \sum_u^p \varepsilon_t^{ps}, \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Величина врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генерувальними одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого значення у розрахунковому періоді t (ε_t^p) визначається за формулою

$$\varepsilon_t^p = \sum_{u \in p} \varepsilon_t^u, \text{ МВт}\cdot\text{год,}$$

де ε_t^u – врахована величина фактичного обсягу відпуску електричної енергії генерувальної одиниці виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді від його погодинного графіка відпуску електричної енергії, МВт·год, яка визначається за формулами [73]:

$$\text{якщо } \frac{|W_t^u - PR_t^u|}{PR_t^u} \cdot 100 > K^u, \text{ то } \varepsilon_t^u = (W_t^u - PR_t^u) \cdot \alpha^u / 100,$$

$$\text{в іншому випадку, } \varepsilon_t^u = 0,$$

$$\varepsilon_t^u = (W_t^u - PR_t^u) \cdot \alpha^u / 100,$$

де W_t^u – фактичний обсяг відпуску електричної енергії генерувальною одиницею виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді, визначений відповідно до глави 7 цього Порядку, МВт·год [73];

PR_t^u – обсяг відпуску електричної енергії генеруючою одиницею виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді, що був спрогнозований виробником за «зеленим» тарифом та наданий гарантованому покупцю відповідно до пунктів 4.1 та 4.2 глави 4 цього Порядку, МВт·год;

K^u – допустиме відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від погодинного графіка відпуску електричної енергії для

типу генерувальної одиниці виробника за «зеленим» тарифом відповідно до Закону, %;

α^u – частка відшкодування гарантованому покупцю генерувальною одиницею виробника за «зеленим» тарифом вартості врегулювання небалансу гарантованого покупця, що визначається відповідно до Закону.

Величина відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генерувальними одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді (ε_t^{ps}) визначається за формулою [73]

$$\varepsilon_t^{ps} = \sum_{u \in p} (W_t^u - PR_t^u), \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Платіж відшкодування виробником за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю вартості врегулювання небалансу ($P^{IEQ}_{p,m}$) за розрахунковий місяць визначається за формулою [73]

$$P^{IEQ}_{p,m} = \sum_d^m \sum_t^d CIEQ_t^p, \text{ грн.}$$

2.4 Обґрунтування ємності накопичувача для балансування групи станцій

На графіках (рис. 2.13) зображено приклад процесу відхилень погодинних небалансів в мережі від добових прогнозів (без та з урахуванням допустимого відхилення прогнозування) за період близько 6000 годин.

Звісно, вигляд графіка на рис. 2.13 не показує сумарну картину небалансів, тому ми підсумуємо покази та виведемо результати на діаграму (рис. 2.14). Синім кольором показано небаланси потужностей за звітний період без урахування допустимого відхилення погодинних небалансів, червоним – з урахуванням допустимого відхилення. Загальний небаланс з

урахуванням допустимого відхилення прогнозування склав 2385 МВт·год. Отже, маючи вартість 1 кВт·год небалансу, можна порахувати витрати на покриття небалансу за алгоритмом, наведеним у пункті 2.3.2, за відведений період часу.



Рисунок 2.13 – Відхилення погодинних небалансів в мережі від добових прогнозів

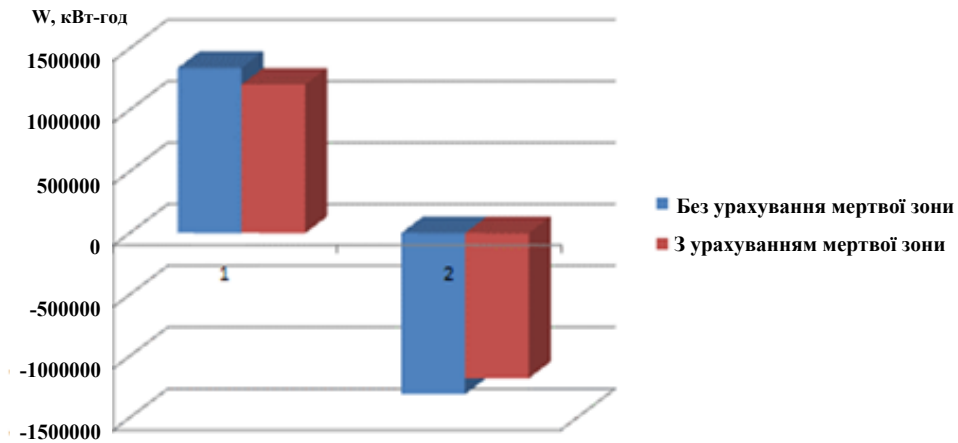


Рисунок 2.14 – Небаланси потужностей за звітний період без урахування мертвої зони (синій) та з (червоний)

Погодинні небаланси, що викликані генеруванням групи фотоелектричних станцій, доцільно згрупувати та перейти до добових небалансів. Аналіз добових небалансів дає змогу визначити ємність накопичувача. Аналіз добових небалансів також дає змогу побудувати гістограму густин (рис. 2.15), що дозволяє визначити ємність накопичувача, який, що найбільш імовірно, зменшуватиме відповідальність за виникнення небалансів.

На гістограмі (рис. 2.15) помітно, що кількість випадків небалансу у відсотках найчастіше припадає на діапазон від -10000 кВт·год до

10000 кВт·год. Якщо не враховувати допустиме відхилення прогнозування, то 33% припадає на діапазон -10000 – 0 кВт·год, а 29% на діапазон 0 – 10000 кВт·год. При врахуванні допустимого відхилення прогнозування відсотки змінюються на 34% та 30% відповідно. Таким чином, модуль значення небалансів 60% добових небалансів знаходиться в діапазоні 20000 кВт·год.

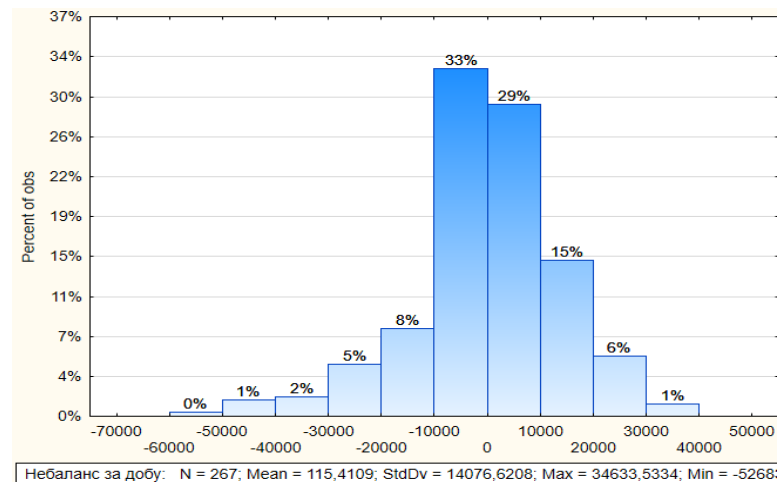


Рисунок 2.15 – Гістограма густин добових небалансів

Накладемо на модель фактичних добових небалансів балансувальні ємності накопичувачів. На рис. 2.16 добовий небаланс електроенергії, з урахуванням роботи накопичувачів різної ємності, а саме: 8, 11, 14, 17 та 20 МВт·год. В якості вхідних параметрів моделі були подані різні величини ємностей накопичувачів та визначено який при цьому буде обсяг небалансів, з урахуванням допустимої величини похибки прогнозування.

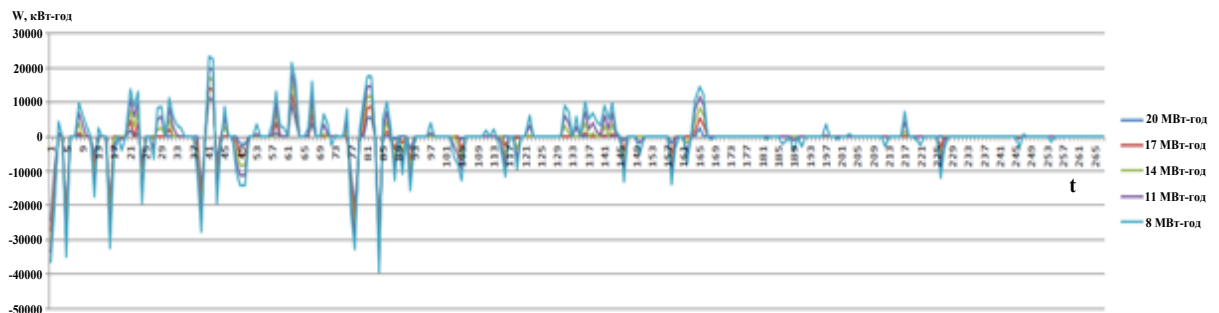


Рисунок 2.16 – Добовий небаланс електроенергії з урахуванням роботи накопичувачів різної ємності

На рис. 2.17 зображено незбалансований обсяг електроенергії з урахуванням використання накопичувачів різної ємності за звітний період (рік). На діаграмі (рис. 2.17) помітно зменшення добових небалансів відповідно до накопичувачів різних ємностей. Зрозуміло, що при використанні накопичувача у 20 МВт·год добовий небаланс стає взагалі мінімальним.

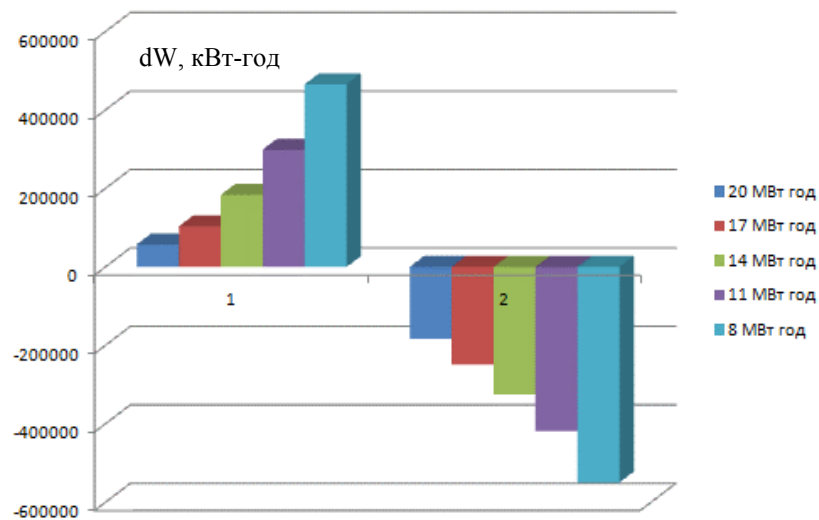


Рисунок 2.17 – Незбалансований обсяг електроенергії з урахуванням використання накопичувачів різної ємності за звітний період (рік)

Задача вибору оптимальної ємності накопичувача – економічна, проте має серйозну технічну складову, тому що ресурс використання такої електроустановки нелінійно змінюється залежно від режиму його використання. Аналіз гістограм інтенсивності завантаження накопичувача дозволяє оцінити зменшення його ресурсу (кількість циклів заряд/розряд) залежно від інтенсивності завантаження (рис. 2.17).

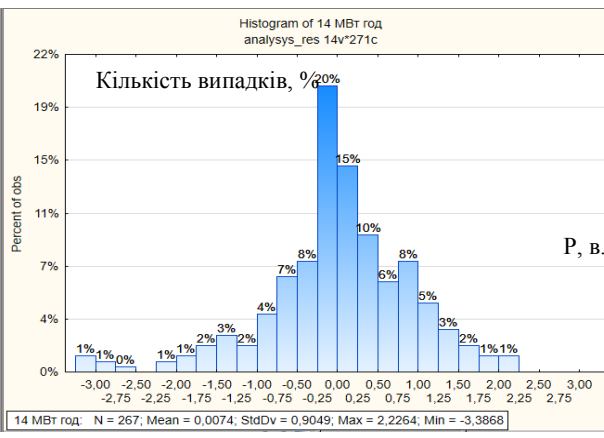
Аналіз гістограм інтенсивності завантаження накопичувача (рис.2.18) дозволяє оцінити зменшення його ресурсу (кількість циклів заряд/розряд) залежно від інтенсивності завантаження та врахувати параметр глибинного розряду DOD (Depth of Discharge). Його типова характеристика наведена на рисунку 2.19.



а)



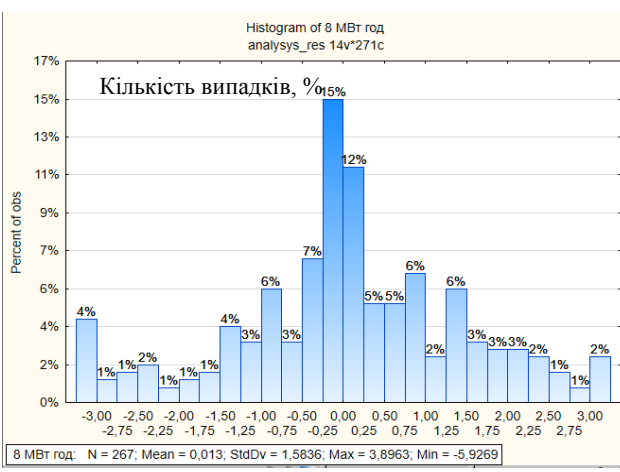
б)



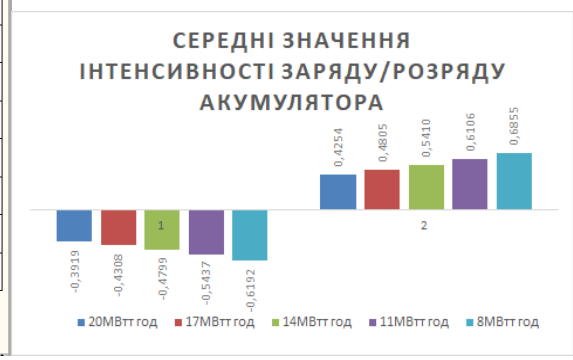
в)



г)



д)



е)

Рисунок 2.18 – Гістограми залежності інтенсивності завантаження накопичувача ємністю а) 20 МВт год, б) 17 МВт год, в) 14 МВт год, г) 11 МВт год, д) 8 МВт год. та середні значення інтенсивності заряду/розряду для накопичувачів різної ємності е)

Зрозуміло, що найменше значення завантаження буде у найпотужнішого накопичувача, проте і вартість його найбільша. Середнє значення інтенсивності заряду накопичувача 20 МВт·год становить 0,3919; а розряду того ж накопичувача – 0,4254.

На рис. 2.19 наведено залежності кількості циклів роботи накопичувача від глибини розряду.

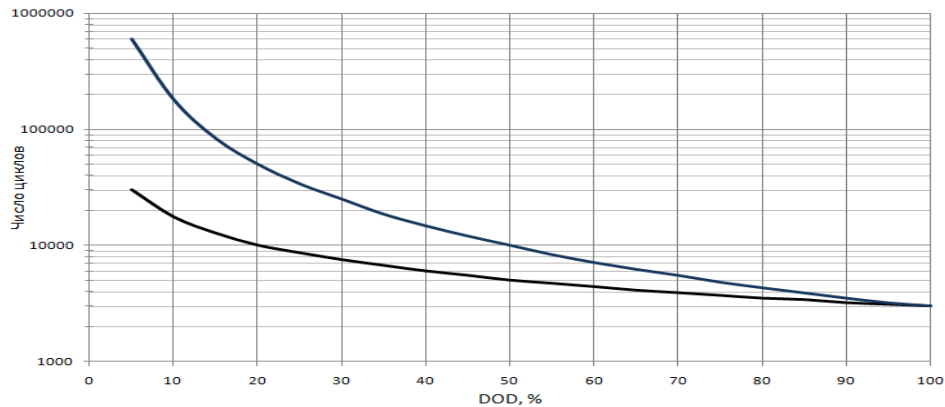


Рисунок 2.19 – Залежності кількості циклів роботи накопичувача від глибини розряду

2.5 Визначення ємності накопичувача для групи фотоелектричних станцій

Як було зазначено раніше, визначення ємності накопичувача є задачею економічною, тому потрібно враховувати витрати на його встановлення та експлуатацію. Цільова функція виглядатиме так:

$$B_{\Sigma} = B(W_{н.е}) + B(W_{граф}) + B_{експ} \rightarrow \min ,$$

де $B(W_{н.е}) = \epsilon_{н.е}^{num} \cdot W_{н.е}$ – витрати на встановлення накопичувача певної ємності, грн; $\epsilon_{н.е}^{num}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт год;

$P_{н.е}$ – ємність накопичувача, кВт год.; $B(W_{граф})$ – штрафні санкції за недотримання заявленого на добу наперед графіка генерування з урахуванням використання накопичувача певної ємності, грн; $B_{експ}$ – експлуатаційні витрати на накопичувач певної ємності, грн.

Таблиця 2.2 – Вартості небалансів при різних ємностях накопичувача

Ємність накопичувача, МВт год	Небаланс, кВт год	Вартість н.б., грн	Вартість н.е. грн	Сум. вартість, грн
1	2144702,842	64341085,25	4050000	68391085,25
2	1936835,968	58105079,05	8100000	66205079,05
3	1748761,322	52462839,66	12150000	64612839,66
4	1574180,48	47225414,4	16200000	63425414,4
5	1416889,734	42506692,03	20250000	62756692,03
6	1270342,476	38110274,29	24300000	62410274,29
7	1135308,847	34059265,42	28350000	62409265,42
8	1015110,491	30453314,73	32400000	62853314,73
9	908094,8029	27242844,09	36450000	63692844,09
10	809202,4417	24276073,25	40500000	64776073,25
11	718311,727	21549351,81	44550000	66099351,81
12	640654,5747	19219637,24	48600000	67819637,24
13	571889,4204	17156682,61	52650000	69806682,61
14	508908,2381	15267247,14	56700000	71967247,14
15	451817,4808	13554524,42	60750000	74304524,42
16	399482,7737	11984483,21	64800000	76784483,21
17	351806,2335	10554187	68850000	79404187
18	309183,623	9275508,69	72900000	82175508,69
19	272532,3848	8175971,543	76950000	85125971,54
20	240632,4805	7218974,414	81000000	88218974,41
Вартість небалансу 1кВт год на БР	30			
Кількість років	1			

Але варто враховувати, що вказані витрати на встановлення накопичувача будуть лише в перший рік його роботи впливати на модель

визначення ємності, далі в сумарній складовій витрат буде зростати лише вартість небалансів.

На рис. 2.20 проілюстровано визначення ємності накопичувача. Запропонований метод визначення ємності накопичувача для групи станцій ґрунтується на врахуванні їх імовірнісних характеристик та точності системи прогнозування генерування ФЕС на добу наперед.

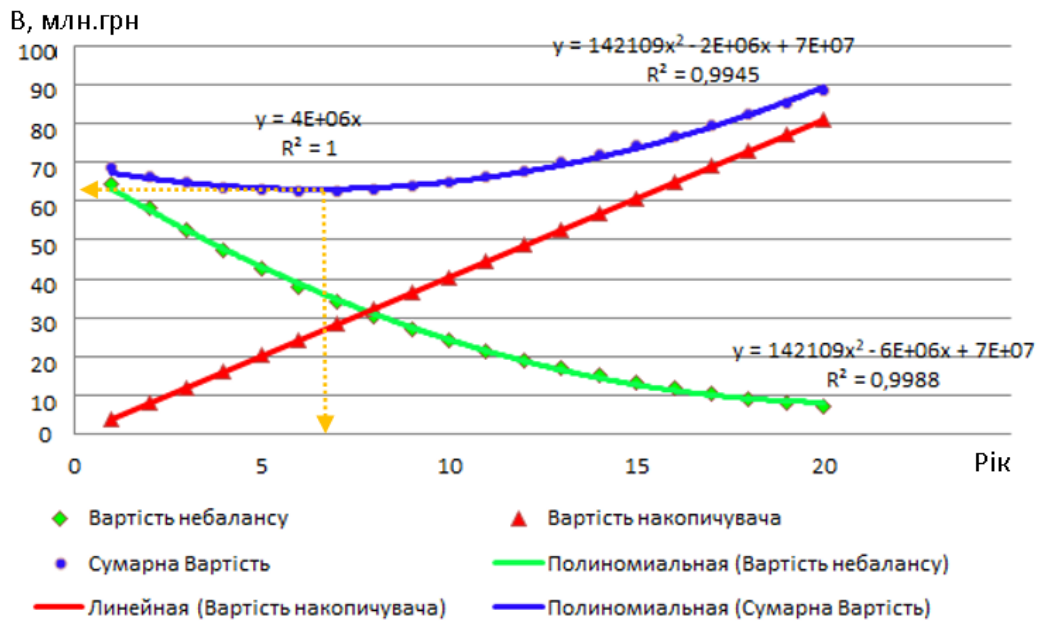


Рисунок 2.20 – Визначення ємності накопичувача

Вказана система дає точність прогнозу на рівні 80%, що в загальному відповідає середньому показнику точності таких систем.

2.6 Висновки до розділу 2

Збільшення обсягів генерування відновлювальних джерел енергії в ОЕС України можливе лише за рахунок збільшення маневрових потужностей. Оскільки Україна провадить політику низьковуглецевого розвитку, а застосування «зеленого» тарифу підтверджується систематичною позицією

як на міжнародній арені, так і на внутрішньому розвитку, то такі джерела маневрової потужності мають бути вільними від викидів CO₂.

В розділі запропоновано використання Battery energy storage system (BESS) для подальшого нарощування генерування ВДЕ. Оскільки темпи генерування ВДЕ досить високі, то спільне використання BESS та ВДЕ, приведе до зменшення кількості теплових електростанцій, що вже технічно відпрацювали свій технічний ресурс.

Більш того, такі системи можна буде використовувати як накопичувачі для дотримання графіку генерування ФЕС на добу наперед. Враховуючи досить великий обсяг капіталізації таких систем, було сформовано цільову функцію, що враховує витрати на будівництво CAE, вартість покриття небалансів та зменшення його циклу заряд/розряд.

