

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису



СІКОРСЬКА ОЛЕНА ВІКТОРІВНА

УДК 621.316.13

ДИСЕРТАЦІЯ

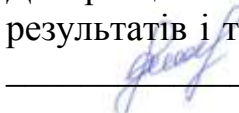
**РОЗОСЕРЕДЖЕНЕ ГЕНЕРУВАННЯ В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

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.

 О.В. Сікорська

Науковий керівник: Комар Вячеслав Олександрович, доктор технічних наук,
доцент

Вінниця – 2021

АНОТАЦІЯ

Сікорська О.В. Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних 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, 2021.

Робота присвячена розв'язку задач по підвищенню рівня енергоефективності розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами енергії. Підвищення економічності й якості енергетичного виробництва є складною комплексною проблемою, що вимагає для свого вирішення системного підходу. Однією зі складових цієї проблеми є розрахунок та аналіз впливу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на енергоефективність функціонування розподільних електричних мереж (РЕМ).

У вступі обгрунтовано актуальність теми дисертації, сформульовано мету та задачі дослідження, вказана наукова новизна та практична цінність отриманих результатів. Наведені відомості про апробацію роботи, особистий внесок здобувача і публікації. Зафіксовано зв'язок роботи з науковими програмами, темами.

У першому розділі розглядається проблема визначення та зниження негативного впливу ВДЕ на енергоефективність розподільних електричних мереж, а також проаналізовані найбільш ефективні електроощадні заходи для електричних мереж 10(6) кВ. Оскільки, в останні роки неконтрольоване зростання частки відновлюваних джерел в енергетичному балансі зумовила завантаження великої кількості розподільних ліній і трансформаторів, то це призводить не тільки до збільшення втрат електроенергії, а й зниження надійності електропостачання й якості електроенергії. Розв'язання цих задач

вимагає комплексного підходу, який включає проведення організаційних і технічних електроощадних заходів, а також розвиток і реконструкцію електричних мереж. Враховуючи взаємовплив всіх заходів і змін в ЕМ, корисно мати загальну оцінку впливу їх на ефективність функціонування електричної мережі в цілому. Доцільність такої оцінки пояснюється тим, що капіталовкладення, які, як правило, обмежені, необхідно розподіляти і вкладати найбільш ефективно. Тобто так, щоб зменшувалися втрати електроенергії, збільшувалася надійність електропостачання і покращувалася якість електроенергії.

У другому розділі розглянуто метод формування оптимального значення активної і реактивної потужностей ВДЕ та проведено моделювання технічних можливостей фотоелектричної станції у компенсуванні реактивної потужності в електричній мережі. Показано використання методів еквівалентування в задачах оцінювання впливу ВДЕ в електричних мережах нижчої напруги на параметри ЕЕС. Удосконалено метод визначення оптимального значення встановленої активної потужності ВДЕ, які під'єднані в вузлах схеми. Важливим є визначити її значення в контексті забезпечення параметрів мережі в межах, встановлених нормативними документами, а також участі ВДЕ в плануванні і підтримці балансу потужності та електроенергії в ЕЕС. Запропонований метод формування оптимального значення потужності ВДЕ пристосований до визначення значень їх потужності і характеру їх зміни, коли критерієм оптимальності є втрати електроенергії в мережі. Розроблений метод, що базується на аналізі чутливості втрат потужності в ЕМ дозволяє однозначно характеризувати можливість і доцільність використання ФЕС для компенсації реактивної потужності, як найбільш впливового заходу зі зменшення втрат для цього фрагменту електричних мереж за енергетичним критерієм.

Відсутність достатнього об'єму вихідної інформації для розрахунку режимів електричних мереж різних класів напруги енергопостачальної

компанії не дозволяє в повній мірі врахувати відновлювані джерела енергії. Тому в роботі виконано вдосконалення методу визначення взаємовпливу електричних мереж різних класів напруги, шляхом врахування режиму роботи відновлюваних джерел енергії в мережах нижчих класів напруги, через уточнення напрямків перетікання потужності та її значення в точці примикання до мереж вищих класів напруги.

Аналіз методів еквівалентування, проведений в роботі, показав необхідність їх вдосконалення для розв'язання поставленої задачі. Тому в роботі запропоновано використовувати натурно-імітаційне моделювання. Цей підхід дозволяє об'єднати як натурні, так і обчислювальні експерименти і отримати базу можливих режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, на основі яких отримати узагальнюючі залежності величини і напрямку потужності в точці примикання до мережі вищих класів напруги в залежності від потужності, яка генерується ВДЕ в різних точках мережі нижчих класів напруги.

У третьому розділі показано можливість використання інтегрального показника якості функціонування для задач оцінювання рівня енергоефективності електричних мереж з ВДЕ, зокрема СЕС і малих ГЕС. Це дозволило сформулювати умови комплексного розв'язання поставленої задачі, яка включає в себе зменшення втрат електроенергії та покращення її якості, а також підвищення надійності, і розробити етапність впровадження заходів з підвищення ефективності функціонування електричних з ВДЕ.

Завдяки інтегруванню в одному показнику характеристик різних сторін функціонування електричних мереж спрощується оптимізація розвитку електричних мереж з врахуванням відновлюваних джерел енергії в них та реалізацію заходів з підвищення їх енергоефективності.

Оскільки потрібно не тільки притримуватися режимних критеріїв керування, а й прагнути до максимізації економічної ефективності функціонування системи, то цільова функція на основі інтегрального

показника якості функціонування повинна мати і економічну складову прибутків та компенсації в процесі передачі і розподілу електричної енергії. В процесі розбудови і експлуатації електричних мереж і відновлюваних джерел в них прагнуть до максимізації економічної ефективності функціонування локальної електричної системи, то цільова функція повинна містити економічні складові доходів і компенсацій в процесі передачі і розподілу електричної енергії.

Отриманий показник комплексно характеризує ефективність локальної електричної системи, зумовлену впровадженнями заходами з підвищення енергоефективності, по відношенню до "ідеальної" системи.

Ефективність запропонованих методів показана на прикладі розрахунків максимальних та мінімальних режимів підстанції 110/35/10кВ за різних умов генерування СЕС і установки когенерації. При цьому запропонований підхід забезпечує контроль обмежень на параметри режиму електричної мережі в широкому діапазоні зміни генерування ВДЕ в ЛЕС. Враховується також перспектива розвитку навантаження в ЛЕС і закладається відповідно поетапне нарощування генерування.

У четвертому розділі подано результати практичних досліджень, метою яких є підтвердження ефективності розроблених методів та алгоритмів.

В розділі наводяться результати визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС для схеми електричних мереж ТОВ «Вінницька птахофабрика» з врахуванням подальшого їх розвитку. Для цього за статистичними даними були визначенні найімовірніші графіки навантаження та генерування фотоелектричних станцій. Зроблено моделювання режимів для запланованої потужності відновлюваних джерел та зроблені рекомендації відповідно до результатів отриманих запропонованим в роботі методом щодо оптимальної встановленої потужності для конкретних точок їх під'єднання до електричної мережі.

Відповідно до технічних можливостей ФЕС працювати в режимі

компенсатора реактивної потужності виконано моделювання такого режиму. Визначена ефективність використання ФЕС в режимі компенсатора за впливом на втрати активної потужності в електричній мережі.

Проведено моделювання можливих спотворень, які можуть генеруватись в режимі компенсатора.

Аналіз результатів моделювання дозволяє зробити висновок, що спотворення не перевищують допустимі величини. Однак спостерігається зростання непарних гармонік, особливо 5-ої. Крім цього необхідно пам'ятати про допущення прийняте під час моделювання про відсутність спотворень в електричній мережі без ФЕС, що не відповідає реальній ситуації в мережах 10 кВ України.

В роботі проаналізовані ряд заходів, які можна реалізувати шляхом оптимального розташування точок підключення ВДЕ, виведенням ФЕС в режим компенсатора реактивної потужності, тощо. Для цих заходів визначено значення показника ефективності.

Ключові слова: електричні мережі, розосереджені джерела енергії, втрати електроенергії, електроощадні заходи, показник якості функціонування, аналіз чутливості, енергоефективність.

ABSTRACT

Sikorska O.V. Dispersed generation in the problems of increasing the energy efficiency of distribution electrical networks. - Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

A thesis submitted for the candidate degree in technical sciences on the speciality 05.14.02 "Electric power stations, networks and systems". – Vinnytsia National Technical University, Vinnytsya, 2021.

The work is devoted to solving problems of improving the energy efficiency of electrical distribution networks with dispersed energy sources. Improving the

efficiency and quality of energy production is a complex complex problem that requires a systematic approach. One of the components of this problem is the calculation and analysis of the impact of renewable energy sources (RES) on the energy efficiency of distribution electrical networks (DEN).