РОЗДІЛ 3

АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

3.1 Проблеми балансування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

Зростання кількості та одиничної потужності відновлювальних джерел енергії, серед яких найбільше електроенергії генерується сонячними електростанціями, обумовлене значними інвестиціями, також і закордонними інвесторами, що очікують отримувати прибутки від вкладених коштів. Разом з цим, для електропередавальних компаній та постачальників електричної енергії має досить велике значення якість електроенергії та рівні напруги у вузлах мережі, також і в місці приєднання станції. Це змушує враховувати природну нестабільність таких джерел, зокрема для планування режимів електричних мереж. Виробники, що працюють за «зеленим» тарифом мають заявляти свій графік генерування на добу наперед [73]–[77].

Таким чином, відпуск електроенергії сонячними електростанціями за «зеленим» тарифом залежить від технічного стану електричної мережі, що на пряму впливає на прибуток інвестора, тому що в силу специфіки роботи ФЕС генерування може відбуватись, якщо напругу на шинах станції буде задавати зовнішня мережа. Якщо для великих промислових ФЕС, встановлена потужність яких більша 20 МВт, точка приєднання належить до класу напруги від 110 кВ, проблем з відсутністю напруги або досить великим її відхиленням немає, то в мережах 35 кВ і нижче питання якості електроенергії є актуальним. Це обумовлено низкою факторів, зокрема, технічним станом таких мереж, моральним та фізичним зношенням експлуатованого силового обладнання, неузгодженим з графіком

навантаження мережі; роботою відновлювальних джерел, залежністю графіка ВДЕ від зміни тривалості світлового дня та погодних умов, відсутністю якісних даних комерційного обліку електроенергії.

Запровадження нової моделі ринку електроенергії дозволяє частково вирішити вказані проблеми. Першим позитивним кроком впровадження ринку електроенергії, є розроблення механізмів прогнозування генерування ФЕС та визначення відповідальності за прогнози; можливість розділити транзит електроенергії, що його здійснює оператор системи розподілу (ОСР), з поставкою електроенергії кінцевому споживачеві, яку може здійснювати незалежний постачальник, та введенням нової ролі, що відповідає за якість даних комерційного обліку електроенергії як стосовно генерування (також і ФЕС), так і стосовно споживання. Функціональна роль постачальника послуг комерційного обліку (ППКО) дозволяє визначити відповідальність кожного суб'єкта за спричинені ним небаланси.

Виходячи з цього, робота електричної мережі залежить від якісного функціонування ОСР, постачальника електроенергії, виробника за «зеленим» тарифом. Особливу цінність становить робота оператора системи розподілу, який відповідає за режимну та структурну надійність елементів електричної мережі, оскільки від якості його роботи залежить обсяг реалізованої електричної енергії кінцевим споживачам незалежним постачальником та обсяг відпущеної електроенергії фотоелектричною станцією.

Мотивацією оператора систем розподілу є тариф на послуги з розподілу електричної енергії. Величина прибутку ОСР залежить від кількості електроенергії, що перетікає мережами, з урахуванням втрат. Тому ОСР зацікавлений в покращенні показників надійності роботи ЕМ (SAIDI) та зменшення втрат, оскільки це його прямі витрати.

Втрати електроенергії в електричній мережі залежать безпосередньо від режимів її експлуатації, на які впливає генерування фотоелектричних станцій. Загалом для планування режимів електричних мереж необхідно

проаналізувати структуру ринкових взаємозв'язків ФЕС з вищезазначеними суб'єктами ринку (рис. 3.1).

На ФЕС, залежно від термінів будівництва, може бути декілька вузлів обліку електричної енергії (ВОЕ) і, відповідно, точок комерційного обліку (ТКО). Для того, щоб дані вчасно потрапляли до Адміністратора комерційного обліку (АКО), потрібно визначитись з постачальником послуг комерційного обліку (ППКО). Цю функціональну роль до введення нової моделі ринку електроенергії виконував оператор системи розподілу. Постачальник послуг комерційного обліку здійснює низку заходів з встановлення АСКОЕ, налагоджування, збору даних, їх валідації та відправці в АКО. Отож, ППКО встановлює автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) у ВОЕ. Оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО) – роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг зі встановлення, введення і виведення з експлуатації, технічного обслуговування засобів комерційного обліку (ЗКО), а також програмного і апаратного забезпечення, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії. Оскільки засобів комерційного обліку досить багато, їх потрібно адмініструвати, за що відповідає адміністратор засобів комерційного обліку (АЗКО), який адмініструє бази даних у Датахаб з інформацією про засоби комерційного обліку в точках комерційного обліку. Зчитування даних з лічильників виконує оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) та передає їх до оператора даних комерційного обліку (ОДКО). Ця функція, яку виконує ППКО у процесі надання виконання робіт із формування та керування даними, зокрема, їх обробки, перевірки, валідації, зберігання, архівування та передачі до АКО валідованих даних комерційного обліку. Далі дані передаються до Адміністратора комерційного обліку та, відповідно, до адміністратора розрахунків, що відповідає за фінансові розрахунки між суб'єктами ринку з урахуванням небалансів, які спричинені неточністю прогнозу генерування ФЕС, тобто обсягу електричної енергії, що закуплена на балансувальному ринку у постачальників послуг з балансування.

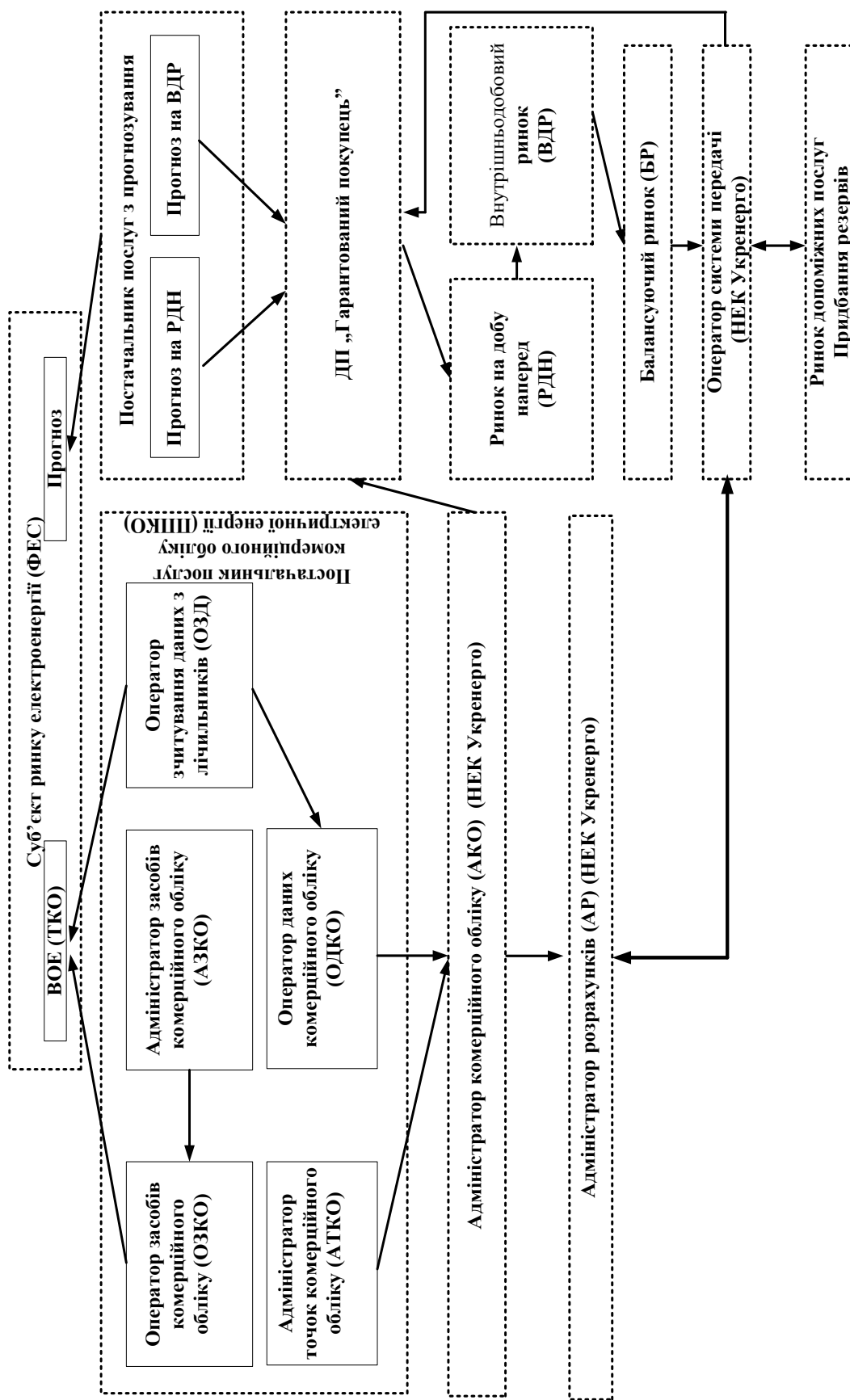


Рисунок 3.1 – Механізми обліку та визначення небалансів виробника за «зеленим» тарифом

Постачальники послуг з балансування отримують команди від оператора системи передачі на розвантаження або завантаження, залежно від точності співпадіння обсягів заявленої електроенергії на покупку в рамках цін та обсягів, що визначені на ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку. Заявлені на добу наперед графіки генерування ДП «Гарантований покупець», що є представником інтересів всіх виробників, які працюють за «зеленим» тарифом, тобто входять в його балансуєчу групу.

Таким чином, виробники за «зеленим» тарифом до 9:00 за день до торгового дня надають гарантованому покупцю погодинні добові графіки відпуску електричної енергії та доступну потужність генерувальних одиниць з розбиттям за технологіями, тарифами/видами генерації за видом альтернативного джерела та за географічними регіонами; такий прогноз виконується для подачі гарантованим покупцем заявок щодо продажу електроенергії на РДН.

Починаючи з 15:00 дня, що передує торговому, але не пізніше ніж за 2 години 45 хвилин до розрахункового періоду надають гарантованому покупцю оновлений графік відпуску електричної енергії для кожного розрахункового періоду торгового дня в рамках внутрішньодобових заявок Гарантованого покупця.

3.2 Алгоритм визначення обсягів та вартостей небалансів ФЕС

Відповідальність виробників за «зеленим» тарифом залежить від обсягів прогнозів електроенергії, що реалізована гарантованим покупцем на ринках РДН та/або ВДР та погодинних цін, що склалися на ринку РДН P_t^{DAM} та балансувального ринку $IMSP_t$ на основі наявного дефіциту або профіциту електроенергії в ОЕС України. Дозволена точність системи прогнозування відповідно до Закону [44].

Якщо похибка прогнозу виробника за «зеленим» тарифом в годину t менша за 10 відсотків, то плата за небаланс ($CIEQ_t^p$) дорівнює нулю.

У випадку, коли відносна похибка прогнозу генерування становить більше 10 відсотків, та фактично згенеровані значення потужності більші за прогнозні $\varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0$ в умовах дефіциту ринку електроенергії РДН, виникає небаланс у вигляді перегенерування, вартість небалансу визначається за формулою

$$CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} > 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t) . \quad (3.1)$$

Якщо відносна похибка прогнозу генерування становить більше 10 відсотків, а фактично згенеровані значення потужності менші за прогнозні $\varepsilon_t^{sum} < 0, \varepsilon_t^p < 0$ в умовах профіциту ринку електроенергії РДН, виникає небаланс у вигляді недогенерування, вартість небалансу визначається як

$$CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} < 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t) . \quad (3.2)$$

З урахуванням алгоритму (рис. 3.2), відповідальність виробників, що працюють за «зеленим» тарифом, залежить від декількох основних факторів:

- цін, що складаються на ринку на добу наперед та балансувальному ринку;
- точності власної системи прогнозування генерування ФЕС;
- наявності балансувальної потужності, що зможе компенсувати неточність системи прогнозування.
- точності системи прогнозування Гарантованого покупця.

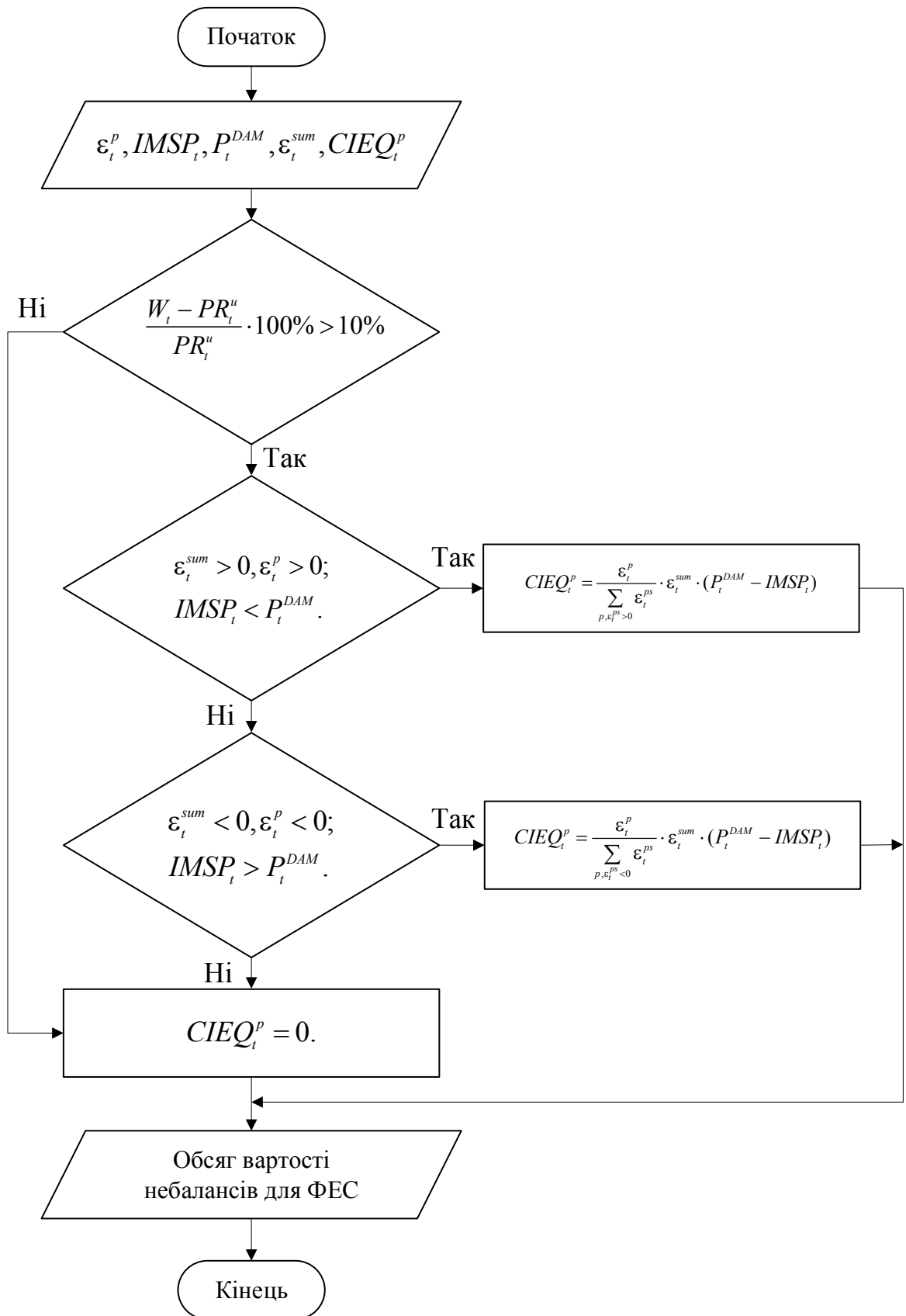


Рисунок 3.2 – Алгоритм оцінювання обсягу відповідальності за неточність прогнозу генерування ФЕС

Підвищення точності системи прогнозування на добу наперед має фізичну межу на рівні 12%, оскільки без внутрішньодобового уточнення прогнозу, прогнозувати генерування ФЕС на добу наперед в допустимих межах відхилення (10%) досить важко.

3.3 Алгоритм визначення ємності накопичувача для групи станцій електричної мережі

Балансування відновлювальних джерел енергії потребує значних капіталовкладень. Виходячи з цього, доцільніше буде встановлювати накопичувач для балансування групи виробників за «зеленим» тарифом, оскільки такий підхід дозволяє балансувати більше потужностей відновлювальних джерел енергії; наприклад, ФЕС на однаковій ємності накопичувача. Це пояснюється тим, що графіки генерування фотоелектричних станцій при накладанні дають більш пологий «купол», і різких викидів потужності на такому графіку немає, що дає змогу отримати кращі техніко-економічні характеристики накопичувача.

Розроблений алгоритм (рис. 3.3) побудований на основі погодинних даних з генерування фотоелектричних станцій – $P_{\phi t}^{\text{ФЕС}}$, МВт год, встановленої потужності фотоелектричних станцій $P_{\text{ном}}^{\text{ФЕС}}$, МВт, α – кута нахилу панелей ФЕС.

Прогноз генерування ФЕС – $P_{\text{Пр } t}^{\text{ФЕС}}$, МВт год, що порівнюється з фактом і на основі погодинного зіставлення добових графіків визначаються обсяги небалансу, що їх потрібно компенсувати накопичувачем.

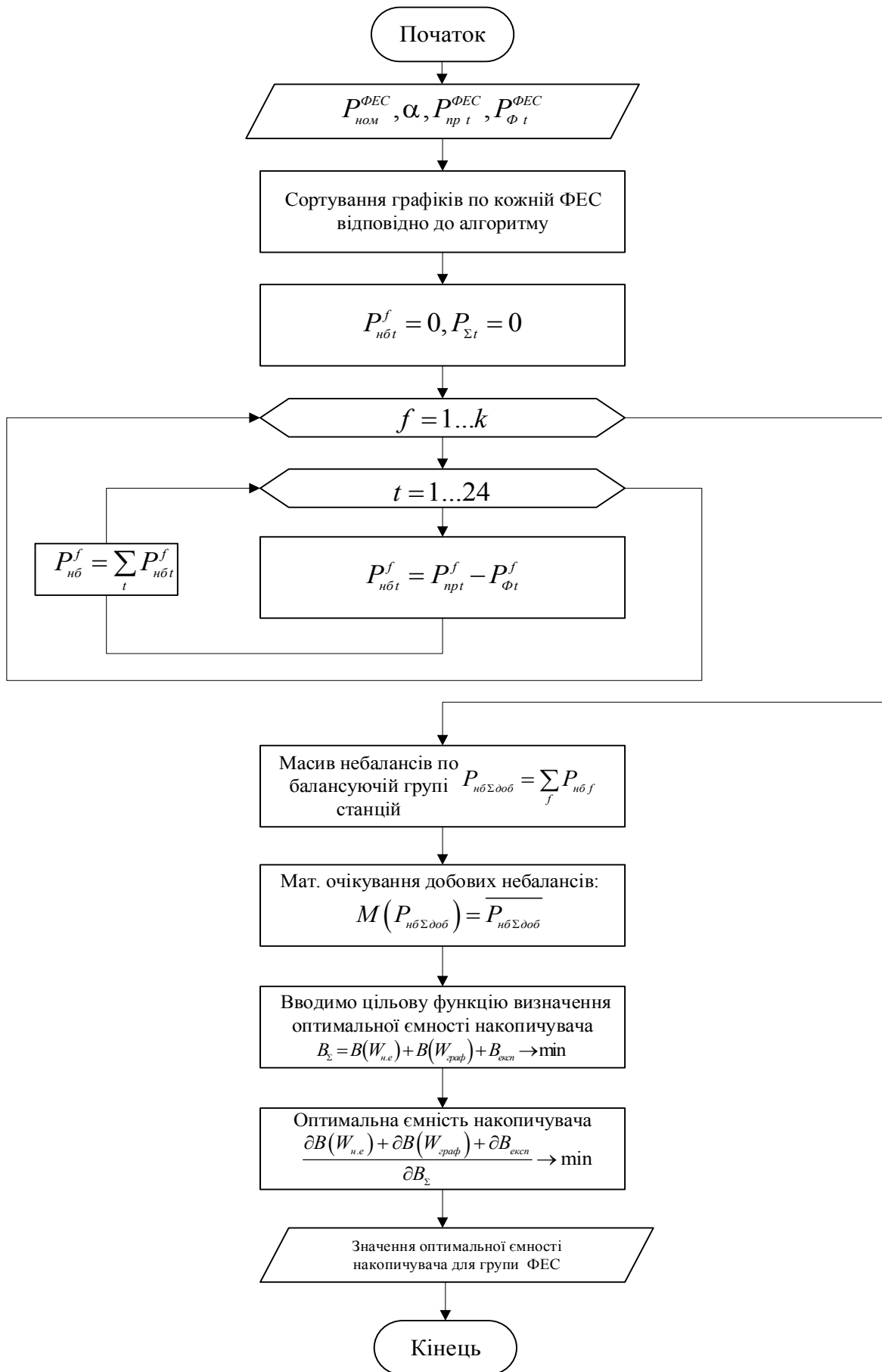


Рисунок 3.3 – Алгоритм визначення ємності накопичувача

Інформацію прогнозів, та фактично відпущеної електроенергії сортують за часом для кожного об'єкта виробника за «зеленим» тарифом, що входить в балансувальну групу, де загальна кількість об'єктів f .

Для кожного виробника за «зеленим» тарифом визначається обсяг небалансу, що спричинено неточністю системи прогнозування в кожен окрему годину $P_{нбt}^f = P_{прt}^f - P_{фt}^f$. Сума погодинних небалансів кожної станції в рамках однієї доби дає змогу визначити ємність накопичувача, який би покривав небаланси кожного окремого виробника за «зеленим» тарифом. Такий підхід є виправданим, оскільки дозволяє визначати ємність накопичувача, виходячи не з встановленої потужності станції, а саме: з обсягів небалансу, що їх вона спричиняє. Таким чином, різні виробники за «зеленим» тарифом, маючи різні системи прогнозування, що дають на виході різну точність прогнозу, можуть балансуватись одним накопичувачем.

Оператор системи накопичення (акумуляування) електроенергії балансує групу станцій, а потім, залежно від обсягів небалансу та годин їх виникнення від кожного виробника, розділяє вартість балансувальної електроенергії. В рамках даної роботи під системою акумуляування електроенергії розуміється електроустановка, яка призначена для виробництва попередньо спожитої (накопиченої) електричної енергії, що може виступати як диспетчеризоване навантаження або як виробник електричної енергії в різні періоди часу.

Оскільки накопичувач балансує групу станцій, то знаходимо небаланс всієї групи як суму небалансів кожного виробника окремо $P_{нб\Sigmaдод}^f = \sum_f P_{нбf}^f$.

Балансування виробників за «зеленим» тарифом є задачею техніко-економічною, оскільки витрати на встановлення накопичувача досить великої ємності будуть несумірними з витратами на покриття штрафних санкцій, тому пропонується визначати ємність накопичувача як середнє значення добових небалансів

$$M(P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}}) = \overline{P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}}} , \quad (3.3)$$

де $M(P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}})$ – математичне очікування виникнення добового небалансу електроенергії.

Дане значення коригуємо відповідно до запропонованого у другому розділі роботи методу, в якому подано цільову функцію так:

$$B_{\Sigma} = B(W_{\text{н.е}}) + B(W_{\text{граф}}) + B_{\text{експ}} \rightarrow \min , \quad (3.4)$$

де $B(W_{\text{н.е}}) = e_{\text{н.е}}^{\text{num.}} W_{\text{н.е}}$ – витрати на встановлення накопичувача певної ємності, грн; $e_{\text{н.е}}^{\text{num.}}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт-год; $P_{\text{н.е}}$ – ємність накопичувача, кВт год; $B(W_{\text{граф}})$ – штрафні санкції за недотримання заявленого на добу наперед графіка генерування з урахуванням використання накопичувача певної ємності, грн; $B_{\text{експ}}$ – експлуатаційні витрати на накопичувач певної ємності, грн.

Далі диференціюємо кожну зі складових витрат, та мінімізуємо цільову функцію

$$\frac{\partial B(W_{\text{н.е}}) + \partial B(W_{\text{граф}}) + \partial B_{\text{експ}}}{\partial B_{\Sigma}} \rightarrow \min .$$

Як результат отримуємо оптимальну ємність накопичувача для балансувальної групи фотоелектричних станцій.

Виходячи з вищевказаного, наявність накопичувача, навіть для групи станцій, дозволяє отримати ряд переваг для станцій:

1. Зменшення витрат на покриття небалансів, викликаних неточністю системи прогнозування.
2. Дозволить планувати дохід протягом року.

Остання перевага досить важлива для виробника за «зеленим» тарифом, оскільки більшість коштів, що залучені для будівництва джерела відновлювальної енергії, – кредитні.

Для електроенергетичної системи за рахунок стимулювання виробників встановлювати накопичувачі електроенергії можна досягти підвищення балансової надійності роботи системи, покращення якості електропостачання, підвищення гнучкості системи в цілому.

Іншою стороною комплексного підвищення надійності електропостачання є оптимізація показників частоти та тривалості перерв відпуску електричної енергії кінцевому споживачу за рахунок можливості відновлення електропостачання для частини схеми мережі.

3.4 Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж

Передумови нової концепції систем електропостачання. Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики на основі Smart Grid: дефіцит джерел електричної енергії; вимоги до надійності і якості електропостачання, що постійно зростають, з боку споживачів; постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі; зростання вимог зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній; вимоги екологічної та промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів; зниження загальносистемних витрат [77].

Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики потрібна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування до концепції розподіленого керування. Нові умови й каталізатори розвитку формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують: рух потоків електроенергії та інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад; постійний контроль за всіма

елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями; інтеграцію й адаптацію розподілених джерел електроенергії (РДЕ) (також і відновлювальних) і засобів акумулювання електроенергії.

Якщо електричні мережі функціонально були призначені для транспортування і розподілення електроенергії, виробленої централізовано на великих електростанціях, то з розбудовою в них нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії вони набувають рис локальної електроенергетичної системи (ЛЕС). В зв'язку з цим виникають нові задачі: узгодження графіків навантаження споживачів і генерування ВДЕ з урахуванням їх нестабільності, оптимальне керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, забезпечення балансової надійності електроенергії в ЛЕС, що формується централізованим і місцевим генеруванням, тощо. Природно, що вирішення цих задач доцільно здійснювати з використанням сучасних Smart Grid технологій.

Концепція Smart Grid передбачає побудову цілком інтегрованої, саморегульованої та самовідновлювальної системи, що містить всі джерела генерування електроенергії, магістральні та розподільні мережі, а також всі види споживачів електроенергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі [78] – [79]. Впровадження Smart Grid технологій відбувається в рамках сценарію розвитку електроенергетики, коли за рахунок розосередженого генерування ВДЕ зменшується централізоване генерування, в результаті чого зменшується навантаження на магістральні електричні мережі, а розподільні мережі мають адаптуватися до нових умов експлуатації. Оскільки розподільні електричні мережі зі всією інфраструктурою проектувалися під централізоване живлення, то сьогодні вони вимагають суттєвої модернізації.

Порівняно з існуючими електричними мережами в мережах на базі концепції Smart Grid приймаються або розвиваються інші функціональні властивості. До них належать, в першу чергу: двосторонні комунікації між

всіма елементами мережі, включно і електроспоживачами; розподілене генерування з резервуванням від електроенергетичної системи (ЕЕС); зміна топології від радіальної до замкненої та ліній електропередачі з двостороннім живленням; керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості; автоматизація керування режимами електричних мереж з метою їх самооптимізації; дистанційний моніторинг і діагностика технічного стану обладнання, що дозволяє формувати дії на попередження аварій.

Для реалізації нових функціональних властивостей розподільних електричних мереж і створення на їх основі ЛЕС потрібно розвивати інформаційне забезпечення на новому якісному рівні, яке має стати підставою для автоматизації процесів вироблення, транспортування і розподілу електроенергії в ЛЕС.

Незважаючи на те, що розподілені джерела можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі теплові, атомні і гідроелектростанції. Останні змушені будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для забезпечення надійності електропостачання.

Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України і тому досить важко оцінити в цілому їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. На рис. 3.4 наведена зміна SAIDI для 2011, 2015–2018 років, середнє значення у ОЕС для міських та сільських електричних мереж [29].

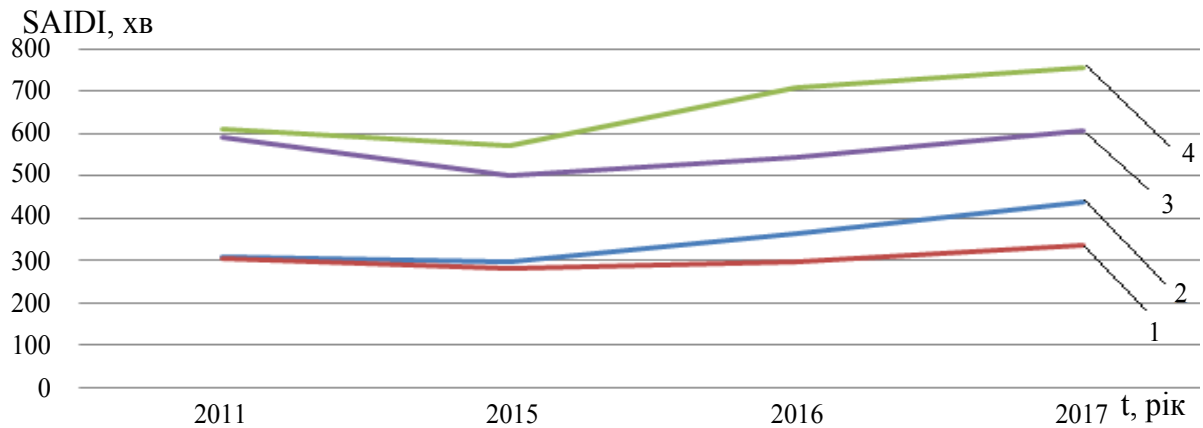


Рисунок 3.4 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та 3 і 4 – відповідно, для сільських мереж ОЕС України

Виходячи зі статистичних даних, збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії, активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, може бути причиною підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж. Проаналізовано темпи збільшення генерування ВДЕ в розрізі кожної енергопостачальної компанії, серед інших виділено ПАТ «Вінницяобленерго» (рис. 3.5), оскільки тут, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС був найбільшим. Аналізується лише генерування ФЕС, тому що вітровий потенціал для цього регіону є незначним. Отже, потужність генерування на початку 2015 року становила 41,3 МВт і збільшилися майже в чотири рази за наступні три роки, а саме: в кінці 2018 року потужність ФЕС становила 180 МВт. Проте вплив ФЕС на надійність мереж тут суттєво відрізняється від впливу на мережі ОЕС в цілому (рис. 3.4 та 3.5).

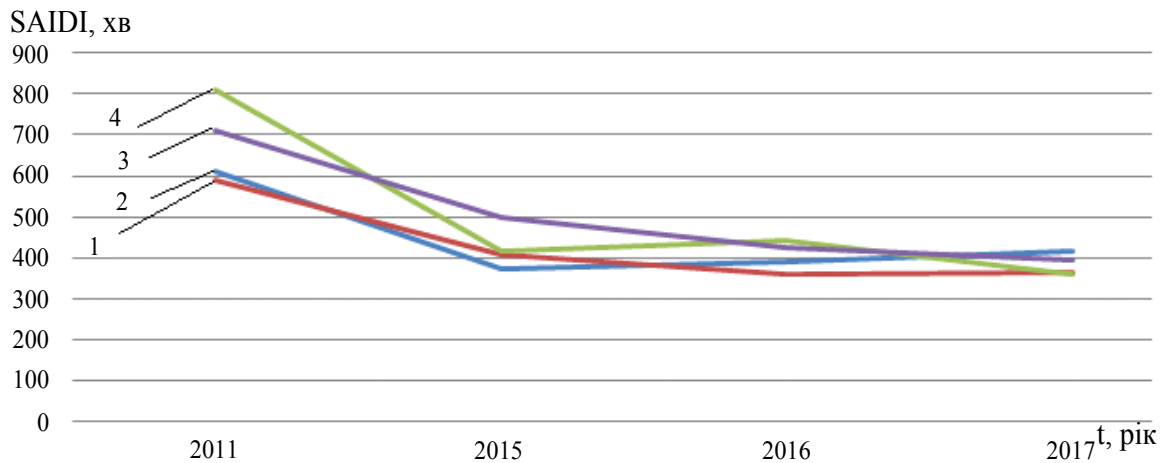


Рисунок 3.5 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та (3) і (4), відповідно, для сільських мереж АТ «Вінницяобленерго»

Одночасне покращення рівня технічного оснащення мереж, як спостерігається у «Вінницяобленерго», разом з розбудовою ФЕС дозволяє розкрити їх потенціал з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах. Аналіз залежностей, наведених на рис. 3.4 та 3.5 дозволяє зробити висновок, що оцінити і досягти максимального ефекту від впровадження відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення нормативних показників надійності (безперебійності) електропостачання можна, враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі, і це потрібно заохочувати. Однак конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності, створюють низку проблем для успішного впровадження розосереджених джерел енергії. Крім задачі балансування в електричних мережах для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації РДЕ і розподільних електричних мереж потрібно

розв'язати ще задачі зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і покращання якості електропостачання споживачів.

Наявний технічний стан розподільних електричних мереж України оцінюється як незадовільний, призводить до високого рівня втрат електроенергії та спричинює низьку енергетичну ефективність процесу розподілу електричної енергії. Низька пропускна спроможність таких електромереж створює завади для задоволення попиту, що постійно зростає, існуючих клієнтів на електричну енергію, а також обмежує можливість приєднання нових споживачів. Невідповідний сучасним вимогам рівень автоматизації розподільних мереж України обумовлює значні операційні витрати на обслуговування, недостатній рівень надійності та безпеки енергопостачання.

Зношеність існуючого обладнання розподільних електричних мереж, за різними оцінками, складає на сьогодні від 40% до 80%, причому, внаслідок відсутності належного рівня капіталовкладень, цей стан з кожним роком продовжує погіршуватися. Проведення поглиблених досліджень технічного стану сприяє більш цільовому запровадженню сучасних технологічних рішень з підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж та інвестиційній підтримці розвитку основних фондів.

Варто відмітити, що за наявності розгалуженої сітки комутаційних апаратів при втраті живлення від обох частин електромережі можна використати розосереджені джерела генерування для заживлення частини мережі. Але слід зауважити, що лєвова частина розосередженого генерування в Україні припадає на фотоелектричні станції. В силу особливостей використання інверторного обладнання для їх запуску необхідна напруга мережі.

Таким чином, при втраті електричного живлення фотоелектричні станції не зможуть видавати потужність в мережу, і негативні наслідки їх відключення впливають, по-перше, на кінцевого споживача, збільшуючи

неповідпуски електроенергії компанії постачальника, по-друге, збільшують невідпуск електроенергії від фотоелектричних станцій.

Виходячи з цього, в роботі запропоновано метод відновлення електропостачання в частині електричної мережі за рахунок використання джерел з керованою потужністю, наприклад, малих ГЕС, яких досить значний відсоток в електричній мережі, та ФЕС.

3.4.1 Алгоритм відновлення електропостачання споживачів розподільних електричних мереж

Оскільки метод відновлення постачання електроенергії споживачам ЛЕС ґрунтується на основі аналізу потоку відмов її структурних елементів, то вводимо позначення p – імовірність відмови елемента ЛЕП. Враховуючи розміщення комутаційних апаратів (КА) можливе виникнення станів різних схем заживлення, і, відповідно, станів ЛЕС на основі відмов її структурних елементів та місця розташування комутаційних апаратів, z -кількість станів.

Для аналізу багатьох варіантів схем живлення споживачів – станів ЛЕС – було використано програмний засіб «DIGSilent Power Factory», що дозволяє змінювати конфігурацію електричної мережі для живлення споживачів від іншого фідера. На першому етапі вказуємо, з якої підстанції та який фідер чи частину планується заживити з іншого фідера. Перенесення навантаження відбувається відповідно до наявності комутаційних апаратів.

Наступним етапом є вибір підстанції та фідера, на який планується перенести частину віток іншого фідера. Слід зауважити, що для безпомилкового перенесення частини віток фідера потрібно мати чітку інформацію щодо місця встановлення та положення контактів комутаційних апаратів.

В разі правильного виконання перенесення віток у вікні «перевірка результатів» помилок не буде.

При кожній конфігурації схеми буде певна кількість недовідпущеної електроенергії споживачам за звітний період, а також обсяги нереалізованої електроенергії ФЕС.

Блок визначення потужностей керованих джерел енергії (малих ГЕС) та умовно керованих ФЕС, дозволяє, за наявною схемою, визначити можливість подачі напруги від керованих джерел до ФЕС в умовах відсутності електропостачання централізованих джерел живлення. При відсутності централізованих джерел генерування балансуючий та базисний вузол буде на шинах керованого джерела живлення, і для підтримування стійкої роботи утвореної системи необхідно звести баланс потужностей навантаження та сумарного генерування всіх джерел живлення, що входять в електричну мережу $\sum_k P_k^{нав} \leq P_{керов}^{ген}$.

На рис. 3.6 показано як формується баланс потужності в ЛЕС з комбінованим електропостачанням. Надходження електроенергії здійснюється від різнотипних внутрішніх джерел ВЕС і ФЕС, малих гідроелектростанцій (ГЕС), когенераційних (КГУ) і біогазових (БГУ) установок, а також джерел централізованого живлення. Навантаження трансформаторних підстанцій складається з навантаження споживачів і генерування джерел електроенергії, які знаходяться у них на балансі.

Для ЛЕС з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації: забезпечення максимального прибутку від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ; зменшення залежності локальної електричної системи з сумарним навантаженням $P_{нав}(t)$ від централізованого енергопостачання, тобто, мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення; мінімізація на інтервалі часу $t_0 - t_k$ відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування в ЛЕС, з урахуванням метеорологічних умов та характеристик ВДЕ.

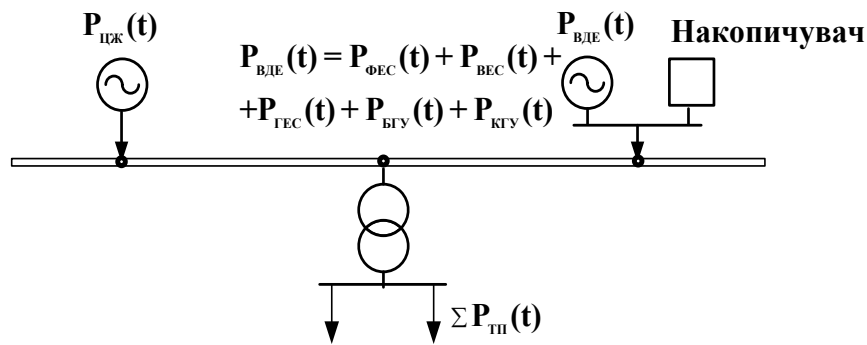


Рисунок 3.6 – Баланс потужності в локальній електричній системі

Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формулюється так:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (3.5)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ВДЕ в ЛЕС, $\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – поточне сумарне генерування ВДЕ, n – кількість керованих ВДЕ в ЛЕС.

В ЛЕС для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності

$$P_{цжс}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.6)$$

де $P_{цжс}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕС від централізованих джерел електроенергії, $P_{ТПi}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), m – кількість ТП, $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах ЛЕС.

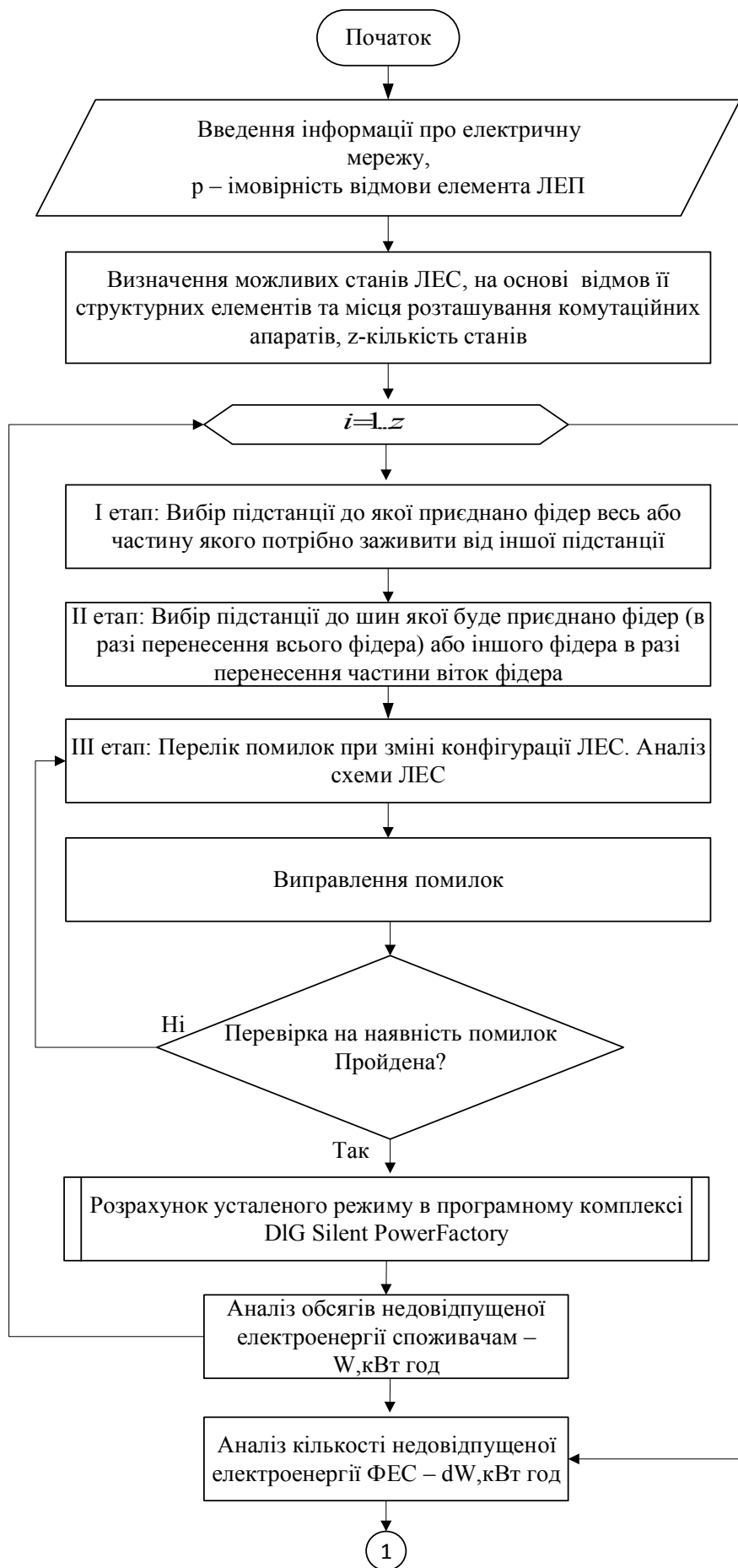
З (3.6) визначається потужність централізованого живлення ЛЕС

$$P_{цжс}(t) = \sum_{j=1}^m P_{III_j}(t) + \Delta P(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0. \quad (3.7)$$

Потужність $P_{цжс}(t)$, залежно від внутрішнього балансу потужності в ЛЕС, може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕС, а в другому – ЛЕС віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення $P_{цжс}(t)$ є підтримування з заданою точністю генерування ВДЕ в ЛЕС (ідеально мало б бути $P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0$).

Забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії, з урахуванням особливостей ВЕС і ФЕС у реальному часі, крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування впливів керування та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи можна навести систему керування ЛЕС з ВДЕ, яка запропонована в [80]–[85]. Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах.

На рис. 3.7 наведено алгоритм відновлення електропостачання споживачів розподільної електричної мережі з використанням ФЕС та ГЕС.



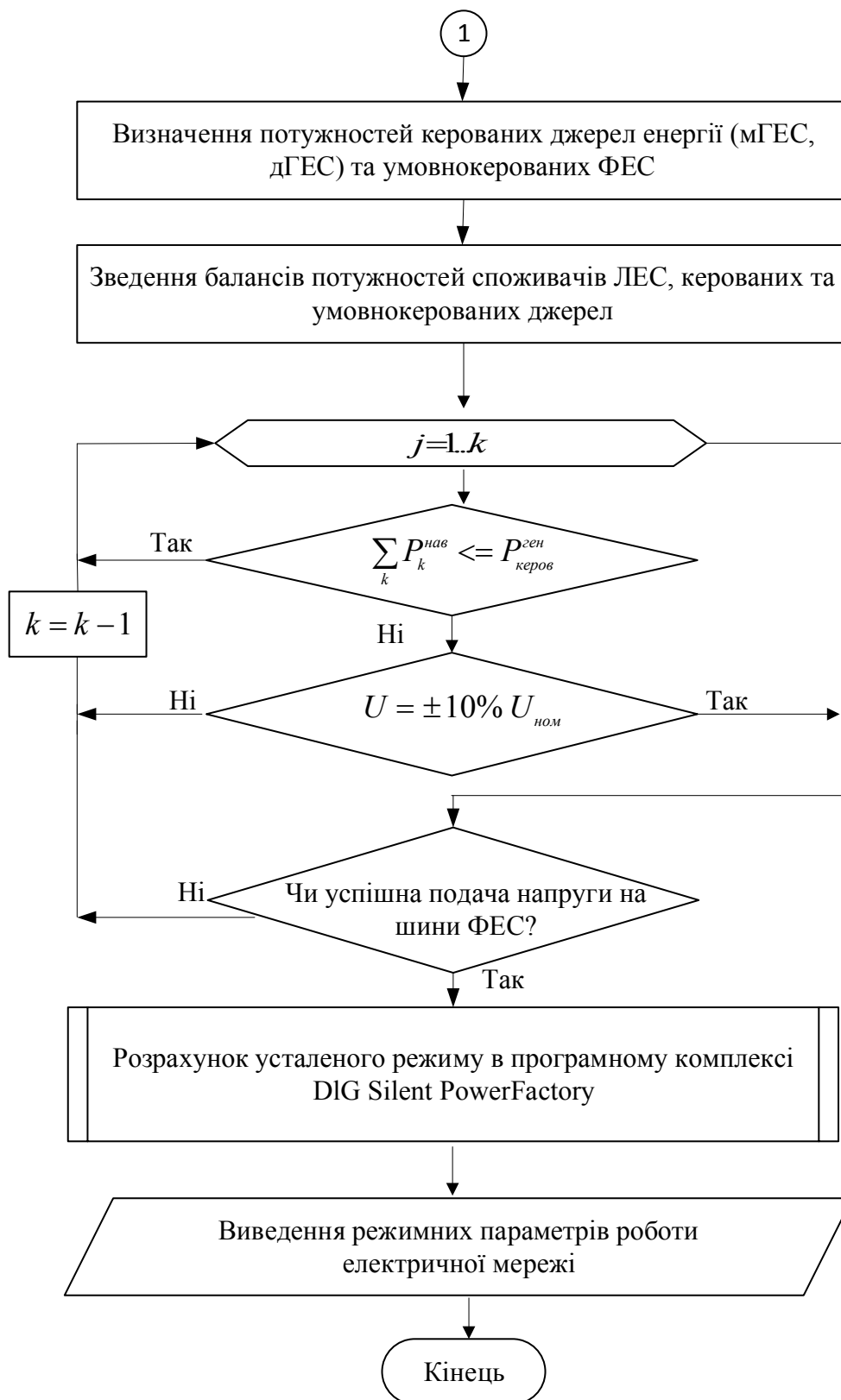


Рисунок 3.7 – Алгоритм відновлення електропостачання споживачів розподільної електричної мережі

3.5 Висновки до розділу 3

Інтегрування ВДЕ, зокрема ФЕС, може і має здійснюватися з урахуванням інтересів електричних мереж. Розбудова ФЕС в електричних мережах може супроводжуватися підвищенням надійності (покращанням SAIDI і SAIFI), зменшенням втрат електроенергії і покращанням її якості. Впровадження Smart Grid технологій на рівні децентралізованих систем електропостачання покращує їх техніко-економічну ефективність. Перехід на нову технологічну платформу обіцяє підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі і це потрібно заохочувати. Однак конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності, створюють низку проблем для успішного впровадження розосереджених джерел енергії.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж потрібно розв'язати деякі задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

З метою ефективної експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем, особливо в сенсі задач підвищення надійності електропостачання, потрібно розробити метод відновлення електропостачання споживачів при втраті централізованого живлення.

РОЗДІЛ 4

**ОПТИМІЗАЦІЯ СУМІСНОГО ВИКОРИСТАННЯ РІЗНОТИПНИХ
ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ
НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Вирішення проблем підвищення надійності роботи електричної мережі – питання комплексне й потребує системного підходу. Необхідність системного підходу обумовлена також і конфліктом інтересів учасників процесу електропостачання:

- постачальника електричної енергії;
- оператора системи розподілу;
- оператора системи передачі (у тих випадках, коли кінцевий споживач заживлений від мереж ОСП);
- власників генерувальних об'єктів;
- споживачів електричної енергії.

Під час розгляду технічних задач потрібно враховувати зацікавленість усіх учасників процесу. Цільову функцію побудовано таким чином, щоб підвищити прибуток виробника за «зеленим» тарифом $\Pi_{\text{ФЕС}}^k$, збільшити обсяги електроенергії, що передається мережами операторів систем розподілу $W_{\text{ОСР}}^n$ та передачі $W_{\text{ОСП}}^m$ та обсяги реалізованої електроенергії постачальника електричної енергії $Z_{\text{пост}}^g$.

$$f(\Pi_{\text{ФЕС}}^k, W_{\text{ОСР}}^n, W_{\text{ОСП}}^m, Z_{\text{пост}}^g) \rightarrow \max \quad (4.1)$$

Зрозуміло, що вартість електроенергії залежить від якості, тому обмеження щодо цільової функції будуть такими:

$$\begin{cases} 0.9U_{ном} \leq U \leq 1.1U_{ном} \\ SAIDI_{факт} \leq SAIDI_{план} \\ SAIFI_{факт} \leq SAIFI_{план} \end{cases} \quad (4.2)$$

Як зазначено в першому розділі дисертаційної роботи, вартість поставленої електроенергії залежить від її якості. Тариф затверджується з урахуванням факту виконання планових показників за кількістю $SAIDI_{факт}$ та тривалістю $SAIFI_{факт}$ перерв в електропостачанні споживачів ОСР.

В низці робіт [86]–[90] принциповою особливістю виділялась властивість ЛЕС містити в собі всі ознаки електроенергетичної системи, де наряду зі споживанням є власні джерела генерування, а генерована електроенергія відразу споживається в межах балансової належності споживача. У разі несумірності споживання та генерування надлишки видаються в мережу (розглядається випадок, коли потужність генерування більша за навантаження), таким чином змінюючи поточкорозподіл в частині електричної мережі.

Зазначене викликає цілу низку задач [91]–[95], однак, зі зростанням відсоткової частки генерування ФЕС в балансі потужностей та враховуючи розпорошеність таких джерел, розподільні електричні мережі можуть містити власну потужність генерування відновлювальних джерел, що співрозмірна зі споживанням.

Таким чином, можливі випадки, коли при втраті живлення від централізованих джерел електропостачання (ТЕС, ГЕС, АЕС) є змога заживити споживачів з встановлених в РЕМ фотоелектричних станцій та малих гідроелектростанцій або біогазових установок. Ефективне генерування ФЕС можливе лише при взаємодії з балансувальними потужностями [96]–[108].

4.1 Розрахунок відповідальності за небаланси, викликані генеруванням ФЕС

Розглянувши у другому розділі метод визначення відповідальності за небаланс, що спричинений неточністю прогнозування та сформований на основі цін на електроенергію, що сформувались на ринку наперед, та з урахуванням дефіцитності чи профіцитності системи (тобто, цін на балансувальному ринку) відповідно до обсягів, що сформувались за останньою заявкою виробника за «зеленим» тарифом гарантованому покупцеві, який виставляє ці обсяги на ВДР.

Розглянемо фрагмент схеми електричної мережі (рис. 4.1), який складається з двох понижувальних підстанцій – Ямпіль 110/10 кВ та Михайлівка 110/35/10 кВ, до яких приєднано декілька фідерів:

- фідер 10 підстанція Ямпіль 110/10 кВ, загальною довжиною ЛЕП 10 кВ – 7,94 км, сумарна потужність навантаження на підстанціях 10/0,4 кВ – 2126 кВт, імовірність відмови лінії електропередач 10 кВ в середньому складає 0,112; сумарна потужність розосередженого генерування, що під'єднана до фідера, – 110 кВт;

- фідер 15 підстанція Ямпіль 110/10 кВ, загальною довжиною ЛЕП 10 кВ – 19,51 км, сумарна потужність навантаження на підстанціях 10/0,4 кВ – 3139 кВт, імовірність відмови лінії електропередач 10 кВ в середньому складає 0,151; сумарна потужність розосередженого генерування, що під'єднана до фідера, – 1600 кВт;

- фідер 42 підстанція Михайлівка 110/35/10 кВ, загальною довжиною ЛЕП 10 кВ – 25,28 км, сумарна потужність навантаження на підстанціях 10/0,4 кВ – 1845 кВт, імовірність відмови лінії електропередач 10 кВ в середньому складає 0,215; сумарна потужність розосередженого генерування, що під'єднана до фідера, – 1030 кВт.

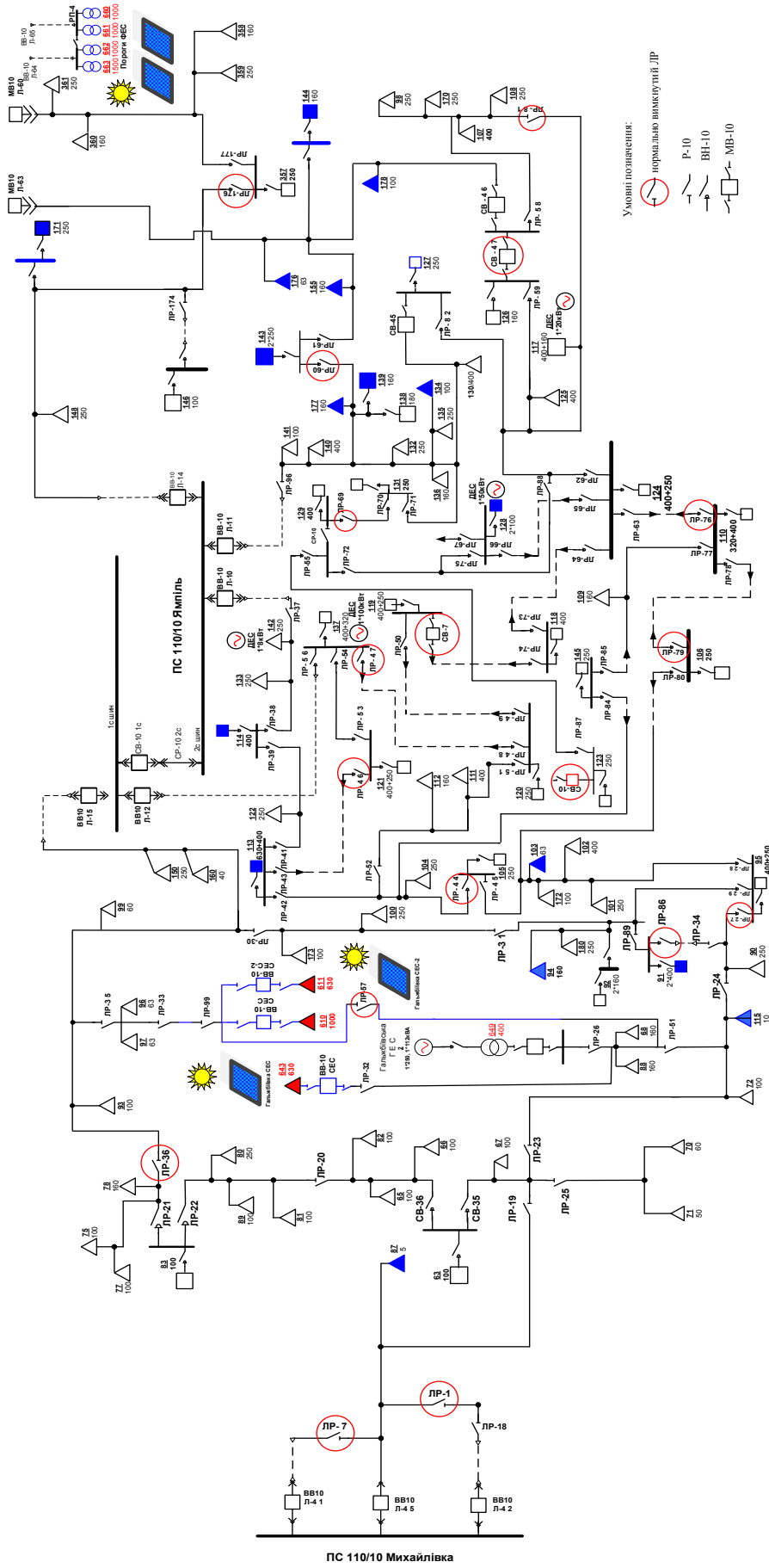


Рисунок 4.1 – Фрагмент схеми Ямпільської розподільної електричної мережі 10 кВ

Таким чином, визначаємо плату за недотримання заявленого графіка за нижченаведеним алгоритмом.

1. З системи прогнозування обираємо станцію, для якої будемо оцінювати вартість небалансу, – Гальжбієвська ФЕС (рис. 4.2).

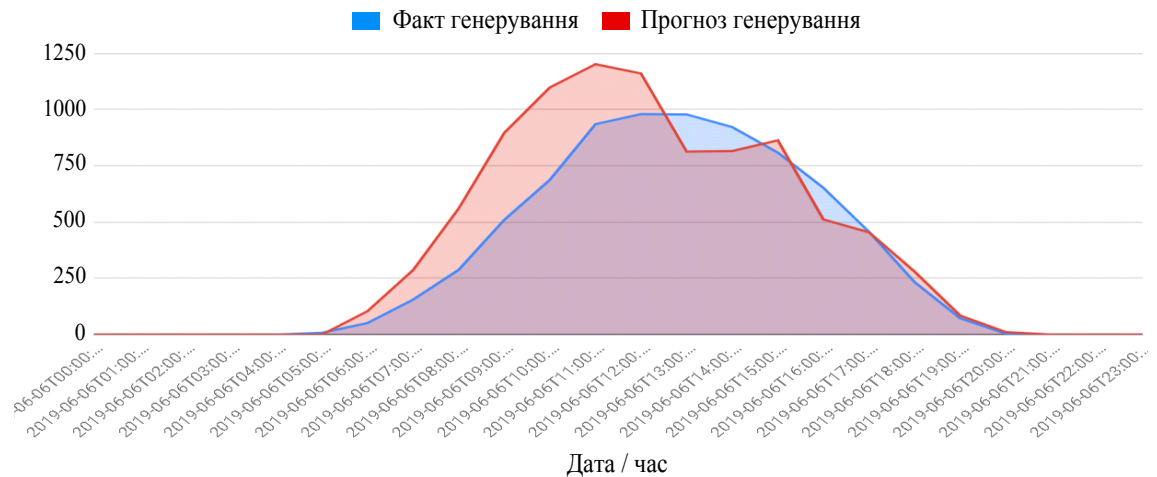


Рисунок 4.2 – Графік генерування та прогноз для Гальжбієвської ФЕС

2. Визначаємо уявно балансувальну групу гарантованого покупця, для прикладу беремо 5 станцій, у яких є факт і прогноз генерування, – загальна потужність приблизно 20 МВт (рис. 4.3)

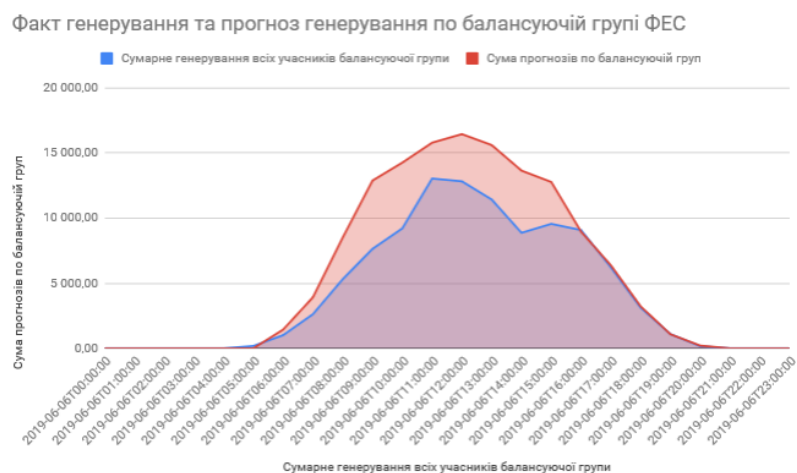


Рисунок 4.3 – Сумарний графік генерування та прогноз для балансувальної групи ФЕС

3. Визначаємо фактичне відхилення факту від прогнозу та враховане

Результати обчислень, при , та , показані на рисунку 4.4.

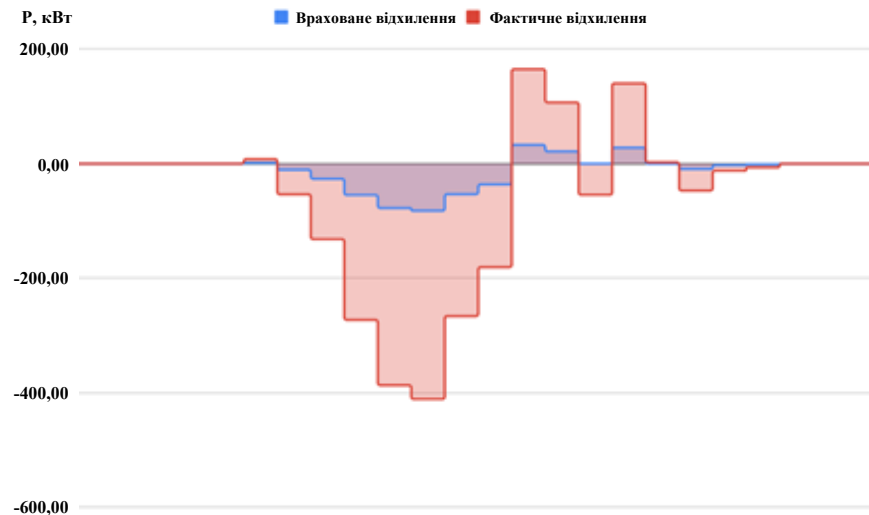


Рисунок 4.4 – Величини фактичного та врахованого відхилення

4. Нехай середня ціна продажу електроенергії виробниками ТЕС становила $P_t^{DAM} = 2.167$ грн/кВт год., збільшивши її на 10–40% відповідно до нерівномірності графіка. Так сформовано ціну на балансувальному ринку, яка відповідає ціновим обмеженням (рис. 4.5) $IMSP_t = 1.1 \div 1.4 P_t^{DAM}$.