The introduction substantiates the relevance of the dissertation topic, formulates the purpose and objectives of the study, indicates the scientific novelty and practical value of the results. Information on approbation of work, personal contribution of the applicant and publication is given. The connection of work with scientific programs, topics is fixed.

The first section considers the problem of determining and reducing the negative impact of RES on the energy efficiency of electrical distribution networks, as well as analyzes the most effective electricity saving measures for 10 (6) kV electrical networks. Since in recent years the uncontrolled growth of the share of renewable sources in the energy balance has led to the loading of a large number of distribution lines and transformers, this leads not only to increased electricity losses, but also reduced reliability of electricity supply and electricity quality. Solving these problems requires a comprehensive approach, which includes organizational and technical energy-saving measures, as well as the development and reconstruction of electrical networks. Given the interaction of all measures and changes in energy network (EN), it is useful to have an overall assessment of their impact on the efficiency of the electrical network as a whole. The expediency of such an assessment is explained by the fact that investments, which are usually limited, must be distributed and invested most efficiently. That is, so as to reduce electricity losses, increase the reliability of electricity supply and improve the quality of electricity.

The second section considers the method of forming the optimal value of active and reactive RES power and simulates the technical capabilities of a photovoltaic plant in reactive power compensation in the electrical network. The use of equivalence methods in the problems of estimating the influence of RES in

low voltage electrical networks on the parameters of the power system is shown. The method of determining the optimal value of the installed active power of RES, which are connected in the nodes of the circuit, has been improved. It is important to determine its significance in the context of ensuring network parameters within the limits set by regulations, as well as the participation of RES in the planning and maintenance of the balance of capacity and electricity in the power system (PS). The proposed method of forming the optimal value of RES power is adapted to determine the values of their power and the nature of their change, when the criterion of optimality is the loss of electricity in the network. The developed method, based on the analysis of sensitivity of power losses in EN allows to unambiguously characterize the possibility and expediency of using photovoltaic station (PVS) to compensate reactive power as the most influential measure to reduce losses for this fragment of electrical networks by energy criterion.

The lack of sufficient source information to calculate the modes of electrical networks of different voltage classes of the energy supply company does not allow to fully take into account renewable energy sources. Therefore, the method of determining the interaction of electrical networks of different voltage classes is improved by taking into account the mode of operation of renewable energy sources in networks of lower voltage classes, by specifying the directions of power flow and its value at the point of connection to networks of higher voltage classes.

The analysis of equivalence methods carried out in this work showed the need to improve them to solve the problem. Therefore, the paper proposes to use full-scale simulation. This approach allows to combine both full-scale and computational experiments and to obtain a base of possible modes of electrical networks with renewable energy sources, based on which to obtain generalized dependences of magnitude and direction of power at the point of connection to the network of higher voltage classes depending on power generated. RES at different points of the network of lower voltage classes.

The third section shows the possibility of using an integrated performance

indicator for the tasks of assessing the level of energy efficiency of electrical networks with RES, in particular solar power plant (SPP) and small hydroelectric power plants (HPPs). This allowed to formulate the conditions for a comprehensive solution to the problem, which includes reducing electricity losses and improving its quality, as well as improving reliability, and to develop phased implementation of measures to improve the efficiency of electricity from RES.

Due to the integration in one indicator of the characteristics of different aspects of the functioning of electrical networks simplifies the optimization of the development of electrical networks taking into account renewable energy sources in them and the implementation of measures to improve their energy efficiency.

Since it is necessary not only to adhere to the regime control criteria, but also to strive to maximize the economic efficiency of the system, the target function based on the integrated performance indicator should have an economic component of profits and compensation in the transmission and distribution of electricity. In the process of development and operation of electrical networks and renewable sources in them seek to maximize the economic efficiency of the local electrical system, the target function should include the economic components of income and compensation in the transmission and distribution of electricity.

The obtained indicator comprehensively characterizes the efficiency of the local electrical system due to the implemented measures to improve energy efficiency in relation to the "ideal" system.

The efficiency of the proposed methods is shown by the example of calculations of maximum and minimum modes of 110/35/10 kV substation under different conditions of PVS generation and cogeneration unit. The proposed approach provides control of restrictions on the parameters of the electrical network in a wide range of changes in the generation of RES in the local power system (LPS). The prospect of load development in the LPS is also taken into account and a gradual increase in generation is laid down accordingly.

The fourth section presents the results of practical research, the purpose of

which is to confirm the effectiveness of the developed methods and algorithms.

The section presents the results of determining the optimal installed capacity of PVS for the scheme of electrical networks of LLC "Vinnytsia Poultry Farm" taking into account their further development. To do this, according to statistics, the most probable schedules of loading and generation of photovoltaic stations were determined. Models of modes for the planned capacity of renewable sources are made and recommendations are made in accordance with the results obtained by the method proposed in the work on the optimal installed capacity for specific points of their connection to the grid.

In accordance with the technical capabilities of the SPP to operate in the mode of reactive power compensator, the simulation of such mode is performed. The efficiency of SPP use in the compensator mode according to the influence on the losses of active power in the electric network is determined.

The simulation of possible distortions that can be generated in the compensator mode is performed.

Analysis of the simulation results allows us to conclude that the distortions do not exceed the allowable values. However, there is an increase in odd harmonics, especially the 5th. In addition, it is necessary to keep in mind the assumption made during the simulation that there is no distortion in the electrical network without SPP, which does not correspond to the real situation in the 10 kV networks of Ukraine.

The paper analyzes a number of measures that can be implemented by the optimal location of RES connection points, putting the SPP in the mode of reactive power compensator, and so on. The value of the efficiency indicator is determined for these measures.

Key words: electric networks, dispersed energy sources, electricity losses, electric saving measures, performance quality indicator, sensitivity analysis, energy efficiency.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

[1] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, та О.А. Ковальчук, "Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж", *Технічна електродинаміка*, №2, с. 34-35, 2012.

[2] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, та С.Я. Вишневський, "Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №186, вип. 11, с. 182-186, 2011.

[3] О.В. Кузьмик, П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та В.О. Лесько, "Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування", *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П.Василенка*, №129, с. 29-31, 2012.

[4] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, Н.В. Остра, та С.Г. Гуцол, "Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №1(14), с. 104-108, 2013.

[5] О.В. Кузьмик, та В.О. Комар, "Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж", *Вісник НТУ України «Київський політехнічний інститут»*. Серія «Гірництво», №25, с. 108-113, 2014.

[6] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Комп'ютерне моделювання режимів ЛЕС з використанням їх еквівалентів". *Науковий вісник Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича*. Серія: Комп'ютерні системи та компоненти, Том 6, В.1, с.101-110, 2015.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

[7] P. Lezhniuk, O. Rubanenko, V. Komar, and O. Sikorska, "The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units", in *Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 2020, pp. 247-252.

[8] В.О. Комар, Н.В. Остра, та О.В. Кузьмик, "Врахування динамічних еквівалентів локальних електричних систем при оптимізації режимів ЕЕС", на *IV Міжн. Наук.-техн. конф. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах*, Луцьк, 2012, с. 57-58.

[9] В.О. Комар, та О.В. Кузьмик, "Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування", на *Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, Вінниця: ВНТУ, 2012, с. 156

[10] О.Є. Рубаненко, та О.В. Сікорська "Еквівалентування локальних електричних систем та оцінювання їх впливу на режими електричних мереж живлення підприємств АПК", на *II науково-технічної конф. Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК*, Вінниця, 2014, с. 28.

[11] Jean-Pierre Ngoma, Adolphe Imano Moukengue, O. Burykin, and O. Sikorska, "Power losses sensitivity to electrical power systems transits changes", in *Proceeding of the XI Intern. Scient. And Pract. Conf. Бъдещите изследвания*, Republic of Bulgaria, Sofia, 2015, pp. 6-11.

[12] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Покращення техніко-економічних показників розподільних електричних мереж засобами розосередженого генерування на основі моніторингу їх режимів", на *I Всеукр. Наук. Семін. Моніторинг енерго- та ресурсовикористання в складних виробничих системах*, Луцьк, 2015, с. 91-93.

[13] О.Є. Рубаненко, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Аналіз нормальних режимів розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії засобами натурно-імітаційного моделювання", *на V Всеукр. наук. семін. Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах*, Луцьк, 2015, с. 133-135.

[14] P. Lezhniuk, V. Komar, N. Sobchuk, and O. Sikorska, "Evaluation of Functioning Quality of Local Electrical Systems by the Criterion Method Based on Markov Processes", in *Proceedings of Int. Scient. and Pract. Conf. Modeling, Control and Information Technologies*, Rivne, 2019, pp. 169-172, doi: 10.31713/MCIT.2019.37.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

[15] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Дослідження методів побудови еквівалентів локальних електричних систем", *Вісник Хмельницького національного університету*, №4, с. 165-173, 2015.