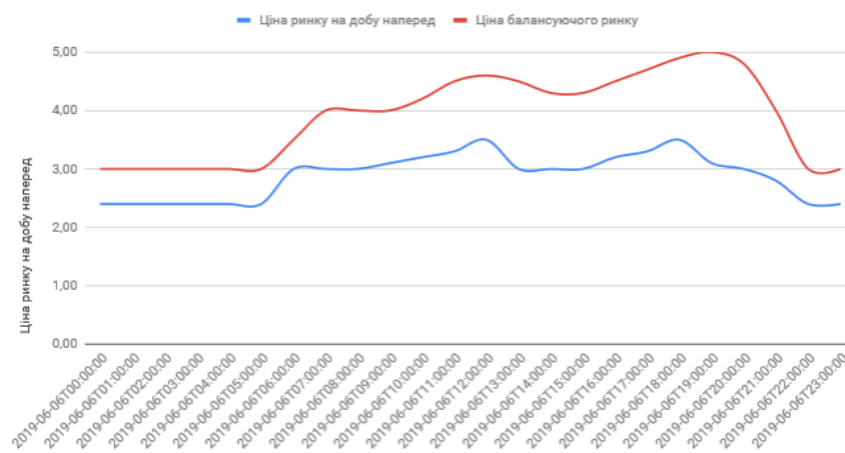


Рисунок 4.5 – Орієнтовна зміна цін на РДН та БР

Враховуючи наявність системи прогнозування, похибка якої становить 20%, наведемо приклад розрахунку для однієї доби (табл. 4.1)

Таблиця 4.1 – Фактичний та прогнозний графік генерування ФЕС

Дата/час	Факт генерування	Прогноз генерування	Враховане відхилення	Фактичне відхилення	Вартість небалансу (СІЕО)	Ціна БР	Ціна РДН	Відхилення у балансувальній групі	Сума прогнозів щодо балансувальної групи	Відхилення факту від прогнозу у балансувальній групі
2019-06-06T00:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T01:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T02:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T03:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T04:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T05:00:00	8,0	0,0	1,6	8,0	0,0	3,0	2,4	180,0	0,0	180,0
2019-06-06T06:00:00	51,2	104,7	-10,7	-53,5	43,1	3,5	3,0	1008,6	1440,0	-431,4
2019-06-06T07:00:00	155,2	287,0	-26,4	-131,8	259,6	4,0	3,0	2621,0	3919,2	-1298,2
2019-06-06T08:00:00	288,0	561,0	-54,6	-273,0	639,4	4,0	3,0	5308,8	8506,0	-3197,2
2019-06-06T09:00:00	510,4	897,6	-77,4	-387,2	944,0	4,0	3,1	7637,4	12882,0	-5244,6
2019-06-06T10:00:00	688,0	1099,4	-82,3	-411,4	1010,2	4,2	3,2	9208,8	14259,9	-5051,1
2019-06-06T11:00:00	936,0	1202,4	-53,3	-266,4	660,8	4,5	3,3	13036,8	15790,2	-2753,4
2019-06-06T12:00:00	980,8	1161,7	-36,2	-180,9	797,3	4,6	3,5	12823,6	16447,6	-3624,0
2019-06-06T13:00:00	979,2	813,9	33,1	165,3	0,0	4,5	3,0	11425,4	15608,2	-4182,8
2019-06-06T14:00:00	923,2	816,1	21,4	107,1	0,0	4,3	3,0	8866,8	13645,9	-4779,1
2019-06-06T15:00:00	809,6	863,9	0,0	-54,3	0,0	4,3	3,0	9555,4	12770,2	-3214,8
2019-06-06T16:00:00	652,8	512,3	28,1	140,5	0,0	4,5	3,2	9078,4	8954,6	123,8
2019-06-06T17:00:00	457,6	455,0	0,0	2,6	0,0	4,7	3,3	6216,2	6375,7	-159,5
2019-06-06T18:00:00	233,6	280,6	-9,4	-47,0	29,5	4,9	3,5	3117,4	3222,8	-105,4
2019-06-06T19:00:00	72,0	84,3	-2,5	-12,3	0,0	5,0	3,1	1090,6	1080,0	10,6
2019-06-06T20:00:00	4,8	11,3	-1,3	-6,5	16,6	4,8	3,0	161,0	207,0	-46,0
2019-06-06T21:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,8	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T22:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0
2019-06-06T23:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0

5. Розраховуємо вартості небалансів відповідно до формули (2.9)

Величина відшкодування виробника за «зеленим» тарифом залежить від точності прогнозування власної системи прогнозування, а також від точності прогнозування гарантованого покупця, що здійснює прогнозування для балансувальної групи. За наявною точністю систем прогнозування, яка становить 80%, та для обраної станції (Гальжбієвська ФЕС 2 – 1200 кВт) кількість відпущеної електроенергії – 1,72 млн кВт год. в рік, а ціна на кВт годину електроенергії за «зеленим» тарифом становить 4,8 грн з урахуванням ПДВ, в рік станція приносить прибутку 8,2 млн грн. Результати моделювання (табл. 4.2) показують значний вплив нестабільності генерування ФЕС на її кінцевий прибуток.

Таблиця 4.2 – Вартість небалансів у рік для Гальжбієвської ФЕС–2 залежно від точності системи прогнозування.

Похибка системи прогнозування, у в.о		0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	
Ціна на балансувальну енергію, грн кВт год	1.5	518	647	777	906	1035	1165	1294	1424	1553	Вартість небалансів в рік, тис грн
	1.7	587	733	880	1027	1173	1320	1467	1613	1760	
	1.9	656	820	984	1148	1311	1475	1639	1803	1967	
	2.1	725	906	1087	1268	1449	1631	1812	1993	2174	
	2.3	794	992	1191	1389	1588	1786	1984	2183	2381	
	2.5	863	1078	1294	1510	1726	1941	2157	2373	2588	
	2.7	932	1165	1398	1631	1864	2097	2330	2562	2795	
	2.9	1001	1251	1501	1751	2002	2252	2502	2752	3003	
	3.1	1070	1337	1605	1872	2140	2407	2675	2942	3210	
	3.3	1139	1424	1708	1993	2278	2562	2847	3132	3417	
	3.5	1208	1510	1812	2114	2416	2718	3020	3322	3624	
	3.7	1277	1596	1915	2235	2554	2873	3192	3512	3831	
	3.9	1346	1682	2019	2355	2692	3028	3365	3701	4038	
	4.1	1415	1769	2122	2476	2830	3184	3537	3891	4245	
	4.3	1484	1855	2226	2597	2968	3339	3710	4081	4452	
	4.5	1553	1941	2330	2718	3106	3494	3883	4271	4659	
	4.7	1622	2028	2433	2839	3244	3650	4055	4461	4866	
	4.9	1691	2114	2537	2959	3382	3805	4228	4650	5073	
	5.1	1760	2200	2640	3080	3520	3960	4400	4840	5280	
	5.3	1829	2286	2744	3201	3658	4116	4573	5030	5487	
5.5	1898	2373	2847	3322	3796	4271	4745	5220	5694		
5.7	1967	2459	2951	3443	3934	4426	4918	5410	5901		
5.9	2036	2545	3054	3563	4072	4581	5090	5600	6109		
6.1	2105	2632	3158	3684	4210	4737	5263	5789	6316		

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію і використовують енергію сонячного випромінювання та входять до складу балансувальної групи гарантованого покупця, вартості свого небалансу здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків. В подальшому вимоги до систем прогнозування будуть жорсткішими і, також, збільшаться обсяги плати за небаланси. Виходячи з цього, доцільним є встановлення накопичувача в межах балансової належності ФЕС для дотримання заявленого графіка генерування.

4.2 Визначення ємності накопичувача для зменшення небалансів генерування ФЕС

Для зменшення витрат на покриття небалансів в розділі 2 запропоновано метод визначення ємності накопичувача, що ґрунтується на визначенні імовірнісних характеристик генерування ФЕС та визначенні економічного ефекту від встановлення ФЕС.

Визначення оптимальної ємності накопичувача здійснюється за формулою

$$B_{\Sigma} = B(W_{н.е}) + B(W_{граф}) + B_{експ} \rightarrow \min ,$$

де $B(W_{н.е}) = c_{н.е}^{num} \cdot W_{н.е}$ – витрати на встановлення накопичувача певної ємності, грн; $c_{н.е}^{num}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт год; $P_{н.е}$ – ємність накопичувача, кВт год; $B(W_{граф})$ – штрафні санкції за недотримання заявленого на добу наперед графіка генерування з урахуванням використання накопичувача певної ємності, грн; $B_{експ}$ – експлуатаційні витрати на накопичувач, певної ємності, грн.

Різниця погодинних графіків факту та прогнозу генерування $\sum_t W_t^u - PR_t^u \mp C_{н.е} = P_{нб}^D$. Добові небаланси за рік наведені на рисунку 4.6.

Для моделювання були зроблені такі припущення:

- 1кВт година електроенергії на балансувальному ринку вартує 3 грн;
- термін окупності 8 років;
- вартість 1кВт год ємності накопичувача становить 3750 грн.

Результати (табл. 4.3) показують, що, з урахуванням витрат на покриття небалансів, оптимальною буде ємність 500 кВт.

Таблиця 4.3 – Результати визначення оптимальної ємності накопичувача

Ємність накопичувача, МВт год	Небаланс, кВт год	Вартість небалансу, грн	Вартість накопичувача, грн	Сумарна вартість, грн
0.15	2363283.60	7089851	562500	7652351
0.3	2117575.44	6352726	1125000	7477726
0.5	1824694.94	5474085	1875000	7349085
1	1233448.66	3700346	3750000	7450346
2	539166.818	1617500	7500000	9117500
3	219588.376	658765	11250000	11908765
4	94039.988	282120	15000000	15282120
5	39626.000	118878	18750000	18868878
6	6047.163	18141	22500000	22518141

Задача визначення ємності накопичувача є досить складною, оскільки в ній потрібно враховувати як технічну сторону його використання (можливість швидко реагувати на впливи керування, інтенсивність роботи тощо), так і економічну. Стосовно економічного ефекту (рис. 4.7) від впровадження джерел акумулювання, то це, перш за все, зменшення обсягів і, відповідно, вартостей небалансів, підвищення балансової надійності роботи електричних мереж та системи в цілому. Наразі, вартість накопичувача становить приблизно 3750 грн /кВт-год, проте цей показник досить динамічно зменшується, що стимулює виробників електроенергії їх встановлювати. Іншою причиною для їх встановлення є збільшення плати за небаланс.



Рисунок 4.6 – Добові небаланси після відпрацювання накопичувача

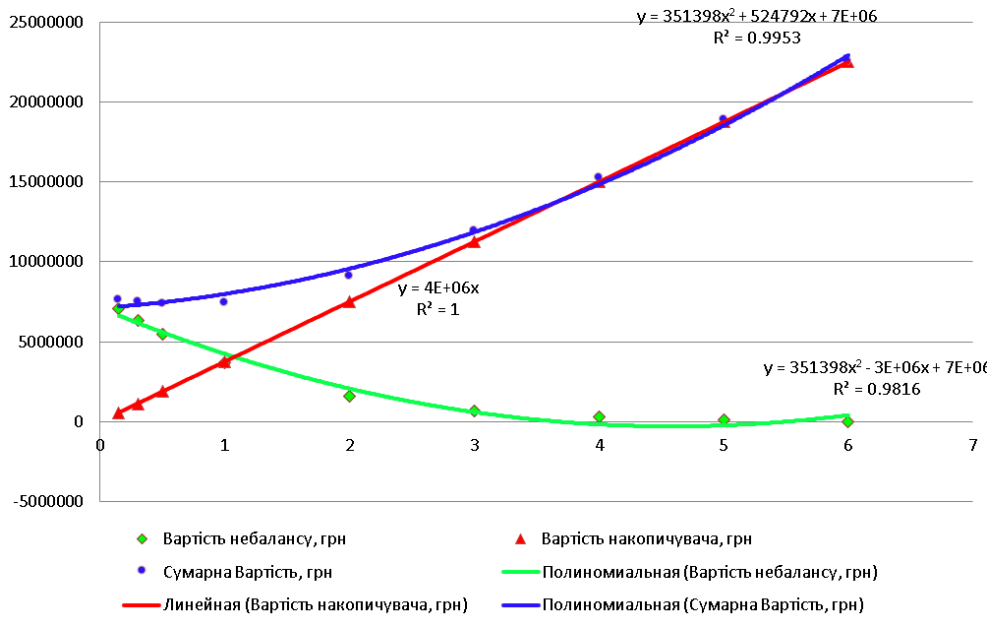


Рисунок 4.7 – Визначення оптимальної ємності накопичувача для Гальжбієвської ФЕС

За результатами розрахунку можна зробити висновок, що, обравши накопичувач ємністю 500 кВт, загальні витрати на його встановлення становитимуть 1 млн 875 тис. грн, а витрати на покриття небалансів на рік для Гальжбієвської ФЕС складатимуть 1 млн 70 тис. грн.

4.3 Підвищення надійності електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

Значні потужності генерування відновлювальних джерел енергії (ФЕС та малих ГЕС) приєднані лініями електропередач радіального типу з досить великими довжинами. Такий підхід підвищує ризик виникнення перерв в електропостачанні та недовідпусків електроенергії відновлювальними джерелами енергії внаслідок відмов структурних елементів ЛЕП (рис. 4.8).

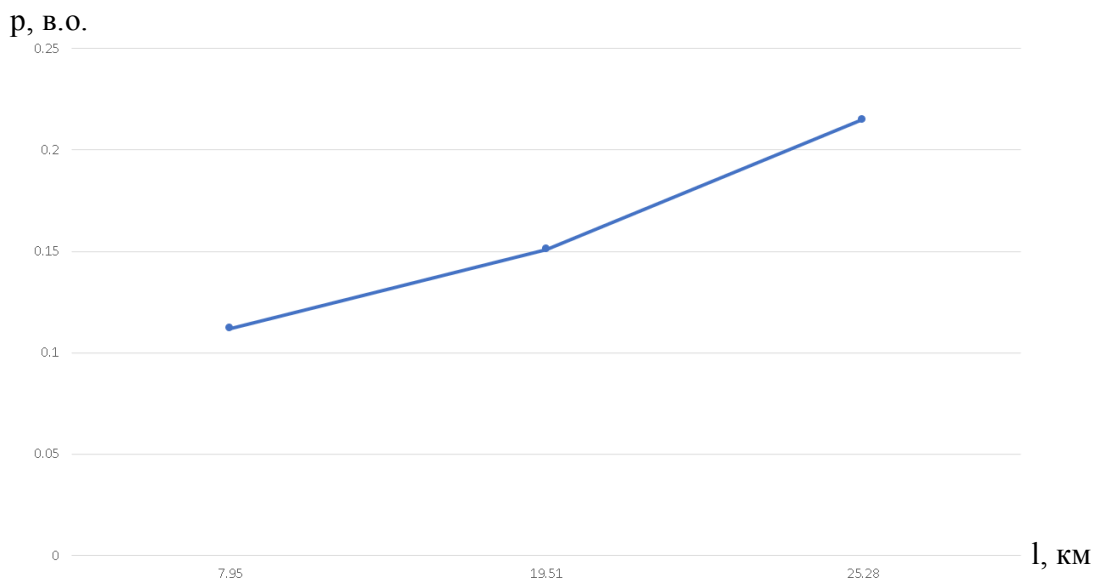


Рисунок 4.8 – Залежність середньої імовірності відмов структурних елементів від сумарної довжини ліній фідера

Враховуючи значний ступінь зношення ліній електропередачі, можливі режими з частковим заживленням споживачів мережі та невідпусків електроенергії фотоелектричними станціями. Для зменшення невідпусків електроенергії запропоновано метод відновлення електропостачання споживачам електричної мережі за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії.

4.3.1 Відновлення електропостачання споживачам електричної мережі з різнотипними розосередженими джерелами генерування

Як засіб моделювання запропонованого методу використано DIG Silent PowerFactory 15.1. Комп'ютерну модель електричної мережі (див. рис. 4.1) зображено на рисунку 4.9.

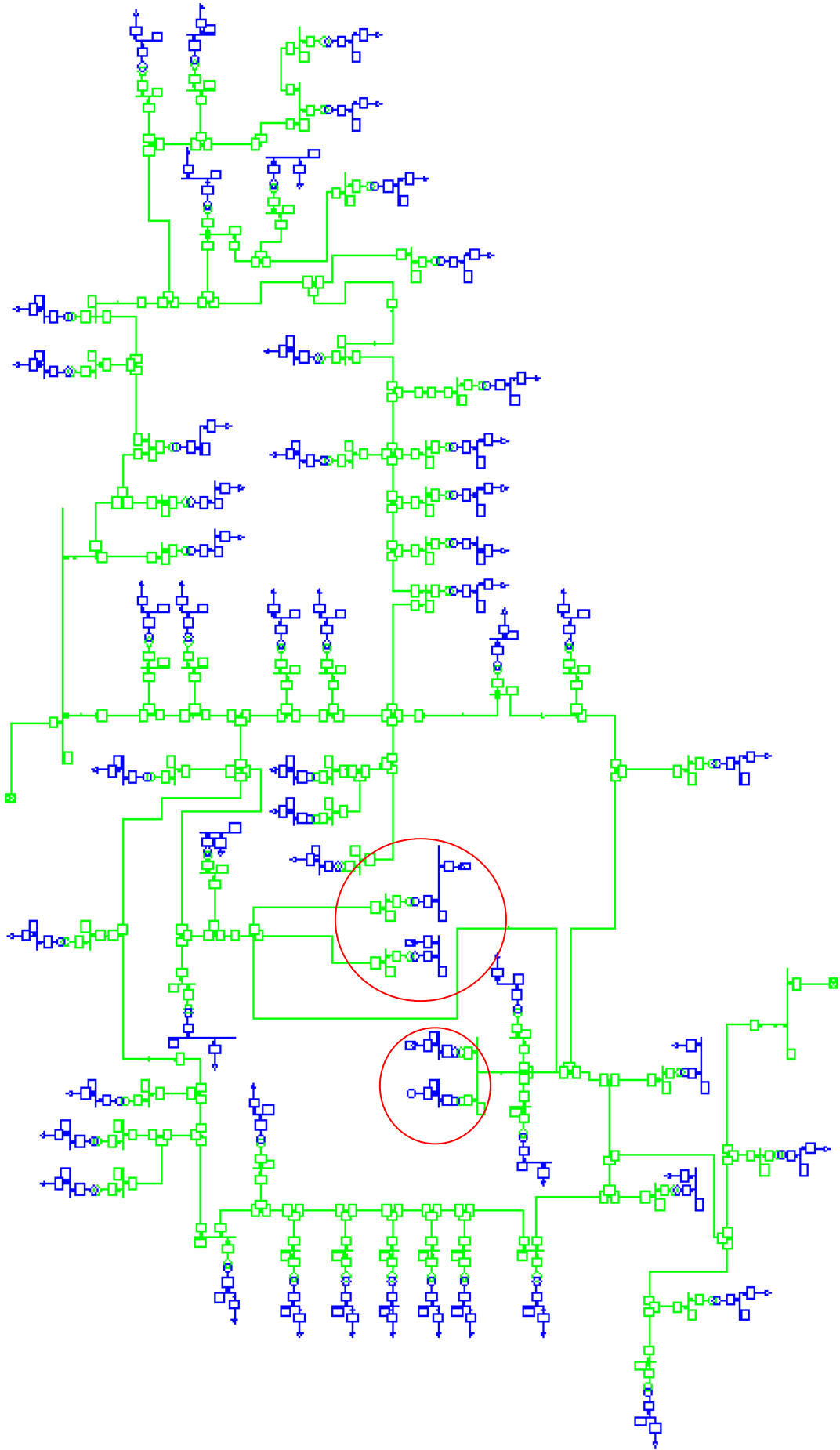


Рисунок 4.9 – Комп'ютерна модель фрагмента схеми живлення Ямпільських електричних мереж 10 кВ

В нормальному режимі роботи ФЕС Гальжбієвська-2 та Гальжбієвська-3 потужностями 450 кВт та 800 кВт, відповідно, видають потужність в фідер 10 ПС «Ямпіль 110/10кВ», а ФЕС Гальжбієвська-1 та ГЕС Гальжбієвська генерують електроенергію у фідер 42, що приєднаний до ПС «Михайлівка 110/10кВ». Результати розрахунку нормального режиму подані в додатку Б. А втрати в електричній мережі при цьому дорівнюють $\Delta P + jQ = 0.61 + j0.89$ МВА, що становить 8,7% від сумарної потужності навантаження. Таким чином, бачимо позитивний ефект від встановлення ФЕС в електричній мережі, оскільки втрати потужності у відсотковому відношенні до нормативу для АТ «Вінницяобленерго» становлять 14% [72]. Результат розрахунку втрат потужності для електричної мережі без урахування відновлювальних джерел, коли споживання задовольняється лише від зовнішніх надходжень, – втрати потужності при цьому становлять $\Delta P_{\text{безВДЕ}} + jQ_{\text{безВДЕ}} = 1.33 + j1.68$ (МВА), тобто 18,2% від навантаження.

Після приєднання ВДЕ кількість і тривалість відмов в електропостачанні збільшується, це також підтверджують результати моделювання (рис. 4.10, а та рис. 4.10, б).

Зменшення втрат потужності зі встановленням відновлювальних джерел енергії досягається за рахунок розвантаження електричних мереж, проте позитивний аспект зменшення потужності може нівелюватися, оскільки необхідно враховувати технічний стан електричної мережі, до якої приєднується джерело генерування. Коефіцієнт готовності ЕМ забезпечувати безперебійне постачання після приєднання ВДЕ зменшився на $\Delta k_z = 0.0002$, що також вказує на необхідність проведення аналізу надійності електричної мережі, до якої приєднуватиметься розосереджене джерело генерування.

Исследование: Исследование		Прил. :		/ 1	
Сводка по Системе					
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Системы :	SAIFI =	0.954327	1/Ca		
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Потреб. :	CAIFI =	0.954327	1/Ca		
Индекс средней продолж. перерывов ээ по Системе :	SAIDI =	2.855	h/Ca		
Показатель Средн. Продолж. Перерывов э.снаб. Потреб. :	CAIDI =	2.992	h		
Средний Показатель Эксплуатационной Готовности :	ASAI =	0.9996740483			
Средний Показатель Эксплуатационного Простоя :	ASUI =	0.0003259517			
Недоотпуск Электроэнергии :	ENS =	12.368	MWh/a		
Средний Недоотпуск Электроэнергии :	AENS =	0.238	MWh/Ca		
Показатель Средн. Недоотп. э.снаб. Потреб. :	ACCI =	0.437	MWh/Ca		
Ожидаемые Издержки от Перерыва Электроснабжения :	EIC =	0.001	M\$/a		
Оценочный Тариф Недоотпущенной Электроэнергии :	IEAR =	0.098	\$/kWh		
Энергия Сброса Системы :	SES =	0.010	MWh/a		
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Системы :	ASIFI =	0.585089	1/a		
Показатель Средней Продолж. Перерывов э.снаб. Системы :	ASIDI =	1.739796	h/a		
Мгновенный Показ. Средней Частоты Перерывов э.снаб. :	MAIFI =	0.000000	1/Ca		

а)

Сводка по Системе					
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Системы :	SAIFI =	0.572596	1/Ca		
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Потреб. :	CAIFI =	0.572596	1/Ca		
Индекс средней продолж. перерывов ээ по Системе :	SAIDI =	1.713	h/Ca		
Показатель Средн. Продолж. Перерывов э.снаб. Потреб. :	CAIDI =	2.992	h		
Средний Показатель Эксплуатационной Готовности :	ASAI =	0.9998044290			
Средний Показатель Эксплуатационного Простоя :	ASUI =	0.0001955710			
Недоотпуск Электроэнергии :	ENS =	7.421	MWh/a		
Средний Недоотпуск Электроэнергии :	AENS =	0.143	MWh/Ca		
Показатель Средн. Недоотп. э.снаб. Потреб. :	ACCI =	0.357	MWh/Ca		
Ожидаемые Издержки от Перерыва Электроснабжения :	EIC =	0.001	M\$/a		
Оценочный Тариф Недоотпущенной Электроэнергии :	IEAR =	0.098	\$/kWh		
Энергия Сброса Системы :	SES =	0.006	MWh/a		
Показатель Средней Частоты Перерывов э.снаб. Системы :	ASIFI =	0.351053	1/a		
Показатель Средней Продолж. Перерывов э.снаб. Системы :	ASIDI =	1.043878	h/a		
Мгновенный Показ. Средней Частоты Перерывов э.снаб. :	MAIFI =	0.000000	1/Ca		

б)

Рисунок 4.10 – Оцінювання показників надійності фрагмента схеми Ямпільських РЕМ 10 кВ: а) – з урахуванням відновлювальних джерел, б) – без урахування відновлювальних джерел

Показник обсягів невідпуску електроенергії *ENS*, а також *SAIDI* та *SAIFI* можна підвищити за рахунок відновлення електропостачання в частині електричної мережі, тим самим використавши весь потенціал керованих та умовно-керованих відновлювальних джерел енергії.

Сумісне використання малих ГЕС та ФЕС дозволяє отримати низку переваг з погляду підвищення надійності за рахунок відновлення електропостачання.

Розглянемо фрагмент схеми електричної мережі (рис. 4.11) та його комп'ютерну модель (рис. 4.12), нормальна схема живлення споживачів якої була зображена на рисунку 4.1.

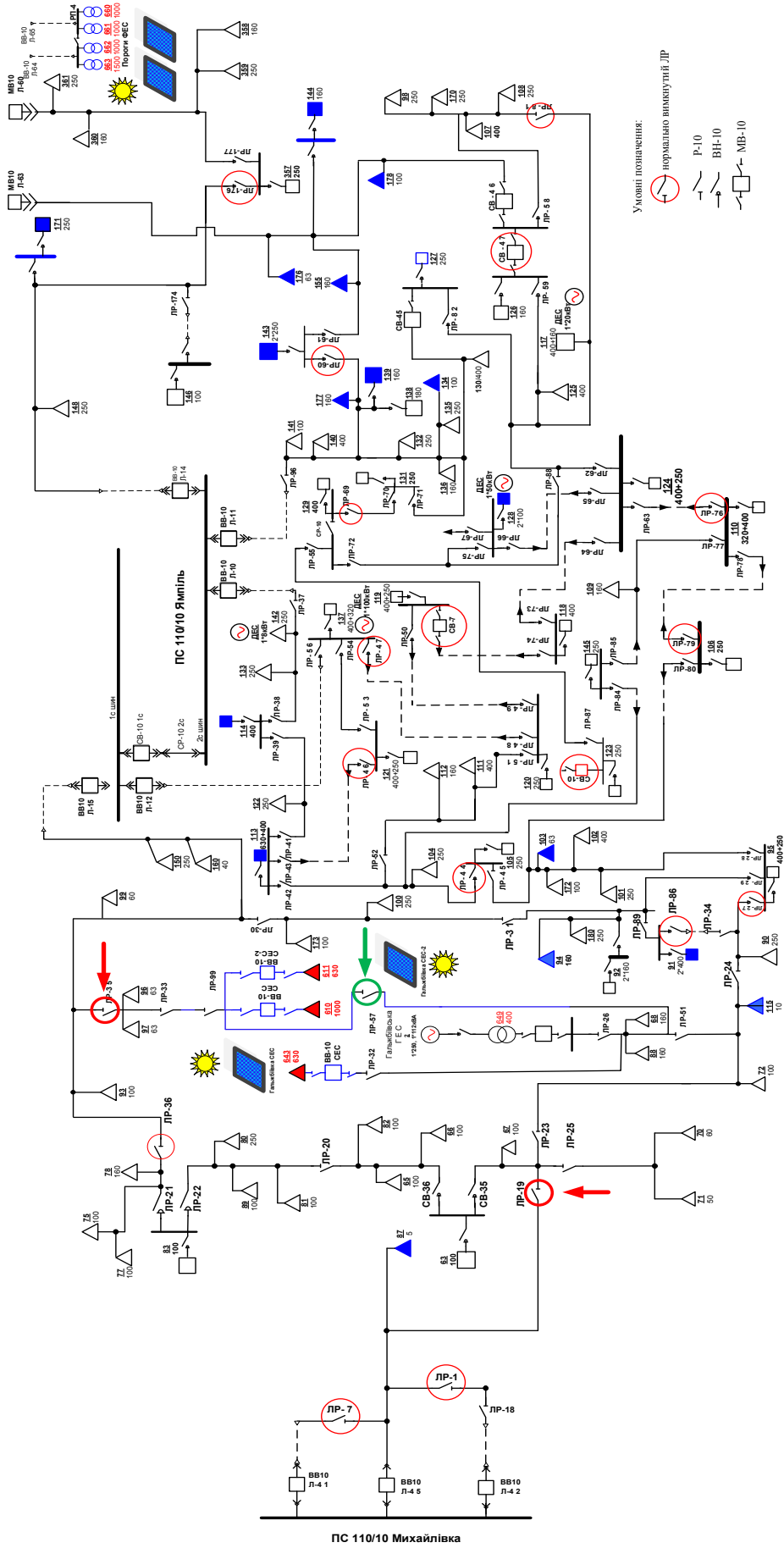


Рисунок 4.11 – Фрагмент схеми електричної мережі після відновлення електропостачання

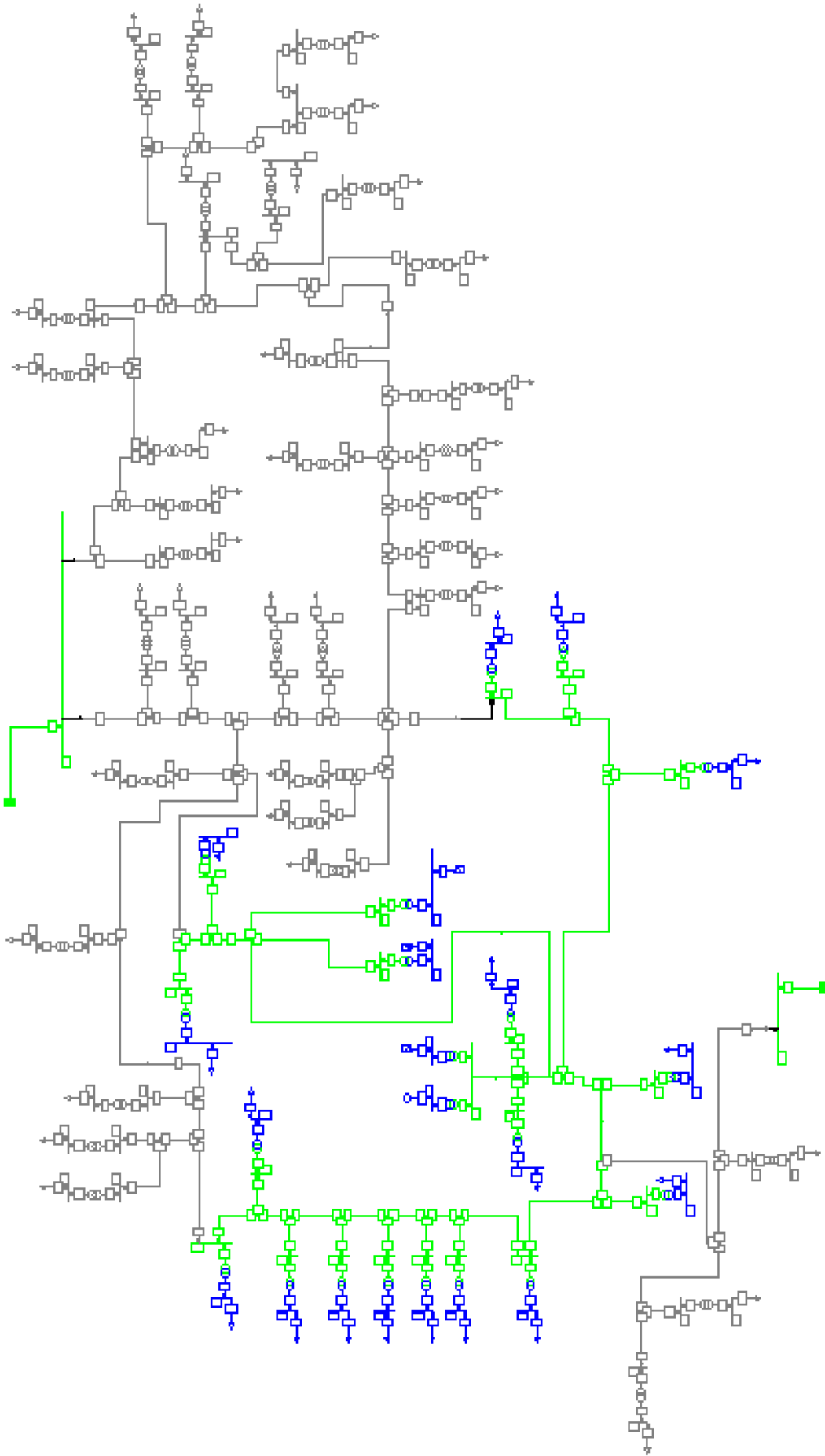


Рисунок 4.12 – Комп’ютерна модель фрагмента мережі Ямпільських електричних мереж 10 кВ з відновленим електропостачанням

Відновлення електропостачання за рахунок задіяння малих ГЕС як базисного та балансувального вузла дає змогу подати напругу на шини ФЕС і далі подати живлення від ФЕС до споживачів, відповідно до алгоритму (див. рис. 3.7).

Параметри Гальжбієвської малої ГЕС подані на рисунку 4.13.

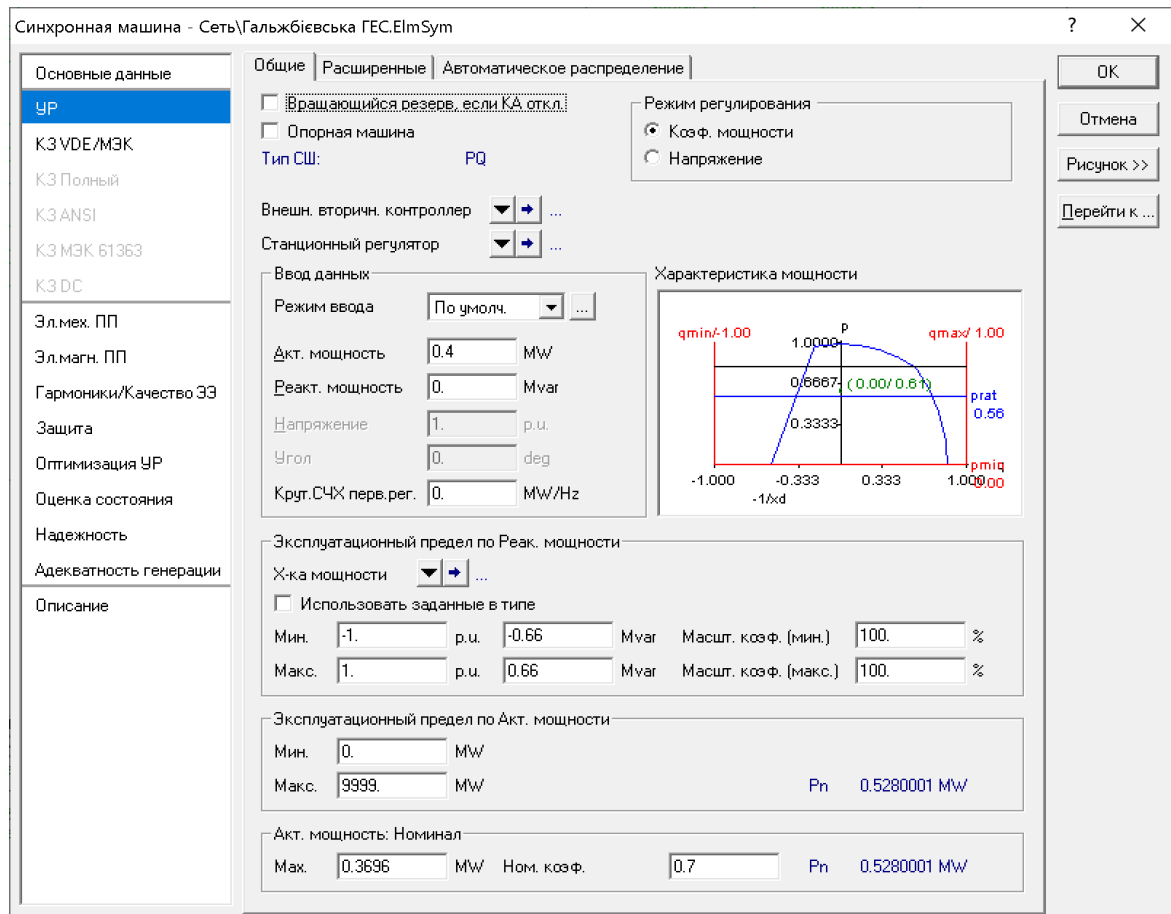


Рисунок 4.13 – Параметри роботи Гальжбієвської мГЕС в режимі відновлення електропостачання споживачів ЛЕС

Результати розрахунку режиму роботи електричної мережі після відновлення електропостачання подані в Додатку В.

Фрагмент електричної мережі заживлюється сумісним генеруванням малої ГЕС та трьох фотоелектричних станцій, їх сумарна потужність генерування становить 1960 кВт, напругу на шини яких подає мала ГЕС

потужністю 350 кВт. Втрати потужності для фрагмента схеми становлять $\Delta P + \Delta Q = 0.022 + j0.38$ (МВА), що дорівнює 1,8% від сумарної потужності навантаження. При цьому забезпечується відповідний рівень напруг у вузлах схеми електричної мережі.

Недовідпуск електроенергії за звітний період зменшується на 14% у разі використання запропонованого методу. Метод відновлення електропостачання дозволяє оптимально інтегрувати відновлювальні джерела генерування, зокрема малі ГЕС та ФЕС, в електричні мережі. В даному випадку мала ГЕС використовується як джерело подачі живлення на шини ФЕС у разі втрати централізованого електропостачання.

Отже, інтегрування відновлювальних джерел в електричні мережі часто виконується без урахування впливу на надійність електропостачання мережі. Це призводить до збільшення кількості та тривалості перерв в електропостачанні споживачів ЕМ та зменшення тривалості роботи для ФЕС.

4.4 Висновки до розділу 4

1. Результати проведених розрахунків підтверджують позитивний вплив джерел розосередженого генерування на режимну та балансову надійності розподільних електричних мереж. Проте міра цього позитивного впливу може бути різною, залежно від типу відновлювальних джерел та їх міри прогнозованості. Можна стверджувати, що позитивний ефект від використання ФЕС в електричних мережах отримується лише за умови скоординованого сумісного використання ВДЕ.

2. Для підвищення балансової надійності в роботі запропоновано метод визначення ємності накопичувача для фотоелектричної станції. Показано, що запропонований метод дозволяє отримати низку переваг:

- зменшення витрат ФЕС на покриття небалансів, викликаних складністю прогнозування генерування ФЕС;

- можливості врахування капітальних витрат на встановлення накопичувача при визначенні небалансів генерування ФЕС;
- підвищення режимної та балансової надійності розподільної мережі, де знаходиться ФЕС.

3. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися без урахування можливості приєднання розосереджених джерел генерування та враховуючи значне спрацювання їх технічного ресурсу, то це робить неможливим приєднання ФЕС без втрати надійності таких мереж. Виходячи з цього, в роботі запропоновано метод відновлення електропостачання частини електричної мережі за рахунок сумісного використання різнотипних РДЕ, в даному випадку ФЕС та малих ГЕС.

ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення надійності роботи електричних мереж енергосистем за рахунок розроблення методів оптимального інтегрування відновлювальних джерел енергії, зокрема ФЕС та малих ГЕС, за рахунок їх сумісного використання, а саме:

1. Результати дослідження підтверджують позитивний вплив джерел розосередженого генерування на режимну та балансову надійності розподільних електричних мереж. Міра цього позитивного впливу може бути різною залежно від типу відновлювальних джерел та їх міри прогнозованості, а також технічного стану електричної мережі. Можна стверджувати, що позитивний ефект від використання ФЕС в електричних мережах отримується лише за умови скоординованого сумісного використання ВДЕ та накопичувачів електроенергії.

2. В роботі обґрунтовано використання джерел накопичення електроенергії для подальшого нарощування відновлювальних джерел енергії. Запропоновано використання Battery energy storage system (BESS) для подальшого нарощування генерування ВДЕ. Визначено основні технічні характеристики, а саме: ємність накопичувача та його потужність, а також встановлено залежність цих значень від потужності генерування ВДЕ в ОЕС України.

3. Для підвищення балансової надійності в роботі запропоновано метод визначення ємності накопичувача для фотоелектричної станції. Показано, що запропонований метод дозволяє отримати низку переваг:

- зменшення витрат на ФЕС для покриття небалансів, викликаних складністю прогнозування генерування ФЕС;
- можливості врахування капітальних витрат на встановлення накопичувача при визначенні небалансів генерування ФЕС;

- підвищення режимної та балансової надійностей розподільної мережі, де знаходиться ФЕС.

4. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися без урахування можливості приєднання розосереджених джерел генерування та враховуючи значне спрацювання їх технічного ресурсу, це робить неможливим приєднання ФЕС без втрати надійності мереж. Виходячи з цього в роботі запропоновано метод відновлення електропостачання частини електричної мережі за рахунок сумісного використання різнотипних РДЕ, в даному випадку ФЕС та малих ГЕС.

5. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з оптимізації та керування режимами електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії. Запропоновані методи реалізовані та передані для дослідної експлуатації в компанію ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ», а алгоритм визначення ємності накопичувача, що рекомендується для встановлення на фотоелектричні станції, передано для дослідної експлуатації до ТОВ «НЕСС РНД ЦЕНТР». Результати дисертаційного дослідження впроваджено також в навчальний процес Вінницького національного технічного університету.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] О. В. Кириленко, та А. В. Праховник, Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск.* с. 10-16, 2010.
- [2] О. В. Кириленко, В. В. Павловський, та Л. М. Лук'яненко, Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка.* № 1, с. 46-53, 2011.
- [3] М. П. Кузнєцов, та О. В. Лисенко, «Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії», *Відновлювана енергетика.* № 1, с. 25-31, 2017.
- [4] П. Ф. Васько, та Ю. А. Вихорев, «Актуальные вопросы развития малой гидроэнергетики в Украине на современном этапе», *Відновлювана енергетика.* № 3(30), с. 60-65, 2012. ISSN 1919 - 8058
- [5] С. О. Кудря, *Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії.* Київ, Україна: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с. ISBN 978-966-622-521-7
- [6] А. Ф. Жаркин, В. А. Попов, Сахрагард Саид Банузаде и др., Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределённой генерации в распределительные сети. *Электронное моделирование.* Т. 38, № 1, с. 99-112, 2016.
- [7] В. А. Попов и др., Учёт фактора надёжности электроснабжения при комплексной оценке вариантов интеграции источников распределённой генерации в распределительные сети, *Енергетика: економіка, технології, екологія,* № 4, с. 39-43, 2015.
- [8] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, та С. П. Денисюк, «Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні», *Техн. електродинаміка,* № 5, с. 52-67, 2011. ISSN 1607-7970.
- [9] С. П. Денисюк, та Д. С. Горенко, «Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій», *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал,* № 2 (44), с. 25-33, 2016.

- [10] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, та С. В. Кравчук, «Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи», *Вісник НТУ «ХПІ»*, № 42 (1214), с. 69-75, 2016, doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.
- [11] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, та В. В. Кулик, «Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж», *Енергетика та електрифікація*, № 1, с. 8-12, 2015.
- [12] В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, та Ю. В. Малогулко, «Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та системами централізованого електропостачання», *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво. Електрифікація та автоматизація гірничих робіт»*, 2014. Вип. 25, с. 113-120, 2014, ISSN 2079-5688.
- [13] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, та Д. С. Собчук, «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних систем», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. № 6, с. 45-47, 2013, ISSN 1997-9266.
- [14] P. D Lezhniuk et al., Optimal integration of photoelectric stations in electric networks, monograph. LAP LAMBERT Academic Publishing. pp. 220, 2019, ISBN-13 - 978-620-0-08225-1.
- [15] Ю. І. Тугай, В. В. Козирський, О. В. Гай, та В. М. Бодунов, «Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів», *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 63-67. 2911, ISSN 1607-7970
- [16] Ю. О. Варецький, В. М. Горбань, Я. С. Пазина, Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи*, № 840, с. 17-23, 2016.