Наукові праці у фахових періодичних виданнях Європейського Союзу:

[16] O. Sikorska, A. Kylymchuk, O. Rubanenko, V. Teptia, Mergul Kozhamberdiyeva, and Konrad Gromaszek, "Control of power flow and voltage in parallel working electrical GRIDS", *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 93, no. 3, pp 88-92, 2017.

Патент України на корисну модель:

[17] П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Сікорська, та В. О. Комар, «Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням», *МПК(2006.01) G01R 31/00. №u201604575*, Лист.10, 2016.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	18
ВСТУП	20
РОЗДІЛ 1 ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	28
1.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на ефективність функціонування розподільних електричних мереж	29
1.2 Вплив фотоелектричних станцій на якість електричної енергії	36
1.3 Вплив відновлюваних джерел енергії на надійність розподільних електричних мереж	39
1.4 Вплив ВДЕ на енергоефективність мереж 35 – 110 кВ	43
1.5. Аналіз основних заходів підвищення енергоефективності розподільних електричних мережах	53
1.6 Проблема підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Задачі подальших досліджень	58
РОЗДІЛ 2 ВРАХУВАННЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ МЕРЕЖ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ.....	62
2.1 Визначення оптимальної активної потужності ВДЕ в електричній мережі.....	63
2.2 Компенсація реактивності потужності в розподільних електричних мережах	69
2.2.1 Моделювання технічних можливостей фотоелектричної станції для компенсування реактивної потужності в електричній	69
2.2.2. Визначення необхідних реактивних потужностей ФЕС в розподільних мережах в залежності від місць їх встановлення.....	73
2.2.3. Визначення оптимальних реактивних потужностей, що генеруються ФЕС в розподільних ЕМ на підставі аналізу чутливості	77

2.3 Еквівалентування для розв'язання задачі взаємовпливу мереж різних класів напруги.....	80
2.4 Метод оцінювання взаємовпливу за узагальненими характеристиками у точці приєднання	85
2.5 Висновки по розділу 2	87
Розділ 3 АНАЛІЗ І ОЦІНЮВАННЯ ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ З ВДЕ ДО ЇХ НОРМАТИВНИХ ЗНАЧЕНЬ.....	89
3.1 Натурно-імітаційне моделювання для оцінювання взаємовпливу мереж різних класів напруги.....	89
3.2 Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності.....	93
3.3. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	97
3.4 Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ФЕС.....	100
3.4.1 Характеристика програмного забезпечення для формування залежностей напруги від навантаження і генерування ВДЕ	100
3.4.2 Техніко-економічне обґрунтування розбудова ВДЕ в електричній мережі з оцінкою відповідності параметрів нормативним значенням	106
3.5 Висновки по розділу 3	120
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ВПЛИВУ ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	122
4.1 Визначення оптимальної потужності фотоелектричних станцій за найбільш імовірними графіками генерування та споживання	122
4.1.1 Визначення найбільш імовірних графіків споживання	124
4.1.2 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС для	

схеми електричних мереж ТОВ «Вінницька птахофабрика» з врахуванням подальшого їх розвитку	127
4.2 Аналіз можливих точок секціонування електричної мережі з врахуванням перспектив розбудови.....	140
4.2.1 Без підключення ФЕС	140
4.2.2 Визначення оптимальної потужності ФЕС, яка під'єднується до ПС "Оляниця" за умови з'єднання її з ПС "Білоусівка"	141
4.2.3 Будівництво ПС "Богданівка" без підключення ФЕС	142
4.2.4 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Оляниця"	143
4.2.5 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Холодівка"	145
4.2.6 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Холодівка" і ПС "Оляниця"	147
4.3 Розрахунок режиму електричної мережі з використанням фотоелектричних станцій в режимі компенсатора реактивної потужності..	149
4.3.1 Розрахунок зниження втрат активної потужності в наслідок впливу на перетоки реактивної потужності фотоелектричними станціями .	150
4.3.2 Аналіз рівнів спотворень кривої напруги в мережі 10 кВ для різних рівнів генерованої реактивної потужності на ФЕС	154
4.3.3 Вплив різних заходів на енергоефективність електричних мереж Ямпільських РЕМ.....	157
4.4 Висновки до розділу 4	158
ВИСНОВКИ.....	160
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	163
ДОДАТКИ	173
Додаток А Результати розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах 35-110 кВ АТ «Вінницяобленерго»	174
Додаток Б Розрахунки режимів електричної мережі 110/35/10 кВ АТ	

«Вінницяобленерго	176
Додаток В Довідки про впровадження результатів досліджень	191
Додаток Д Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.....	194

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПВ	– автоматичне повторне ввімкнення;
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
БСК	– батареї статичних компенсаторів;
БМР	– бібліотека можливих режимів;
ВВ	– вакуумний вимикач;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ГЕС	– гідроелектрична станція;
ЕЕС	– електроенергетична система;
ЕС	– електрична станція;
ЕОМ	– електронно-обчислювальні машини;
ЕМ	– електрична мережа;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КГ	– когенераційне генерування;
КП	– компенсувальний пристрій;
КУ	– когенераційна установка;
ЛЕП	– лінія електропередачі;
ЛЕС	– локальна електрична система;
НІМ	– натурно-імітаційне моделювання;
ОІК	– оперативно-інформаційний комплекс;
ОПН	– обмежувач перенапруг;
ПК	– програмний комплекс;
РГ	– розосереджене генерування;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– розподільні електричні мережі;
РЗА	– релейний захист і автоматика;
РПН	– пристрій регулювання під навантаженням;
САК	– система автоматичного керування;

СЕС	– сонячна електростанція;
ТП	– трансформаторна підстанція;
ФЕС	– фотоелектрична станція;
ЦЖ	– центр живлення;
<i>SAIDI</i>	– індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні;
<i>SAIFI</i>	– індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні;
<i>DMS</i>	– система управління дистрибуцією (розподілом);
<i>SCADA</i>	– система диспетчерського управління і збору даних.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. В останні роки в Україні зростає частка місцевих джерел електроенергії в енергобалансі енергосистем. Розподільні електричні мережі (ЕМ) 110(35)-10(6) кВ проектувались в умовах централізованого електропостачання з використанням схемних рішень, які забезпечували вимоги надійності та якості електропостачання споживачів. Приєднання до них розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) співмірної встановленої потужності призвело до невідповідності експлуатаційних умов ЕМ, а отже, до необхідності розв'язання нових задач, пов'язаних з забезпеченням комбінованого електропостачання – від електроенергетичної системи і розосередженого генерування.

Вплив РДЕ на режими мереж суттєво залежить від графіка роботи та встановлених потужностей РДЕ, а також місця приєднання до електричної мережі. Якщо встановлена потужність РДЕ перевищує 20 % від сукупного навантаження ЕМ, то може спостерігатися негативний вплив на втрати електроенергії [1]–[3], а відповідно на енергоефективність функціонування розподільних електричних мереж. Енергоефективність характеризується рівнем надійності (безперервності) електропостачання, економічністю надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якістю електричної енергії [4].

В розподільних електричних мережах раніше не приверталось достатньої уваги до їх енергоефективності. Важливішим вважалося забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж ці мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки до останнього часу не мали засобів телеінформації про параметри поточного режиму та засобів оперативного керування останніми [2].

Саме тому Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) разом з ДП „Енергоринок” зобов'язала всіх учасників ринку електроенергії

встановлювати в своїх мережах автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які в подальшому будуть інтегровані в єдину систему збору, оброблення та збереження інформації про відпущену електроенергію [5]–[6]. Застосування АСКОЕ простимулювало посилення інтересу до задачі планування заходів з підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж на базі [7]–[9].

Наявність інформації про значення режимних параметрів та балансових втрат електроенергії в ЕМ дасть можливість вирішити поставлену задачу та виокремити з балансових втрат складову, що пов'язана з транзитними перетіканнями електроенергії від РДЕ та живильних підстанцій на межі балансової належності. Складність задачі оцінювання впливу функціонування РДЕ на втрати електроенергії в ЕМ полягає в тому, що втрати залежать від перетоків у лініях та трансформаторах мережі нелінійно. Прямо скористатися методом накладання неможливо. Тому у дослідженні використано розв'язання поставленої задачі за лінеаризованими моделями усталених режимів ЕМ.

Для забезпечення адекватності висновків буде виконано низку практичних розрахунків з використанням уточнених методів визначення втрат електроенергії в мережах на основі вимірювань електричних параметрів та даних АСКОЕ.

Проблемі підвищення рівня енергоефективності електричних мереж, присвячено значну кількість публікацій відомих наукових шкіл, зокрема Б. С. Стогнія, О. В. Кириленка, Ю. С. Желєзка, П. Д. Лежнюка, Ю. О. Варецького, Б. С. Рогальського та ін.