- [17] Л. Н. Добровольська, В. І. Волинець, Д. С. Собчук, та В. В. Черкашина, *Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії*. Луцьк, Україна: РВВ Луцького НТУ, 2016.
- [18] Д. С. Собчук «Використання нетрадиційних джерел енергії в електроенергетичних системах для підвищення надійності та якості електропостачання», *Наукові нотатки. Міжвузівський збірник*, Вип. 40. С. 261-265, 2013.
- [19] Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, Т. І. Коменда. *Управління та контроль енергоспоживання*. Луцьк, Україна: Луцький НТУ, 2015, ISBN 978–617–672–087–4.
- [20] Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy, and M. M. A. Salama «Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
- [21] N. S. Rau, and Y.-H. Wan. «Optimum location of resources in distributed planning», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.
- [22] Caisheng Wang, and M. Hashem Nehrir «An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.
- [23] Hamid Falaghi, and Mahmood-Reza Haghifam «ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems», *PowerTech*, pp. 555-560, 2007.
- [24] Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation», *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.
- [25] Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, and Mohammad A. S. Masoum, «Placement and Sizing of Distributed Generation Units for

- Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.
- [26] Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, and Gareth P. Harrison «Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.
- [27] P. Lezhnyuk, S. Kravchuk, I. Kotylko, N. Sobchuk, and I. Hunko, «Modeling of electrical supply restoration in local electrical systems after loss of centralized power», in *3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems*, IEPS 2018, Proceedings, 10-14 Sept. 2018, , DOI: 10.1109/IEPS.2018.8559583.
- [28] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко «Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж», *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*, № 45 (1321), с. 25-31, 2018, doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04.
- [29] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та І. О. Прокопенко «Оцінювання якості електропостачання в локальних електричних системах з різнотипними відновлювальними джерелами енергії», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Серія: Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, № 195, с. 23-25, 2018.
- [30] П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, Ю. В. Малогулко, І. В. Котилко, та Л. Р. Крот «Моделювання сумісної роботи розосереджених джерел електроенергії та централізованого електропостачання», *Вісник Чернігівського національного технологічного університету. Серія: Технічні науки та технології*, № 2(12), с. 189-195, 2018.
- [31] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, та І. В. Котилко, «Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними

- джерелами енергії з використанням smart grid технологій», *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 2 (2), с. 17-20, 2014.
- [32] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, та І. В. Котилко, «Самоорганізація режимів локальних електричних систем з комбінованим електропостачанням», *Енергетика та електрифікація*, № 12, с. 27-29, 2015.
- [33] S. Kravchuk, and I. Kotylko, «Matching of Renewable Source of Energy Generation Graphs and Electrical Load in Distribution Electric Grid», in *International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, 2017, pp. 28-31. doi: 10.1109/YSF.2017.8126641
- [34] П. Д. Лежнюк, І. В. Котилко, та С. В. Кравчук «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах з ВДЕ при втраті централізованого живлення», *Матеріали XIV міжнародної конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)»* м. Вінниця, 15-17 жовтня 2018 р. [Електронний ресурс]. Доступно: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/22729>.
- [35] І. В. Котилко І. В. «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах при втраті централізованого живлення», *Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 14-23 березня 2018 р.* [Електронний ресурс]. Доступно: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/5095>.
- [36] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко. «Підвищення надійності електричних мереж з використанням відновлюваних джерел енергії», *Матеріали XX Міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*, Київ, 2019, с. 98-102.
- [37] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. С. Кульматицька, «Нормування показників надійності роботи локальних електричних систем в задачах відновлення їх електропостачання», *на*

Міжнародному симпозиумі «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» SIEMA 2018, Харків, 2018, с.

- [38] П. Д. Лежнюк, с. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. Б. Урода, «Підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії», на *Міжнародному симпозиумі «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» SIEMA 2018, Харків, 2018, с.*
- [39] Постанова Кабінету Міністрів України «Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року» від 1 жовтня 2014 р. № 902-р.
- [40] Постанова НКРЕКП «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» від 12.06.2018.
- [41] Постанова НКРЕКП № 310 «Про затвердження кодексу систем розподілу» від 14.03.2018.
- [42] Постанова НКРЕКП № 309 «Про затвердження кодексу систем передачі» від 14.03.2018.
- [43] Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
- [44] Постанова НКРЕКП № 375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» від 12.06.2018.
- [45] O. V. Kyrylenko, R. Strzelecki, S. P. Denysiuk, and D. G. Derevianko, «Main features of the stability and reliability enhancement of electricity grid with DG in Ukraine based on IEEE standards», *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 46-50, 2013.
- [46] О. М. Закладний, О. О. Закладний, «Сучасні методи регулювання якості електроенергії», *Промелектро*, № 2, с. 25-30, 2007.

- [47] Л. И. Зеленкова, «Мониторинг качества электрической энергии в аспекте обеспечения энергетической безопасности», *Электрика*, № 4, с. 24-28, 2007.
- [48] European standard EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC TC 8X, 2006.
- [49] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi "A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses".
- [50] Постанова НКРЕКП № 311 «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» від 14.03.2018.
- [51] Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей НЕК Укренерго 2018 рік., Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>
- [52] Технічна звітність ПРАТ «НЕК Укренерго» за 2018 рік. Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/tehnichna/#1534493972464-f265f58b-260c3a1a-868f>
- [53] N. D. Hatziaargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevaska, and A. G. Tsikalakis, «Quantification of economic, environmental and operational benefits of microgrids», in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009.
- [54] N. Lidula, and A. Rajapakse, «Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,» in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 186-202, 2011. 125. NRS-048-2, Electricity Supply – Quality of Supply Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods.
- [55] Mel Olken, «Smart grid technology», IEEE PES 'The Power and Energy Magazine', Vol. 10(4), 2012, pp. 4-6, July/August.

- [56] P. K. Olulope, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, and K. A. Folly, «Review of distributed generation, modeling and its impact on power system stability», *Power and Energy Systems*, pp. 193-199, 2009.
- [57] М. Н. Розанов, Надёжность электроэнергетических систем. Москва, СССР: Энергия, 1984.
- [58] Ю. Б. Гук, Теория надёжности в электроэнергетике. Ленинград, СССР: Энергоатомиздат, 1990.
- [59] В. В. Зорин, Р. В. Тисленко, и др., Надёжность систем электроснабжения. Киев, СССР: 1984.
- [60] European Smart Grids Technology Platform: vision and Strategy for Europes Electricity Networks of Future. *European Commission*, 44 p., 2006.
- [61] W. R. Lachsetal «Power system control in the next century», *IEEE Transmission on Power Systems*, vol. II., № 1, 996.
- [62] Кабінет Міністрів України (від 18 серпня 2017 р. № 605-р) Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».
- [63] С. В. Бахмачук, Ю. С. Громадський, С. М. Савицький, та Д. А. Гапон «Керування графіком навантаження в електричних мережах споживачами-регуляторами», *ScienceRise*, pp. 50-57, 2016. [Online]. Available at: http://nbuv.gov.ua/UJRN/text_2016_2%282%29__11.
- [64] В. Д. Білодід, «Прогнозна структура теплозабезпечення України на період до 2040 року», *Проблеми загальної енергетики*, pp. 24-33, 2016. [Online]. Available at: http://nbuv.gov.ua/UJRN/text_2016_2%282%29__11
- [65] ДП «НЕК» Укренерго», Залучення сонячних та вітрових електростанцій до покриття навантаження ОЕС України, 2018. Available at: <https://www.slideshare.net/Ukrenergo/ss-92759300>.
- [66] НКРЕ (Постанова від 12. 1997 року № 1047а із змінами та доповненнями станом на 05.10.2017) Правила Оптового ринку електричної енергії України. Додаток 2 до Договору між членами

Оптового ринку електричної енергії України, Available at: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1285>:

- [67] Постанова НКРЕКП № 1513 «Про затвердження оптової ринкової ціни на 2018 рік» від 28.12.2017 Available at: <http://www.nerc.gov.ua/?id=30116>:
- [68] UkrEnergo Transmission System Development Plan for 2019-2028 [in Ukrainian]
- [69] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько, В. В. Нетребський, та А. С. Кульматицька, Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 83727 Комп'ютерна програма «Програма збору параметрів функціонування фотоелектричних станцій», Державна служба інтелектуальної власності України. 17.12.2018.
- [70] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько, В. В. Нетребський, та А. С. Кульматицька, Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 83728 Комп'ютерна програма «Програма збору метеопараметрів з доступних сервісів», Державна служба інтелектуальної власності України. 17.12.2018.
- [71] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько, В. В. Нетребський, та А. С. Кульматицька, Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 83733 Комп'ютерна програма «Розпізнавання даних з типових файлів джерел метеопараметрів», Державна служба інтелектуальної власності України. 17.12.2018.
- [72] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько, В. В. Нетребський, та А. С. Кульматицька, Свідоцтво про реєстрацію вторського права на твір № 83729 Комп'ютерна програма «Програма прогнозування виробітку електроенергії фотоелектричними станціями», Державна служба інтелектуальної власності України. 17.12.2018.

- [73] Постанова НКРЕКП № 641 від «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом» від 26.04.2019.
- [74] Ali Ahmadian, Mahdi Sedghi, and Masoud Aliakbar-Golkar «Fuzzy Load Modeling of Plug-in Electric Vehicles for Optimal Storage and DG Planning in Active Distribution Network», *Vehicular Technology IEEE Transactions on*, vol. 66, pp. 3622-3631, 2017, ISSN 0018-9545.
- [75] Hao-Tian Zhang, Kang Chang, Huiling Zhang, and Loi Lei Lai, «A novel probabilistic approach for evaluating fault ride-through capability of wind generation», *Machine Learning and Cybernetics (ICMLC) 2016 International Conference on*, vol. 1, pp. 135-140, 2016, ISSN 2160-1348.
- [76] J. Enslin, and P. Heskes, «Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network», *IEEE Transaction on power electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586-1593, 2004. Doi: [10.1109/PESC.2003.1217719](https://doi.org/10.1109/PESC.2003.1217719).
- [77] Б. Б. Кобец, и И. О. Волкова, «Smart Grid. Концептуальные положения», *Энергорынок*, № 3. с. 66-72, 2010.
- [78] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, та С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення», *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44-50, 2010, ISSN 1607-7970.
- [79] Ю. Г. Шакарян, и Н. Л. Новиков «Технологическая платформа Smart Grid (основные средства)», *Энергоэксперт*, № 4, с. 42-49, 2009.
- [80] О. А. Буславецъ, В. В. Кулик, та П. Д. Лежнюк, «Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії у розподільних електричних мережах», *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*, № 1, с. 103—109, 2015.

- [81] Andrew Keane, and Mark O'Malley «Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.
- [82] Walid El-Khattam Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama «Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
- [83] N. S. Rau, and Y.-H. Wan. «Optimum location of resources in distributed planning» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.
- [84] Caisheng Wang, and M. Hashem Nehrir «An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.
- [85] Hamid Falaghi, and Mahmood-Reza Haghifam «ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems», *PowerTech*, pp. 555-560, 2007.
- [86] Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation», *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.
- [87] Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, and Mohammad A. S. Masoum, «Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.
- [88] Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, and Gareth P. Harrison, «Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

- [89] Nikhil K. Ardesbna, and Badrul H. Chowdhury, «Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation», *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1-8, 2010.
- [90] C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, «Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement», *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
- [91] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, and M. Sadighi «A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses».
- [92] X. Chen, and W. Gao, «Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability», *IEEE Southeastcon*, pp. 468-473, April 2008.
- [93] M. Gandomkar, M. Vakilian and M. Ehsan, «A Combination of Genetic Algorithm and Simulated Annealing for Optimal DG Allocation in Distribution Networks», *CCECE CCGEI*, Saskatoon, IEEE 2005.
- [94] Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, «Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
- [95] Hamid Falaghi, and Mahmood-Reza Haghifam «ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems», *PowerTech*, pp. 555-560, 2007.
- [96] Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, and Mohammad A. S. Masoum, «Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization», *IEEE*, 2011.
- [97] Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, and Gareth P. Harrison, «Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

- [98] C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, «Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement», *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
- [99] X. Chen, and W. Gao, «Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability», *IEEE Southeastcon*, pp. 468-473, April 2008.
- [100] L. Wang, and C. Singh, «Reliability-Constrained Optimum Placement of Reclosers and Distributed Generators in Distribution Networks Using an Ant Colony System Algorithm», *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics - Part C: Applications and Reviews*, vol. 38, no. 6, November 2008.
- [101] R. Medeiros, X. Xu, and E. Makram, «Assessment of Operating Condition Dependent Reliability Indices in Microgrids», *Journal of Power and Energy Engineering*, no. 4, p. 56-66, 2016, doi: [10.4236/jpee.2016.44006](https://doi.org/10.4236/jpee.2016.44006).
- [102] Jumpei Baba, and Akihiko Yokoyama, «Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices», *Electrical Engineering in Japan*, vol. 165, № 3. p. 16-28, 2008, doi:10.1002/eej.20499
- [103] M. Koike, T. Ishizaki, N. Ramdani and J. Imura, «Optimal Scheduling of Storage Batteries and Power Generators Based on Interval Prediction of Photovoltaics – Monotonicity Analysis for State of Charge», in *IEEE Control Systems Letters*, vol. 4, no. 1, pp. 49-54, Jan. 2020. doi: 10.1109/LCSYS.2019.2921953
- [104] P. C. D. Goud, and R. Gupta, «Dual-mode control of multi-functional converter in solar PV system for small off-grid applications», in *IET Power Electronics*, vol. 12, no. 11, pp. 2851-2857, 18 9 2019. doi: 10.1049/iet-pel.2018.6313.
- [105] S. Lin, Y. Wang, M. Liu, G. Fan, Z. Yang and Q. Li, «Stochastic optimal dispatch of PV/wind/diesel/battery microgrids using state-space approximate dynamic programming», in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 15, pp. 3409-3420, 6 8 2019. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5840.

- [106] M. Combe, A. Mahmoudi, M. H. Haque and R. Khezri, «Optimal sizing of an AC-coupled hybrid power system considering incentive-based demand response», in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 15, pp. 3354-3361, 6 8 2019. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.7055.
- [107] H. Setiadi, N. Mithulananthan, R. Shah, T. Raghunathan and T. Jayabarathi, «Enabling resilient wide-area POD at BESS in Java, Indonesia 500 kV power grid», in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 16, pp. 3734-3744, 20 8 2019. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6670
- [108] E. Fedato et al., "Feasibility analysis of GRIDSOL technology in Fuerteventura: A case study," in *The Journal of Engineering*, vol. 2019, no. 18, pp. 5208-5213, 7 2019. doi: 10.1049/joe.2018.9285.

ДОДАТКИ

Додаток А Результати розрахунку усталеного режиму фрагменту схеми Ямпільських електричних мереж

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Проект : ----- Дата: 24.10.2019							
Расчет УР		Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен									
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости		Да							
АРНТ РПН		Нет		Макс. допустимая погрешность УР для Узлов							
Учитывать пределы реакт. мощности		Нет		1.00 kVA							
		Уравнений модели		0.10 %							
Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование							
				Прил.: / 1							
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Реактив. Мощн. [deg]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные			
2	ПС Михайлі.00	1.00 10.00	0.00								
	Ячейка_/Xnet	ПС Михайлівка10	0.00	0.00	1.00	0.00		Sk": 10000.00 MVA			
	Ячейка_/Lne	403001-403002	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 4.80 km
Сеть		Ямпіль 10						Sk": 10000.00 MVA			
	Ячейка_/Xnet	Ямпіль 10	0.00	0.00	1.00	0.00		Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.05 km			
	Ячейка_/Lne	100000-105002	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.01 km
	Ячейка_/Lne	101001-101002	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.55 km
	Ячейка_/Lne	101001-101003	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.40 km
	Ячейка_/Lne	106001-106002	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.40 km
105005	10.00	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Tr2	ТП-160	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105004-105005	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1	0.40	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Lodlv	ТП-160нав	0.00	0.00	1.00	0.00					
	Ячейка_/Tr2	ТП-160	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105031	10.00	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Tr2	ТП-99	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105030-105031	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 1.60 km
Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование				Прил.: / 2			
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Реактив. Мощн. [deg]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные			
3.1 0.00								0.00			
	Ячейка_/Lodlv	ТП-99нав	0.00	0.00	1.00	0.00					
	Ячейка_/Tr2	ТП-99	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105008	10.00	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Tr2	ТП-173	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105007-105008	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1(1)	0.40	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Lodlv	ТП-173нав	0.00	0.00	1.00	0.00					
	Ячейка_/Tr2	ТП-173	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105010	10.00	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Tr2	ТП-100	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105009-105010	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1(2)	0.40	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Lodlv	ТП-100нав	0.00	0.00	1.00	0.00					
	Ячейка_/Tr2	ТП-100	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105038	10.00	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Tr2	ТП-93	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105037-105038	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar L: 1.19 km
3.1(1)	0.40	0.00 0.00	0.00								
	Ячейка_/Lodlv	ТП-93нав	0.00	0.00	1.00	0.00					
	Ячейка_/Tr2	ТП-93	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105033	10.00	0.97 9.74	-1.58								
	Ячейка_/Tr2	ТП-97	0.05	0.02	0.88	0.00	85.99	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
	Ячейка_/Lne	105032-105033	-0.05	-0.02	-0.88	0.00	0.31	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 0.08 km
Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование				Прил.: / 3			
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Реактив. Мощн. [deg]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные			
3.1(2)	0.40	0.95 0.38	-3.64								
	Ячейка_/Lodlv	ТП-97нав	0.05	0.02	0.90	0.08					
	Ячейка_/Tr2	ТП-97	-0.05	-0.02	-0.90	0.08	85.99	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
105035	10.00	0.97 9.74	-1.58								

Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
2.1(28)									
0.40	0.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Lodlv		ТП-175нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-175		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	
106006	10.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Tr2		ТП-166		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		106005-106006		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.10 km
2.1(29)									
0.40	0.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Lodlv		ТП-166нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-166		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	
106008	10.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Tr2		ТП-156		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		106007-106008		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.10 km
2.1(30)									
0.40	0.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Lodlv		ТП-156нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-156		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	
106011	10.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Lodlv		106011_нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		106010-106011		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.20 km
101017	10.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Tr2		ТП-120		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		101015-101017		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.10 km
Ячейка_/Lne		101017-101018		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.80 km
2.1(32)									
0.40	0.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Lodlv		ТП-120нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-120		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	

Сеть: Сеть										Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование				Прил.: / 14			
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные												
101018																					
10.00	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Tr2		ТП-119		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Lne		101017-101018		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.80 km												
2.1(33)																					
0.40	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Lodlv		ТП-119нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Tr2		ТП-119		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00													
101021	10.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Tr2		ТП-145		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Lne		101020-101021		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.30 km												
Ячейка_/Lne		101021-101022		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.26 km												
2.1(34)																					
0.40	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Lodlv		ТП-145нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Tr2		ТП-145		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00													
101023	10.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Tr2		ТП-109		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Lne		101022-101023		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km												
2.1(35)																					
0.40	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Lodlv		ТП-109нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Tr2		ТП-109		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00													
101024	10.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Tr2		ТП-110		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Lne		101022-101024		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.35 km												
2.1(36)																					
0.40	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Lodlv		ТП-110нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Tr2		ТП-110		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00													

Сеть: Сеть										Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование				Прил.: / 15			
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Мощн. [deg]	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные												
101027																					
10.00	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Tr2		ТП-104		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Lne		101026-101027		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.28 km												
2.1(37)																					
0.40	0.00	0.00	0.00																		
Ячейка_/Lodlv		ТП-104(1)		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0												
Ячейка_/Tr2		ТП-104		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00													
403045-403046	10.00	0.97	9.74	-1.58																	
Ячейка_/Coup		ЛР-26		0.72	0.45	0.85	0.05	0.00													

Ячейка_/Tr2	ТП-643	-0.40	-0.18	-0.91	0.03	71.12	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Ячейка_/Tr2	ТП-649	-0.32	-0.27	-0.76	0.02	68.65	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
2.1(38)	0.40	0.99	0.40	0.44								
Ячейка_/Pvsys	Гальжбіевська ФЕС-	0.40	0.19	0.90	0.65	79.35						
Ячейка_/Tr2	ТП-643	0.40	0.19	0.90	0.65	71.12	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
2.1(39)	0.40	1.00	0.40	0.00								
Ячейка_/Sym	Гальжбіевська ГЕС	0.32	0.29	0.74	0.62	65.53	Typ:	PQ				
Ячейка_/Tr2	ТП-649	0.32	0.29	0.74	0.62	68.65	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
403010	10.00	0.97	9.74	-1.58								
Ячейка_/Tr2	ТП-63	0.07	0.04	0.88	0.00	86.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Ячейка_/Lne	403008-403010	-0.70	-0.37	-0.88	0.05	4.72	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.98 km
Ячейка_/Lne	403010-403025	0.63	0.33	0.88	0.04	4.22	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.60 km
3.1(16)	0.40	0.95	0.38	-3.63								
Ячейка_/Lodlv	ТП-63нав	0.07	0.04	0.90	0.12							
Ячейка_/Tr2	ТП-63	-0.07	-0.04	-0.90	0.12	86.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
403015	10.00	0.97	9.74	-1.58								
Ячейка_/Tr2	ТП-72	0.07	0.04	0.88	0.00	86.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть						Исследование: Исследование		Прил.:			/ 16

Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Напр. шин [deg]	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные			
2.1(40)	0.40	0.95	0.38	-3.63								
Ячейка_/Lodlv	ТП-72нав	0.07	0.04	0.90	0.12							
Ячейка_/Tr2	ТП-72	-0.07	-0.04	-0.90	0.12	86.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
105024	10.00	0.97	9.74	-1.58								
Ячейка_/Tr2	ТП-91	0.30	0.15	0.89	0.02	42.50	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Ячейка_/Coup	ЛР-89	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00						
Ячейка_/Coup	ЛР-86	-0.30	-0.15	-0.89	0.02	0.00						
2.1(41)	0.40	0.96	0.39	-2.56								
Ячейка_/Lodlv	ТП-91нав	0.30	0.14	0.90	0.49							
Ячейка_/Tr2	ТП-91	-0.30	-0.14	-0.90	0.49	42.50	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
105003	10.00	0.00	0.00	0.00								
Ячейка_/Tr2	ТП-150	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Ячейка_/Lne	105002-105003	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	0.01 km
2.1(42)	0.40	0.00	0.00	0.00								
Ячейка_/Lodlv	ТП-150нав	0.00	0.00	1.00	0.00							
Расчет УР	Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен											
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.							Автоматическая адаптация модели сходимости			Да		
АРНТ РПН							Макс. допустимая погрешность УР для Узлов			1.00 kVA		
Учитывать пределы реакт. мощности							Нет			Нет		
Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть						Исследование: Исследование		Прил.:			/ 17