Отже, вдосконалення методів вибору складу заходів з підвищення енергоефективності в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії є актуальною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.
Дисертація виконана в плані наукових досліджень, які проводилися

кафедрою електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету за держбюджетними темами: «Оптимізація функціонування електричних мереж енергосистем в умовах зростання навантаження споживачів та децентралізації їх живлення» (№ держреєстрації 0110U002161), «Методи та засоби оптимізації сумісної роботи локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії та систем централізованого електропостачання» (№ держреєстрації 0113U003138) та «Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 015U001120), «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0118U000206). Автор брала участь у виконанні вищевказаних робіт як виконавець.

Мета і завдання дослідження. Метою даної роботи є аналіз і оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на рівень енергоефективності розподільних електричних мереж.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **основні** задачі:

- дослідити вплив відновлюваних джерел енергії на складові енергоефективності розподільних електричних мереж в межах одного класу напруги;
- виконати аналіз взаємовпливу розподільних електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії;
- виконати аналіз засобів підвищення енергоефективності, які ґрунтуються на застосуванні технічних особливостей відновлюваних джерел енергії;
- розробити метод, що дозволить врахувати взаємовплив електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії під час розрахунку нормальних режимів;
- розробити метод оцінювання рівня енергоефективності електричних мереж в умовах поетапного впровадження заходів з її підвищення;

– розробити метод оптимізації генерованої реактивної потужності фотоелектричними станціями в електричних мережах на підставі аналізу чутливості втрат електроенергії.

Об’єктом дослідження дисертаційної роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами електроенергії., а **предметом дослідження** – методи і засоби підвищення енергоефективності розподільних мереж з розосередженими джерелами енергії.

Методи досліджень. Для аналізу та розв’язання поставлених задач дослідження було використано математичний апарат теорії подібності та аналізу чутливості, нелінійного програмування. Усталені режими моделюються на базі методу вузлових напруг та аналізуються із застосуванням методів Гаусса та Ньютона. Оцінювання якості функціонування ЕМ здійснюється з використанням марковських процесів і критеріального моделювання.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Вперше з використанням математичного моделювання та результатів натурного експерименту показано вплив різних типів відновлюваних джерел енергії на рівень енергоефективності розподільних електричних мереж, що дозволило сформулювати умови комплексного розв’язання задачі, яка включає в себе зменшення втрат електроенергії та покращення її якості, а також підвищення надійності, і дозволяє розробити етапність впровадження заходів з підвищення ефективності функціонування електричних з ВДЕ.

2. Набув подальшого розвитку метод визначення взаємовпливу електричних мереж різних класів напруги шляхом врахування режиму роботи відновлюваних джерел енергії в мережах нижчих класів напруги через уточнення напрямків перетікання потужності та її значення в точці примикання до мереж вищих класів напруги.

3. Вдосконалено, використовуючи апарат аналізу чутливості, метод формування заходів зі зменшення втрат в електричних мережах з

врахуванням їх впливу на якість напруги в них, зокрема шляхом використання фотоелектричних станцій в режимі компенсації реактивної потужності.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що: на підставі виконаних досліджень вирішено актуальну задачу забезпечення енергетичної ефективності та якості електропостачання в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії. Результати досліджень створюють достатню наукову базу для визначення впливу ВДЕ на якість електропостачання різного рівня локальності, а саме, як окремих споживачів та населених пунктів, так і енергопостачальних компаній в цілому.

Розроблені алгоритми оцінювання ефективності функціонування розподільних електричних мереж 10(6) кВ дозволяють комплексно оцінювати заходи з підвищення енергоефективності ЕМ з ВДЕ.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджено обчислювальними експериментами для реальних електричних мереж та порівнянням їх із фактичними даними.

Отримані наукові результати були використані під час розроблення рекомендацій щодо техніко-економічних обґрунтувань розвитку відновлюваної енергетики, які прийнято до впровадження у АТ "Вінницяобленерго". Результати дисертаційної роботи також використовуються у навчальному процесі кафедри електричних станцій і систем ВНТУ.

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий: [1] – виконано аналіз зміни якості функціонування розподільної електричної мережі з ВДЕ; [2] – запропоновано алгоритм оцінювання місць розмикання розподільної електричної мережі з врахуванням оптимальної встановленої потужності ВДЕ; [3] – побудова критеріальної моделі для алгоритму оцінки якості функціонування системи компенсації впливу збурень на втрати

потужності в мережах; [4] – досліджено зміну перетоків потужності на головній ділянці від потужності і місця розташування РДЕ і вдосконалено метод взаємовпливу мереж ЛЕС; [5] – побудова блок-схеми алгоритму створення узагальнюючих залежностей режиму ЛЕС; [6] – виконання комп'ютерного натурно-імітаційного моделювання режимів ЛЕС та створення бази можливих режимів; [7] – запропоновано здійснювати оптимальний контроль стану системи шляхом введення параметрів управління в область оптимальності для функціонування автоматичних систем контролю стану електроенергетичної системи з урахуванням чутливості; [8] – запропонована адаптивна система керування з врахуванням узагальнюючих залежностей для режимів ЛЕС; [10] – побудова алгоритму адаптивної системи керування з використанням ретроспективних даних; [11] – розроблено метод оцінки чутливості параметрів режиму до зміни навантаження у вузлах і реактивної потужності ФЕС; [12] – виконання розрахунків для визначення економічно і технічно доцільного значення потужності ВДЕ в локальній електричній мережі; [13] – розробка процесу організації натурно-імітаційного моделювання нормальних режимів ЕМ в реальному часі в умовах неповноти вихідної інформації; [14] – використання критеріального методу та марковських процесів для оцінки якості функціонування відновлюваних джерел енергії у вигляді інтегрованої характеристики ефективності локальної електричної системи; [15] – показано особливості різних методів виділення ЛЕС з ЕЕС; [16] – побудова блок схеми алгоритму для визначення оптимального режиму трансформаторів з РПН; [17] – запропоновано спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням, який в умовах неповноти початкових даних про режими розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [1]–[17], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація матеріалів дисертації. Головні результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на:

- на XL, XLI, XLII, XLIII, XLIV, XLIX регіональній науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету з участю працівників науково-дослідних організацій та інженерно-технічних працівників підприємств м. Вінниці та області (м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2020);
- на I, II, III Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками» (м. Вінниця, 2011, 2013, 2015);
- на IV та V Міжнародній науково-технічній конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах» (м. Луцьк – Шацькі озера, 2012, 2014)
- на XII Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми сучасної електротехніки (ПСЕ–2012)» (м. Вінниця, 2012);
- на XI Міжнародній науковій конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)» (м. Вінниця, 2012);
- на 3-х науково-технічних семінарах НАН України «Електричні мережі енергосистем з нетрадиційними і відновлювальними джерелами енергії», (м. Вінниця, 2013, 2014, 2015)
- на VI міжнародній науково-технічній конференції «Керування режимами роботи об'єктів електричних та електромеханічних систем – 2013» (м. Донецьк, 2013);
- на VI міжнародній науково-технічній конференції «Енергетика. Екологія. Людина» (м. Київ, 2014) ;
- на II науково-технічній конференції «Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК» (м. Вінниця, 2014);
- на I всеукраїнській науково-технічній конференції «Електротехнічні системи, електрифікація й автоматизація в агропромисловому комплексі» (м. Вінниця, 2014);
- на I всеукраїнському науковому семінару «Моніторинг енерго- та ресурсовикористання в складних виробничих системах» (м. Луцьк, 2015);

- на V Всеукраїнському науковому семінару «Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах», (м. Луцьк, 2015);
- на Міжнародній науково-практичній конференції: Моделювання, управління та інформаційні технології (м. Рівне, 2019)
- на Міжнародній науковій конференції з енергетики, електроніки та сучасних технологій «IEEE KhPI Week on Advanced Technology», (м. Харків, 2020).

Публікації. За результатами виконаних досліджень опубліковано 17 наукових робіт з них: 1 стаття в журналах, що входять до науково-метричної бази Scopus, 6 опубліковані у фахових виданнях з переліку ДАК України, 1 публікація у періодичних виданнях ЄС, 1 патент на корисну модель.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків, списку використаних джерел (83 найменувань). Основний зміст викладений на 175 сторінках друкованого тексту, містить 114 рисунків. Загальний обсяг дисертації – 198 сторінок.

РОЗДІЛ 1

ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МРЕЖ

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах як частина загального завдання підвищення економічності й якості енергетичного виробництва є складною комплексною проблемою, що вимагає для свого вирішення системного підходу [11]– [14]. Однією зі складових цієї проблеми є розрахунок та аналіз впливу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на енергоефективність функціонування розподільних електричних мереж (РЕМ). Особливо це гостро стоїть підчас інтенсивної розбудови ВДЕ в умовах недофінансування розподільних електричних мереж. Ефективність розрахунків та аналізу, а також подальше планування електроощадних заходів залежить від інформаційного, методичного, математичного, матеріально-технічного і організаційного забезпечення [13].

На сьогодні відсутні регламентуючі нормативні документи, які дозволили б звести до мінімуму не обґрунтовані об'єми впровадження ВДЕ. Це зумовлено відсутністю загальноприйнятих методик визначення місць і допустимих потужностей під'єднуваних ВДЕ. Техніко-економічні обґрунтування, які виконуються через недостатній об'єм і якість вихідної інформації, особливо щодо графіків електроспоживання по відповідних фідерах або підстанціях, носять загальний характер. Впровадження сучасних засобів телевимірювання у розподільні мережі в межах створення автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) частково вирішують дану проблему. Впровадження АСКОЕ у поєднанні з оперативно-інформаційним комплексом (ОІК) створює передумови використання більш гнучких та точних методів розрахунку, зокрема втрат електричної енергії [15].

У цьому розділі розглядається проблема визначення та зниження негативного впливу ВДЕ на енергоефективність розподільних електричних мереж, а також аналізуються найбільш ефективні електроощадні заходи для ЕМ 10(6) кВ.

В останні роки зростання частки відновлюваних джерел в енергетичному балансі зумовила завантаження великої кількості розподільних ліній і трансформаторів. В результаті відбувається не тільки збільшення втрат електроенергії, а й зниження надійності електропостачання й якості електроенергії [16]. Розв'язання цих задач вимагає комплексного підходу, який включає проведення організаційних і технічних електроощадних заходів, а також розвиток і реконструкцію електричних мереж [17]. Враховуючи взаємовплив всіх заходів і змін в ЕМ, корисно мати загальну оцінку впливу їх на якість функціонування електричної мережі в цілому [18]. Доцільність такої оцінки пояснюється тим, що капіталовкладення, які, як правило, обмежені, необхідно розподіляти і вкладати найбільш ефективно. Тобто так, щоб зменшувалися втрати електроенергії, збільшувалася надійність електропостачання і покращувалася якість електроенергії.

1.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на ефективність функціонування розподільних електричних мереж

Останнім часом в Україні розбудова відновлюваних джерел енергії набирає обертів (див. рис. 1.1) і відбувається поступовий перехід від централізованого генерування електроенергії від теплових, атомних та крупних гідроелектростанцій до комбінованого, коли розвивається розосереджене генерування в розподільних електричних мережах. Розосереджені джерела енергії (РДЕ) – це в першу чергу відновлювані джерела енергії (малі гідроелектростанції, сонячні та вітрові електростанції),

а також нетрадиційні джерела (когенераційні, газотурбінні та парогазові установки).



Рисунок 1.1 – Рівні розбудови ВДЕ по роках

Використання ВДЕ в електричних мережах потенційно може покращити їх техніко-економічні показники. Зокрема ВДЕ як додаткові джерела енергії можуть сприяти підвищенню структурної і режимної надійності електропостачання. За узгодженого планування роботи різнотипних ВДЕ досягається підвищення балансової надійності та зменшення споживання електроенергії від централізованих джерел. Розвантаження магістральних мереж і понижувальних трансформаторів в результаті генерування ВДЕ дозволяє зменшити в них втрати електроенергії. Очікується також, що і в розподільних електричних мережах за рахунок наближення РДЕ до споживачів втрати електроенергії під час її транспортування зменшаться, а також покращиться якість напруги. Проте, як свідчить досвід впровадження ВДЕ в електричних мережах, це не завжди так.

Як видно з рисунку 1.1 найбільш інтенсивно розвиваються фотоелектричні станції (ФЕС). Прогнозується не менш інтенсивний розвиток відновлюваних джерел енергії і в майбутньому (див. рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Прогноз подальшого розвитку генерувальних потужностей України

Під час планування підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ в них слід розглядати два варіанти. Перший – без суттєвих змін в схемі електричної мережі та без оновлення її електрообладнання, інший – з реконструкцією і модернізацією електричних мереж. Враховуючи нинішній технічний стан обладнання мереж доцільнішим є другий варіант. Розвиваючись за цим варіантом, одночасно з покращанням технічного стану електричної мережі можна збільшувати установлену потужність ВДЕ до значень, які відповідають сонячному потенціалу, гідро- та вітроресурсу регіону. Тоді як за першим варіантом допустиму установлену потужність ВДЕ суттєво обмежує пропускна здатність елементів електричної мережі.

В умовах обмежених фінансових можливостей, дії «зеленого» тарифу та за відсутності плану комплексного розвитку електричних мереж ВДЕ розбудовуються не скоординовано, тобто за першим варіантом. Проте навіть у цьому випадку можливо і доцільно, впроваджуючи ВДЕ, забезпечити підвищення показників ефективності функціонування електричних мереж. Розглянемо це на простих прикладах.

На рис. 1.3 наведено два можливі варіанти під'єднання ВДЕ до електричної мережі, які суттєво відрізняються за ефектом впливу на неї. На рис. 1.3,а ВДЕ під'єднані до шин підстанції 110/10 кВ. При цьому за рахунок розвантаження трансформатора і ліній електропередачі (ЛЕП) 110 кВ втрати потужності зменшуються:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R_{ек}, \quad (1.1)$$

де $P + jQ$ – потужність навантаження в головній ділянці фідера; $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ – потужність ВДЕ за виключенням навантаження, під'єданого безпосередньо до шин ВДЕ; $R_{ек}$ – еквівалентний опір трансформатора і живлячих ЛЕП вищої напруги.

Якщо змістити точку під'єднання ВДЕ у вузол 2 (див. рис. 1.3,б), то розвантажуються на $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ не тільки трансформатор і ЛЕП вищої напруги, а й ділянки ЛЕП 10 кВ між вузлами 1 і 2. Чим ближче точка під'єднання ВДЕ до навантаження, тим менші будуть втрати потужності в мережі:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R'_{ек}, \quad (1.2)$$

а також покращується якість напруги, оскільки зменшуються її втрати:

$$\Delta U = \frac{(P - P_{ВДЕ})R'_{ек} + (Q - Q_{ВДЕ})X'_{ек}}{U}. \quad (1.3)$$

В (1.2) і (1.3) $R'_{ек}$, $X'_{ек}$ – опори з врахуванням мережі нижчої напруги.

Проте, як видно з (1.2) і (1.3), позитивний ефект від ВДЕ буде проявлятися до тих пір, коли їх потужність генерування суттєво не перевищить потужність споживання. За певного значення потужності

генерування ВДЕ втрати потужності та електроенергії в мережі почнуть зростати, а напруга може перевищити допустиме значення. Отже, потрібно визначати не тільки оптимальну точку під'єднання ВДЕ, а й оптимальну їх установлену потужність.

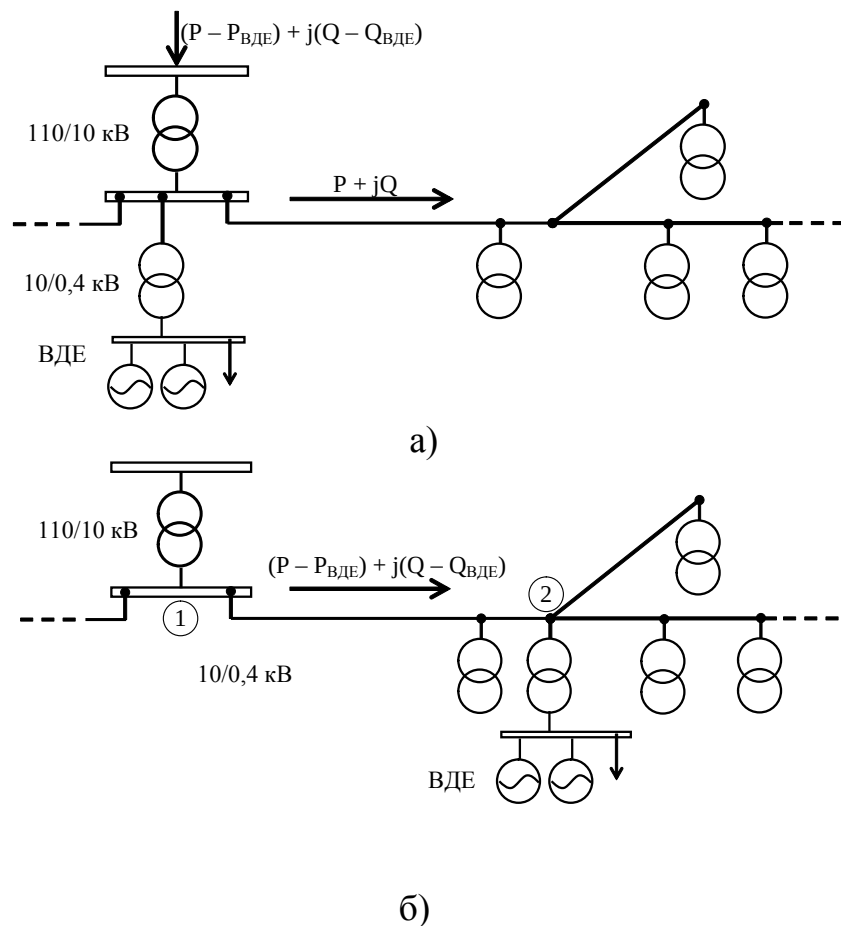


Рисунок 1.3 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Як приклад, розглянемо втрати в голові фідера з активними опором R_r . Якщо ВДЕ під'єднана до збірних шин підстанції (рис. 1.3,а), то втрати потужності в голові фідера дорівнюють:

$$\Delta P_r = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_r.$$

Якщо ВДЕ під'єднана всередині фідера (рис. 1.3,б), то втрати потужності дорівнюють в голові фідера дорівнюють:

На рис. 1.5 наведені результати розрахунку втрат електроенергії в мережі за рік, коли вузли приєднання ФЕС різні. Найкращим вузлом приєднання, як видно з рис. 1.5,а, є вузол 8. Приєднанням ФЕС до вузла 8, як видно з рис. 1.5,б, забезпечуються також найкращі рівні напруги в режимах максимального і мінімального навантажень.

Для випадку приєднання ВДЕ до вузла 8 розраховані втрати електроенергії і значення напруги в залежності від потужності джерела енергії (див. рис. 1.5,в і рис. 1.5,г). Оптимальними втрати електроенергії в мережі будуть тоді, коли потужність джерела енергії у вузлі 8 буде близькою до 1500 кВт. При цьому також забезпечуються допустимі рівні напруги.

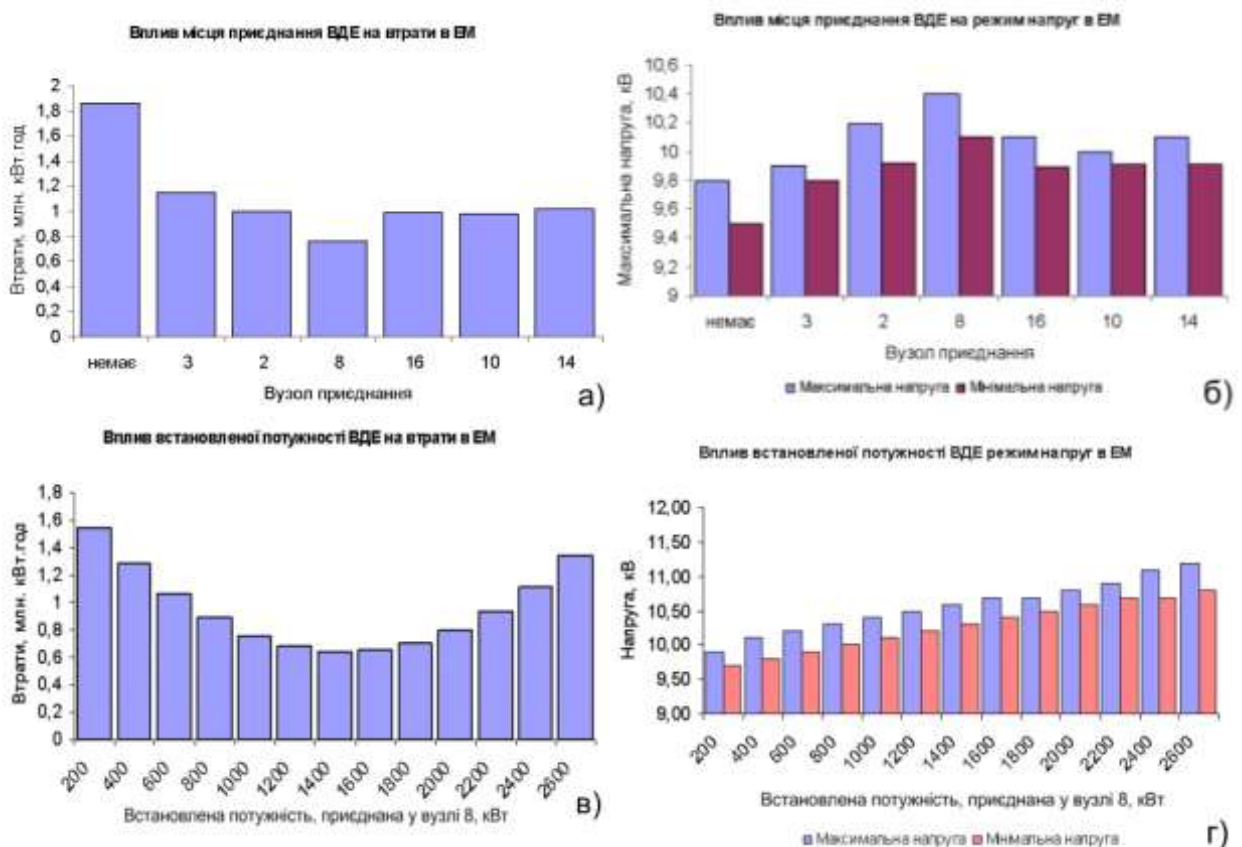


Рисунок 1.5 – Залежності втрат електроенергії і значень напруги від потужності та вузлів приєднання джерела енергії

Очевидно, що з часом умови, за яких вибиралося місце приєднання ВДЕ

до мережі і його потужність, можуть змінюватися. В першу чергу причиною цього може бути зміна навантаження як за значенням, так і за розподілом по різних вузлах. Тоді може змінюватися оптимальне значення потужності ВДЕ і точка його приєднання. Тому доцільно оптимальне рішення щодо потужності ВДЕ і точки його приєднання піддавати аналізу на чутливість. Результатом такого аналізу є допустима область оптимальних рішень, а не конкретне значення [19]. Так, якщо в прикладі, який розглядається, задатися допустимим відхиленням критерію оптимальності (втрати електроенергії в мережі), наприклад, 5%, то оптимальний вузол приєднання не зміниться, зате оптимальне значення потужності джерела енергії в цьому вузлі відповідатиме діапазону від 1000 до 1900 кВт.

В цьому прикладі і, як правило, в інших випадках знайдене рішення щодо вузла приєднання ВДЕ є більш стійким ніж значення його потужності. Наприклад, оптимальний вузол для схеми на рис. 1.4 зміниться лише тоді, коли допустити зміну критерію оптимальності на 30%. В цьому випадку матимемо множину оптимальних вузлів приєднання джерела енергії {2, 8, 16, 10}. Тоді вузол приєднання обирається за додатковими показниками.

1.2 Вплив фотоелектричних станцій на якість електричної енергії

Використання в ряді схем відновлюваних джерел електричної енергії інверторних перетворювачів зумовлюють ін'єкцію вищих гармонік в електричну мережу. Це підтвердили і результати моделювання засобами PSCAD X4 наведені на рисунках 1.6 та 17. Спотворення синусоїди струмів та напруг зумовлені технічними особливостями таких джерел енергії не заперечуються і виробниками інверторів (на рис. 1.8 наведені дані компанії Huawei щодо сумарного коефіцієнта спотворення синусоїди напруги в різних режимах роботи інверторів, зумовлені рівнем його завантаження).

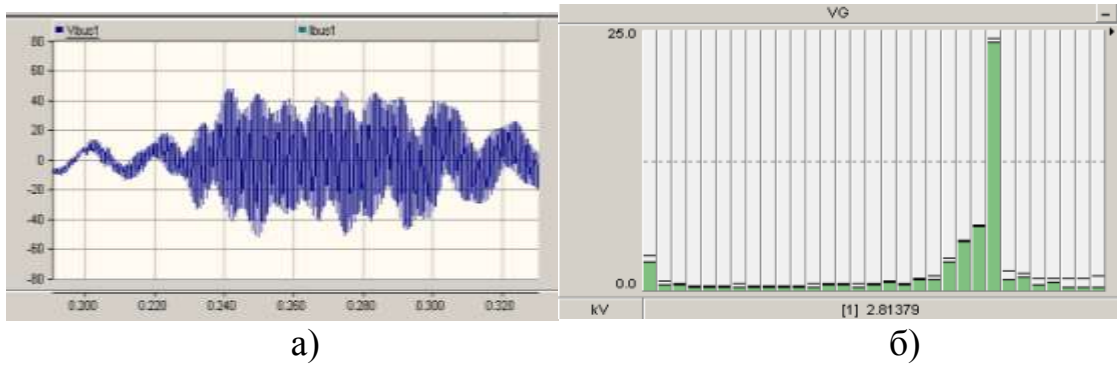


Рисунок 1.6 – Почергове увімкнення ФЕС1 і ФЕС2 та потужного споживача:

- а) спотворення синусоїди напруги на шинах ПС 10 кВ;
- б) спектр гармонійних складових напруги на ПС 10 кВ

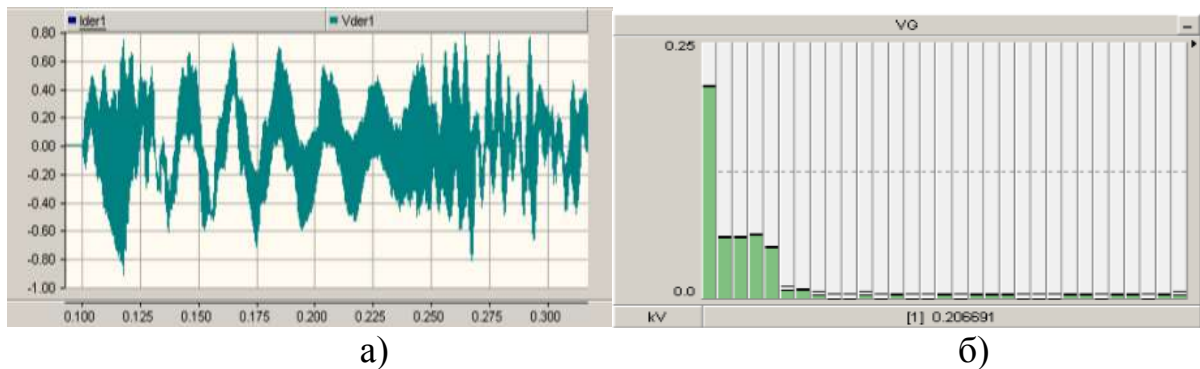


Рисунок 1.7 – Одночасне ввімкнення ФЕС1 і ФЕС2 та потужного споживача (при успішному АПВ):

- а) спотворення синусоїди напруги на шинах ФЕС1 0,4 кВ;
- б) спектр гармонійних складових напруги на ФЕС1 0,4 кВ.

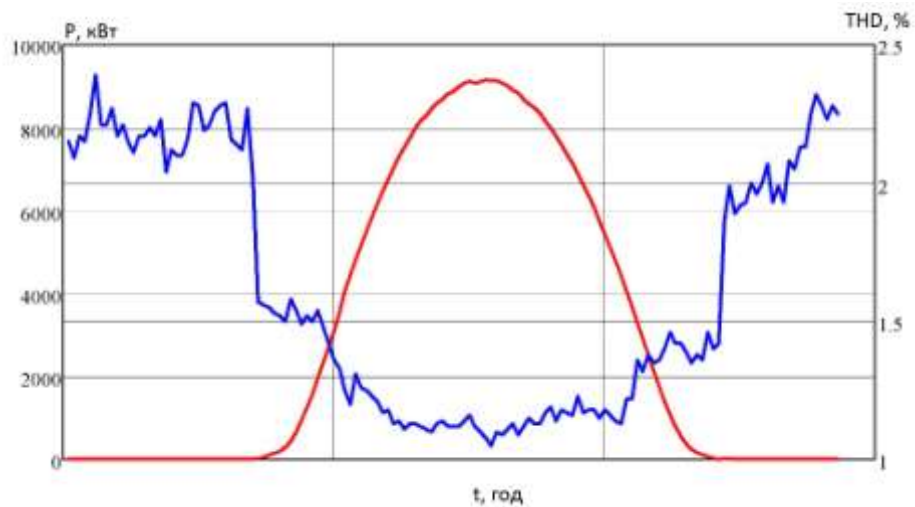


Рисунок 1.8 – Залежність коефіцієнта сумарних спотворень синусоїди напруг THD (синя крива) від завантаження (генерована потужність – червона крива)

Результати моделювання також перевірялись під час натурального експерименту на ФЕС "Писарівка" встановленою потужністю 2МВт, розташованій в Калинівському районі Вінницької області. Станція побудована за стрінговою схемою.

Результати, наведені на рисунку 1.9, можна поділити на три області, які мають свій вплив як на режим роботи мережі, так і на режим роботи самої станції. Область 1 (див. рис. 1.9) – "вимкнення") супроводжується значними коливаннями струму та напруги, які можуть спричиняти перенапруги. Область 2 – "увімкнення та синхронізація з мережею" (супроводжується помірними коливаннями струму, що може негативно впливати на роботу обладнання станції). Область 3 – "нормальна робота".

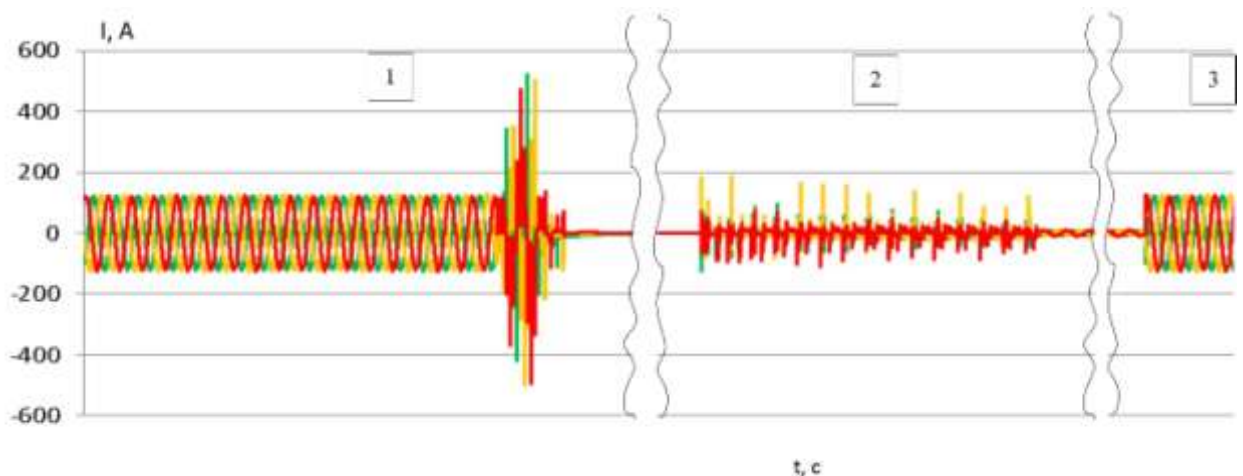


Рисунок 1.9 – Зміна струму під час виконання комутації

Ці результати натурального експерименту підтверджуються аналізом пошкоджень високовольтного обладнання Південно-Західної електроенергетичної системи, ПАТ "Вінницяобленерго", АТ "Хмельницькобленерго".

1.3 Вплив відновлюваних джерел енергії на надійність розподільних електричних мереж

Високочастотні комутаційні перенапруги сягають $2\text{--}2,5 U_{\text{ном}}$. З часом вони можуть призвести до розрушення ізоляції і до к.з. в трансформаторі. Результати, отримані під час натурального експерименту і наведені в попередньому розділі, підтверджуються в ПРАТ "Кіровоградобленерго". Вони свідчать про безпосередній вплив ФЕС на надійність розподільних електричних мереж.

На рис. 1.10 приведено фрагмент схеми 35–10 кВ з ФЕС. За спостереженнями чергового персоналу на ПС 35/10 кВ "Благовіщенська" в момент ввімкнення ФЕС "Новоселиця" в силових трансформаторах 1Т, 2Т виникають звукові явища, що відрізняються від звуку нормальної їх роботи. Вимірювання струмів та напруг, які з'являються в момент включення ФЕС, здійснюються за допомогою переносного пристрою Рекон-11МА (див. рис. 1.11). На ПС 35/10 кВ "Благовіщенська" 30.07.2019 р. за оперативною заявкою були відключені приєднання 35 кВ ФЕС Л-760 та Л-762. Регістратор Рекон-11МА приєднаний до вторинних ланцюгів трансформатора 2Т, Л-762 та ТН-32.