Ном. U [kV]	Bus [p.u.]	Напр. [kV]	Напр. [deg]	Отклонение [%]				
				-10 -5 0 +5 +10				
2	10.00	1.000	10.00	0.00				
ПС Михайлівка 1	10.00	1.000	10.00	0.00				
Сеть	10.00	1.000	10.00	0.00				
ПС Ямпіль 10	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105005	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
2.1	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105031	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
3.1	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105008	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
2.1(1)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105010	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
2.1(2)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105038	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /			
3.1(1)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /			
105033	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<			
3.1(2)	0.40	0.953	0.38	-3.64	<<<<<<<<<<			
105035	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<			
3.1(3)	0.40	0.953	0.38	-3.64	<<<<<<<<<<			
Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование	Прил.:		/ 18

Ном. U [kV]	Bus [p.u.]	Напр. [kV]	Напр. [deg]	Отклонение [%]	
				-10 -5 0 +5 +10	
105028	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /
2.1(4)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /
105029	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /
2.1(5)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\ /
105026	10.00	0.000	0.00	0.00	<\ /

2.1(6)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105012	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(3)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105014	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(7)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105016	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(8)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105018	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(9)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105022	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(11)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105042.4	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(12)	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			
105041.4	0.40	0.990	0.40	0.19	<\\	<<			
2.1(13)	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			
101002	0.40	0.991	0.40	0.34	<\\	<<			
2.1(14)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101004	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				

Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование			Прил.: / 19	
	Ном. U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV]	Напр. [deg]	-10	-5	Напр. - 0	Отклонение [%]	+10
2.1(15)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101005	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(16)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101007	0.40	0	.00		<\\				
3.1(5)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101008	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
3.1(6)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101012	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(17)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
101014	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(18)	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			
403023	0.40	0.952	0.38	-3.62	<\\	<<<<<<<<<			
403037	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			
3.1(7)	0.40	0.953	0.38	-3.63	<\\	<<<<<<<<<			
403041	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
3.1(8)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
403040	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
3.1(9)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
403043	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
3.1(10)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
403036	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			

Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование			Прил.: / 21	
	Ном. U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV]	Напр. [deg]	-10	-5	Напр. - 0	Отклонение [%]	+10
403021	0.40	0.953	0.38	-3.64	<\\	<<<<<<<<<<<<			
2.1(25)	10.00	0.974	9.74	-1.58	<\\	<<<<<<			
105023	0.40	0.973	0.39	-1.93	<\\	<<<<<<			
2.1(26)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
105019	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(27)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
106004	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(10)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
106003	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(28)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
106006	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(29)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
106008	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(30)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
106011	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
101017	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(32)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				
101018	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\				
2.1(33)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\				

101021	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\
2.1(34)	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\\
101023	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\
	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\\

Сеть: Сеть	Стадии сист.:	Сеть	Исследование: Исследование	Прил.: / 22
------------	---------------	------	----------------------------	-------------

Ном. U [kV]	Bus [p.u.]	Напр. [kV] [deg]		Напр. - Отклонение [%]
		-10	-5	0 +5 +10

2.1(35)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\
101024	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\\
2.1(36)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\
101027	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\\
2.1(37)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\
403045-403046	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<
2.1(38)	0.40	0.992	0.40	0.44	<<
2.1(39)	0.40	1.000	0.40	0.00	
403010	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<
3.1(16)	0.40	0.953	0.38	-3.63	<<<<<<<<<
403015	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<
2.1(40)	0.40	0.953	0.38	-3.63	<<<<<<<<<
105024	10.00	0.974	9.74	-1.58	<<<<<<
2.1(41)	0.40	0.964	0.39	-2.56	<<<<<<<
105003	10.00	0.000	0.00	0.00	<\\\
2.1(42)	0.40	0.000	0.00	0.00	<\\\

DigSILENT PowerFactory 15.1.7 Проект : Дата: 24.10.2019

Расчет УР Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен

Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.	Автоматическая адаптация модели сходимости	Да
АРНТ РПН Нет	Макс. допустимая погрешность УР для Узлов	1.00 kVA
Учитывать пределы реакт. мощности Нет		

Сеть: Сеть Стадии сист.:

Сеть

Исследование:

Исследование

Прил.:

/ 23

Уров. Напр. [kV]	Генерация [MW]/ [Mvar]	Двиг. Нагр. [MW]/ [Mvar]	Нагр. [MW]/ [Mvar]	Комп-нсацйя [MW]/ [Mvar]	Из внешн. сети [MW]/ [Mvar]	Потокообмен с	Мощность Потокообмен [MW]/ [Mvar]	Всего Потери [MW]/ [Mvar]	Нагр. Потери [MW]/ [Mvar]	Ненагр. Потери [MW]/ [Mvar]
0.40	1.67 / 0.94	0.00 / 0.00	1.66 / 0.80	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	10.00 kV	0.01 / 0.14	0.00 / 0.01	0.00 / 0.01	0.00 / 0.00
10.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00			0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00
Всего:	1.67 / 0.94	0.00 / 0.00	1.66 / 0.80	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00		0.00 / 0.00	0.01 / 0.14	0.01 / 0.14	0.00 / 0.00

Расчет УР Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен

Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.	Автоматическая адаптация модели сходимости	Да
АРНТ РПН Нет	Макс. допустимая погрешность УР для Узлов	1.00 kVA
Учитывать пределы реакт. мощности Нет	Уравнений модели	0.10 %

Свод данных по Системе Исследование: Исследование Прил.: / 24

Генерация [MW]/ [Mvar]	Двиг. нагрузка [MW]/ [Mvar]	Нагрузка [MW]/ [Mvar]	Комп-нсацйя [MW]/ [Mvar]	Из внешн. сети [MW]/ [Mvar]	Потокообмен Области [MW]/ [Mvar]	Всего Потери [MW]/ [Mvar]	Нагруз. Потери [MW]/ [Mvar]	Ненагр. Потери [MW]/ [Mvar]
1.67 / 0.94	0.00 / 0.00	1.66 / 0.80	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00	0.01 / 0.14	0.01 / 0.14	0.00 / 0.00
Всего:	1.67 / 0.94	1.66 / 0.80	0.00 / 0.00	0.00 / 0.00		0.01 / 0.14	0.01 / 0.14	0.00 / 0.00

Додаток Б Результати розрахунку режиму відновленого електропостачання фрагменту схеми Ямпільських електричних мереж

				Digsilent PowerFactory 15.1.7		Проект : Дата: 24.10.2019			
Расчет УР				Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен					
Сеть: Сеть				Прил.: / 1					
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН				Автоматическая адаптация модели сходимости					
Учитывать пределы реакт. мощности				Да					
Нет				Макс. допустимая погрешность УР для Узлов					
Нет				Уравнений модели					
				1.00 kVA					
				0.10 %					
		Стадии сист.: Сеть		Актив. Реактив. Мощн.		Исследование: Исследование		Прил.: / 1	
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	[deg]	Мощн. [MW]	Мощн. [Mvar]	коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
2]									
ПС Михайлі.00	1.00	10.00	0.00						
Ячейка_/Xnet		ПС Михайльквк10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Sk": 10000.00 MVA
Ячейка_/Lne		403001-403002		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 4.80 km
Сеть									
ПС Ямпіль .00	1.00	10.00	0.00						
Ячейка_/Xnet		Ямпіль 10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Sk": 10000.00 MVA
Ячейка_/Lne		100000-105002		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.05 km
Ячейка_/Lne		101001-101002		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
Ячейка_/Lne		101001-101003		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.55 km
Ячейка_/Lne		106001-106002		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.40 km
105005									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-160		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-160нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105031									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-99		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 1.60 km
Сеть: Сеть									
		Стадии сист.: Сеть		Актив. Реактив. Мощн.		Исследование: Исследование		Прил.: / 2	
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	[deg]	Мощн. [MW]	Мощн. [Mvar]	коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
3.1									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-99нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105008									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-173		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1(1)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-173нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105010									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-100		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1(2)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-100нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105038									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-93		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 1.19 km
3.1(1)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-93нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105033									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.97	9.74	-1.58	0.05	0.02	0.88	0.00	85.99 Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-97		-0.05	-0.02	-0.88	0.00	0.31	Pv: 0.00 kW cLod: 0.00 Mvar L: 0.08 km
Сеть: Сеть									
		Стадии сист.: Сеть		Актив. Реактив. Мощн.		Исследование: Исследование		Прил.: / 3	
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	[deg]	Мощн. [MW]	Мощн. [Mvar]	коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
3.1(2)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.95	0.38	-3.64	0.05	0.02	0.90	0.08	85.99 Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-97нав		-0.05	-0.02	-0.90	0.08	0.08	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105035									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.97	9.74	-1.58	0.05	0.02	0.88	0.00	85.99 Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-96		-0.05	-0.02	-0.88	0.00	0.31	Pv: 0.00 kW cLod: 0.00 Mvar L: 0.01 km
3.1(3)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.95	0.38	-3.64	0.05	0.02	0.90	0.08	85.99 Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-96нав		-0.05	-0.02	-0.90	0.08	0.08	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105028									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne		ТП-180		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.02 km
2.1(4)									
Ячейка_/Lod1v	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Tr2		ТП-180нав		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105029									
Ячейка_/Tr2	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
		ТП-94							

105028											
2.1(4)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105029	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(5)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105026	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(6)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105012	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(3)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105014	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(7)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105016	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(8)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105018	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(9)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105022	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(11)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
105042.4	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(12)	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
105041.4	0.40	0.990	0.40	0.19			<<				
2.1(13)	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
101002	0.40	0.991	0.40	0.34			<<				
2.1(14)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101004	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					

Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование			Прил.:			/ 19
Ном. U	Bus -		Напр.		Напр. - Отклонение [%]						
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10		
2.1(15)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101005	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(16)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101007	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(5)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101008	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(6)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101012	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(17)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
101014	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(18)	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
403023	0.40	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
2.1(19)	0.40	0.952	0.38	-3.62			<<<<<<<<<<<<				
403037	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(7)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403041	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(8)	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
403040	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(9)	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
403043	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(10)	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
403036	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				

Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть				Исследование: Исследование			Прил.:			/ 20
Ном. U	Bus -		Напр.		Напр. - Отклонение [%]						
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10		
3.1(11)	0.40	0.952	0.38	-3.62			<<<<<<<<<<<<				
403034	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(12)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403032	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(13)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403030	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(14)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403028	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(15)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403026	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				
3.1(17)	0.40	0.953	0.38	-3.63			<<<<<<<<<<<<				
403013	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
3.1(19)	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
403012	10.00	0.000	0.00	0.00		<\\					
2.1(20)	0.40	0.000	0.00	0.00		<\\					
403009	10.00	0.974	9.74	-1.58			<<<<<<				

0.40	0.000	0.00	0.00	<////////////////////
				DigSILENT
				PowerFactory
				15.1.7
				Проект : Дата: 24.10.2019

Расчет УР Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен

Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости	Да
АРНТ РПН	Нет	Макс. допустимая погрешность УР для	
Учитывать пределы реакт. мощности	Нет	Узлов	1.00 kVA
		Уравнений модели	0.10 %

Сеть: Сеть Стадии сист.: Сеть Исследование: Исследование Прил.: / 23

Уров. Напр.	Генерация [МВт]/ [Mvar]	Двиг. Нагр. [МВт]/ [Mvar]	Нагр. [МВт]/ [Mvar]	Компенса-ция [МВт]/ [Mvar]	Из внешн. сети [МВт]/ [Mvar]	Потокообмен с	Мощность Потокообмен [МВт]/ [Mvar]	Всего Потери [МВт]/ [Mvar]	Нагр. Потери [МВт]/ [Mvar]	Ненагр. Потери [МВт]/ [Mvar]
0.40	1.67 0.94	0.00 0.00	1.66 0.80	0.00 0.00	0.00 0.00	10.00 kV	0.01 0.14	0.00 0.01 0.14	0.00 0.01 0.14	0.00 0.00 0.00
10.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00			0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00
Всего:	1.67 0.94	0.00 0.00	1.66 0.80	0.00 0.00	0.00 0.00		0.00 0.00	0.01 0.14	0.01 0.14	0.00 0.00

				DigSILENT
				PowerFactory
				15.1.7
				Проект : Дата: 24.10.2019

Расчет УР Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен

Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости	Да
АРНТ РПН	Нет	Макс. допустимая погрешность УР для	
Учитывать пределы реакт. мощности	Нет	Узлов	1.00 kVA
		Уравнений модели	0.10 %

Свод данных по Системе Исследование: Исследование Прил.: / 24

Генерация [МВт]/ [Mvar]	Двиг. нагрузка [МВт]/ [Mvar]	Нагрузка [МВт]/ [Mvar]	Компенса-ция [МВт]/ [Mvar]	Из внешн. сети [МВт]/ [Mvar]	Потокообмен Области [МВт]/ [Mvar]	Всего Потери [МВт]/ [Mvar]	Нагр. Потери [МВт]/ [Mvar]	Ненагр. Потери [МВт]/ [Mvar]
1.67 0.94	0.00 0.00	1.66 0.80	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.01 0.14	0.01 0.14	0.00 0.00
Всего:	0.00 0.00	1.66 0.80	0.00 0.00	0.00 0.00		0.01 0.14	0.01 0.14	0.00 0.00

				DigSILENT
				PowerFactory
				15.1.7
				Проект : Дата: 24.10.2019

Расчет УР Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен


Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости	Да
АРНТ РПН	Нет	Макс. допустимая погрешность УР для	
Учитывать пределы реакт. мощности	Нет	Узлов	1.00 kVA
		Уравнений модели	0.10 %

Сеть: Сеть Стадии сист.: Сеть Исследование: Исследование Прил.: / 1

Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Актив. Мощн. [МВт]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Мощн. коэф. [-]	Ток [kA]	Загрузка [%]	Доп. данные
2							
ПС Михайли.00	1.00 10.00	0.00					
Ячейка_/Xnet	ПС Михайльвка10	1.00	0.79	0.79	0.07		Sk": 10000.00 MVA
Ячейка_/Lne	403001-403002	1.00	0.79	0.79	0.07	7.35	Pv: 64.63 kW cLod: -0.00 Mvar L: 4.80 km
Сеть							
ПС Ямпіль .00	1.00 10.00	0.00					
Ячейка_/Xnet	Ямпіль 10	4.95	2.72	0.88	0.33		Sk": 10000.00 MVA
Ячейка_/Lne	100000-105002	1.98	1.15	0.86	0.13	13.25	Pv: 1.55 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.05 km
Ячейка_/Lne	101001-101002	0.19	0.10	0.88	0.01	1.21	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
Ячейка_/Lne	101001-101003	2.78	1.47	0.88	0.18	18.17	Pv: 45.22 kW cLod: 0.00 Mvar L: 0.55 km
105005							
10.00	0.98 9.75	0.03					
Ячейка_/Tr2	ТП-160	0.03	0.02	0.88	0.00	85.99	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Ячейка_/Lne	105004-105005	-0.03	-0.02	-0.88	0.00	0.20	Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 0.01 km
2.1							
0.40	0.95 0.38	-2.00					
Ячейка_/Lod1v	ТП-160нав	0.03	0.01	0.90	0.05		
Ячейка_/Tr2	ТП-160	-0.03	-0.01	-0.90	0.05	85.99	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
105031							
10.00	0.96 9.60	0.13					

Додаток В Довідки про впровадження результатів досліджень

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Директор ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ»
 С.В. Кравчук
 «_____» _____ 2019 р.



ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

З метою підвищення обсягів електроенергії, що реалізується на ринку електроенергії, підприємство ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» впровадило результати дисертаційних досліджень, а саме:

– метод відновлення електропостачання частини електричної мережі, за рахунок подачі електроенергії від джерела з гарантованим графіком генерування на шини відновлювального джерела енергії.

Зазначені результати отримані в дисертаційній роботі Котилко Ірини Вадимівни «Оптимізація сумісного використання різнотипних відновлювальних джерел енергії для підвищення надійності роботи електричних мереж» – здобувач кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету.

Директор ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ»



к.т.н Кравчук С.В.



ТОВ «КЕСС РНД ЦЕНТР»
вул. Енергетична, 5А, Вінниця, 21022, Україна
Т: +380 432 55 48 44 Е: office@kness.energy
F: +380 432 50 89 10 W: kness.energy

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ТОВ «КЕСС РНД ЦЕНТР»

І.В.В. Київський

« 20 » серпня



ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

З метою підвищення ефективності функціонування фотоелектричних станцій в частині зменшення відповідальності за небаланси власників фотоелектричних станцій, на підприємстві ТОВ «КЕСС РНД ЦЕНТР» впроваджено результати наукових досліджень:

- алгоритм визначення ємності накопичувача, що необхідно встановити на фотоелектричній станції для зменшення небалансів, що викликаний неточністю прогнозу генерування ФЕС.
- метод визначення ємності накопичувача для однієї фотоелектричної станції та їх балансуючої групи, для дотримання прогнозованих графіків відпуску електроенергії.

Зазначені результати отримані в дисертаційній роботі Котилко Ірини Вадимівни «Оптимізація сумісного використання різнотипних відновлювальних джерел енергії для підвищення надійності роботи електричних мереж» – здобувача кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету.



ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор з науково-педагогічної роботи по організації навчального процесу та його науково-методичного забезпечення Вінницького національного технічного університету

д.т.н., проф. О. М. Васілевський
« 10 » 09 20 19 р.

АКТ

**про провадження результатів дисертаційної роботи
Котилко Ірини Вадимівни
в навчальний процес**

Комісія у складі голови – директора головного центру організаційного та методичного забезпечення навчання, професора Лисенка Г. Л. і членів: декана факультету електроенергетики та електромеханіки професора Леонтева В. О. та завідувача кафедри «Електричних станцій та систем» професора Лежнюка П. Д. склали даний акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті впровадженні в навчальний процес та використовуються при викладанні курсів «Сучасні проблеми електроенергетики та електромеханіки» та «Електроощадні режими й технології» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка такі результати, розроблені Котилко І. В.:

- метод визначення потужності та обґрунтування ємності накопичувача;
- алгоритм відновлення електропостачання.

Включені результати дослідження виконаних Котилко І. В. у розділі, в яких вивчаються методи оптимізації та заходи зменшення втрат електроенергії в електричних мережах з різнотипними відновлювальними джерелами енергії, суттєво доповнює знання студентів щодо надійності роботи електричних мереж з сумісним використанням відновлювальних джерел енергії. Вивчення цього методу та алгоритму дозволяє студентам комплексно оцінювати балансову та структурну надійності. Також важливим є підтвердження практичне підтвердження результатів з оцінкою техніко-економічного ефекту.

Голова комісії
Члени комісії

Г. Л. Лисенко
В. О. Леонтєв
П. Д. Лежнюк

**Додаток Г Список публікацій за темою дисертації та відомості про
апробацію результатів дисертації**

[1] P. Lezhnyuk, S. Kravchuk, I. Kotylko, N. Sobchuk, and I. Hunko, «Modeling of Electrical Supply Restoration in Local Electrical Systems after Loss of Centralized Power», *Proceedings of the 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kharkiv, 2018, pp. 55-58 doi: 10.1109/IEPS.2018.8559583.

[2] S. Kravchuk, and I. Kotylko, «Matching of Renewable Source of Energy Generation Graphs and Electrical Load in Distribution Electric Grid», *2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, pp. 28-31, 2017. doi: 10.1109/YSF.2017.8126641.

[3] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко, «Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж», *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*, Харків: НТУ «ХПІ», № 45 (1321), с. 25-31, 2018. doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04.

[4] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та І. О. Прокопенко, «Оцінювання якості електропостачання в локальних електричних системах з різнотипними відновлювальними джерелами енергії», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка, Серія: Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, № 195, с. 23-25, 2018.

[5] П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, Ю. В. Малогулко, І. В. Котилко, та Л. Р. Крот, «Моделювання сумісної роботи розосереджених джерел електроенергії та централізованого електропостачання», *Вісник чернігівського національного технологічного університету. Серія: Технічні науки та технології*, № 2 (12), с. 189-195, 2018.

[6] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, та І. В. Котилко, «Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням Smart Grid технологій», *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 2 (2), с. 17-20, 2014.

[7] П. Д. Лежнюк, І. В. Котилко, та С. В. Кравчук, «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах з ВДЕ при втраті централізованого живлення», у *Матеріалах XIV Міжнародної науково-технічної конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)»*, м. Вінниця, 2018 р. [online]. Доступно : <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/22729>.

[8] І. В. Котилко, та С. В. Кравчук, «Відновлення електропостачання в локальних електричних системах при втраті централізованого живлення», у *Матеріалах XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ*, м. Вінниця, 2018 р. [online]. Доступно : <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/5095>.

[9] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. С. Кульматицька, «Нормування показників надійності роботи локальних електричних систем в задачах відновлення їх електропостачання» у *Матеріалах міжнародного симпозіуму «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки»*, м. Харків, 2018 р.

[10] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, та І. В. Котилко «Самоорганізація режимів локальних електричних систем з комбінованим електропостачанням», *Енергетика та електрифікація*, 2015. – № 12. – с. 27-29.

[11] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, та І. В. Котилко, «Підвищення надійності електричних мереж з використанням відновлюваних джерел енергії», у *Матеріалах XX Міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті"*, м. Київ, 2019 р. – с. 98-102.

[12] П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. Б. Урода, «Підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії», у *Матеріалах міжнародного симпозіуму «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки»*, м. Харків, 2018 р.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

XX Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювальна енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2018 р.);

IV Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками ОКЕУ-2017» (м. Вінниця, 2018 р.);

XIV Міжнародній конференції «Контроль і управління в складних системах» (м. Вінниця, 2018 р.);

VII Міжнародній науково-технічній конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах» (м. Луцьк, 2018 р.);

V Науково-практичній конференції «Сучасні методи аналізу усталених режимів електричних мереж та стійкості електроенергетичних систем. Новітні досягнення у проведенні тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу» (Славське, 2018 р.);

2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems;

IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering;

XX Jubilee International Conference 2019 «Computational Problems of Electrical Engineering»;

Міжнародному симпозиумі «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» SIEMA 2018.