Нормально 2Т був заживлений по Л-712 від ПС 150/35/10 кВ "Завалля". В момент ввімкнення ВВ Л-762 записано значення струмів та напруг: вторинних напруг ТН-32; вторинних струмів трансформатора 2Т (ТС сторони 35 кВ, схема з'єднання – зірка); вторинних струмів Л-762. Запис виконувався регістратором з частотою дискретизації 20 кГц. Після включення ВВ Л-762 змінилася тональність роботи трансформатора 2Т. На реконограмі (див. рис. 1.11) відслідковується момент включення лінії Л-762 з появою однополярних імпульсів струму. При цьому відразу ж змінюється форма струму, що протікає по ТС 2Т, яка набуває несинусоїдального вигляду, що говорить про наявність високого рівня гармонік

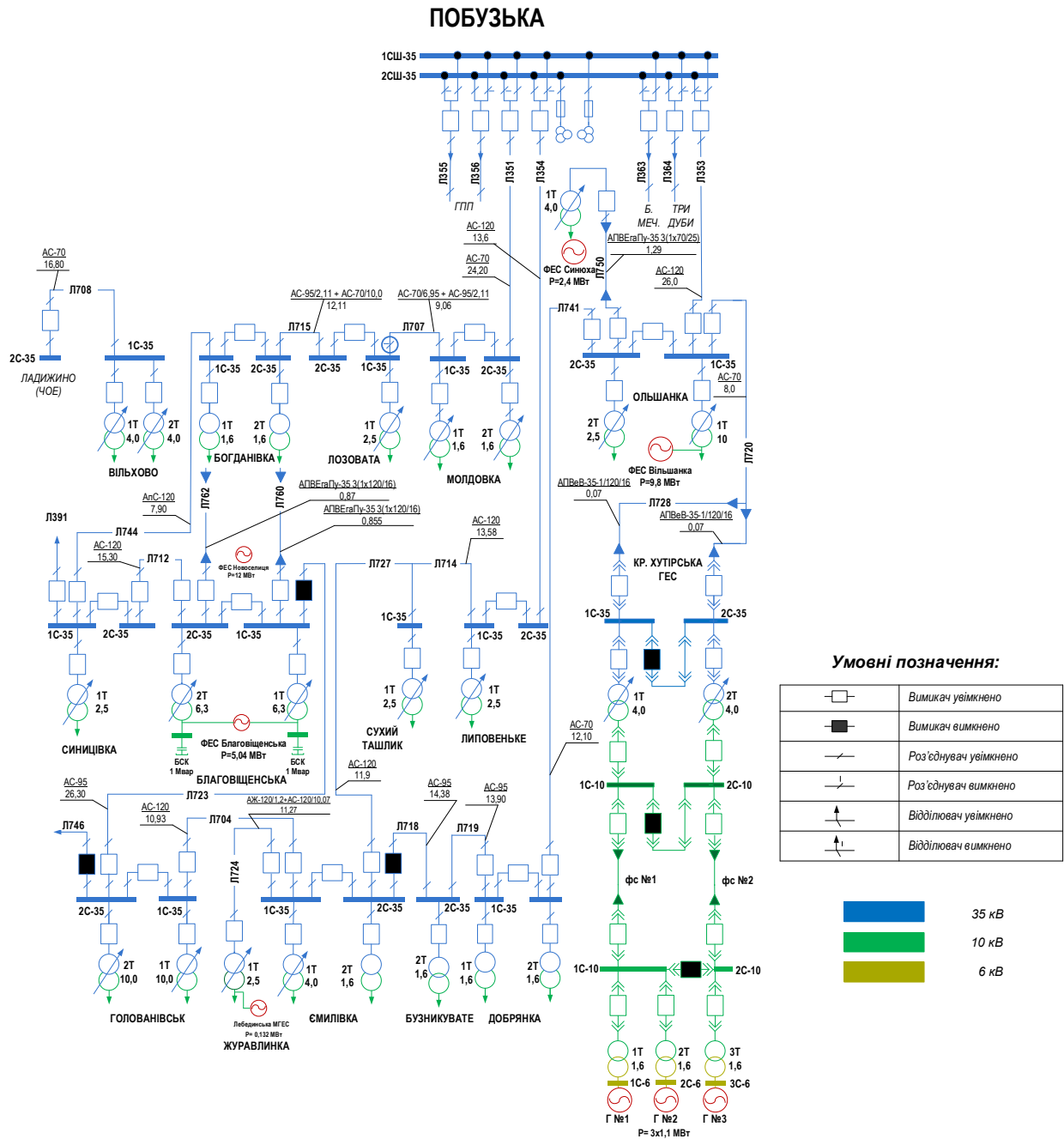


Рисунок 1.10 – Фрагмент схеми підстанції «Благовіщенська»
«Кіровоградобленерго»

Також змінюється й форма напруг ТН-32, хоча й не в такій мірі, як струми трансформатора 2Т. Приблизно через 5-10 хвилин після ввімкнення Л-762 звук роботи трансформатора нормалізувався, що співпадає з нормалізацією форми струмів 2Т та напруг ТН-32. Струми Л-762 також приймають нормальний синусоїдальний вигляд (на реконограмі цього не

видно, оскільки максимальна тривалість запису реконограм за такої частоти дискретизації 8 сек.).

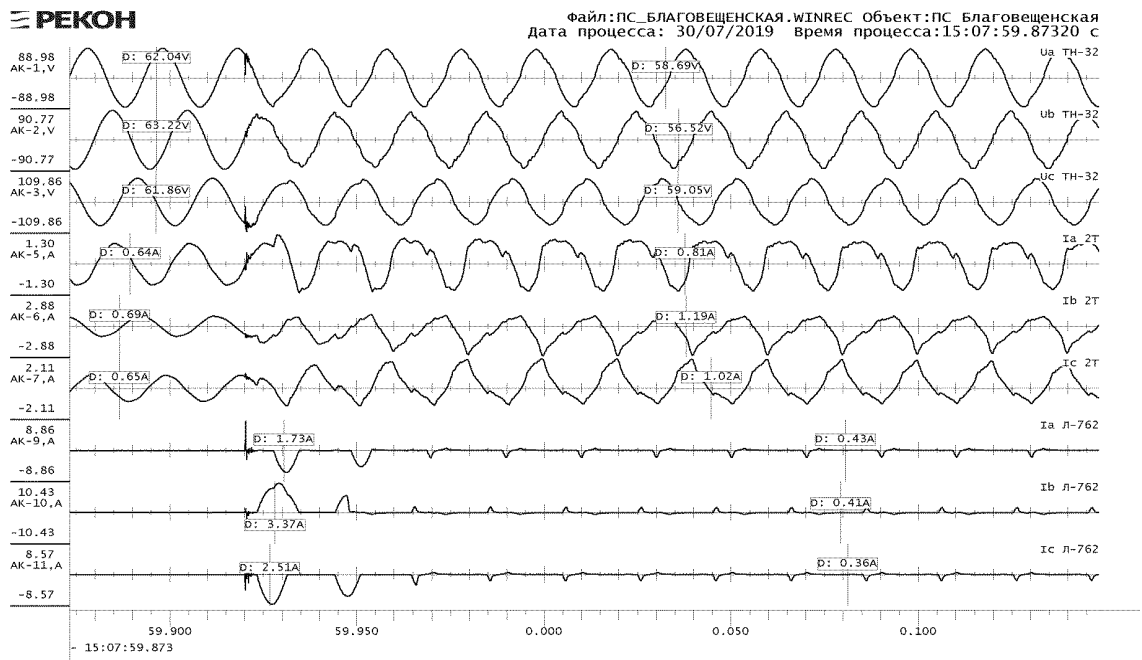


Рисунок 1.11 – Реконограма, знята на ПС 35/10 кВ "Благовіщенська"



а)



б)

Рисунок 1.12 – Фото обмотки силового трансформатора 10/0,4 кВ

Приклади пошкодження електрообладнання розподільних електричних мереж, які пов'язують з роботою фотоелектричних станцій, показано на рисунку 1.13.



Рисунок 1.13 – Пошкоджуваність електричного обладнання електричних мереж, в яких експлуатуються ФЕС

На рис. 1.13 показані: 1, 2 – пошкоджені ОПН та розрядник (ПАТ

«Вінницяобленерго»); 3, 4 – пошкоджений трансформатор напруги 35 кВ ПЗЕС підстанція «Вінницька 750»; місце пошкодження розрядників 10 кВ; 3, 4 – пошкодження даху будівлі складу внаслідок займання сонячних панелей, що розташовані на даху та спричиненою цим займанням пожежі; 7 – місце пошкодження розрядників 10 кВ на Писарівській ФЕС ТОВ «ВінСолар».

1.4 Вплив ВДЕ на енергоефективність мереж 35 – 110 кВ

Інтенсивна розбудова ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій, зумовлює появу зворотних потоків енергії з мереж 10 кВ в мережі 35 та 110 кВ, змінюючи режим їх роботи. Для мереж 35 – 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго" було виконано розрахунки нормальних режимів і виконано аналіз результатів. Під час виконання дослідження нормальних режимів роботи виконувався аналіз рівнів напруг на шинах підстанцій, а також перетоки потужності по лініях електропередавання та трансформаторних зв'язках. Основна увага приділяється головним ділянкам ліній електропередавання, якими здійснюється живлення підстанцій району.

За даним АСКОВ та режимних днів (літній – 19.06.2019, зимовий – 18.12.2019) були проаналізовані усталені режими.

На рисунках 1.14 та 1.15 наведені відсоток втрат електричної енергії по відношенню до сумарного навантаження для електричних мереж 110 кВ та 35 кВ по режимним дням 19.06.2019 та 18.12.2019 з та без фотоелектричних станцій відповідно.

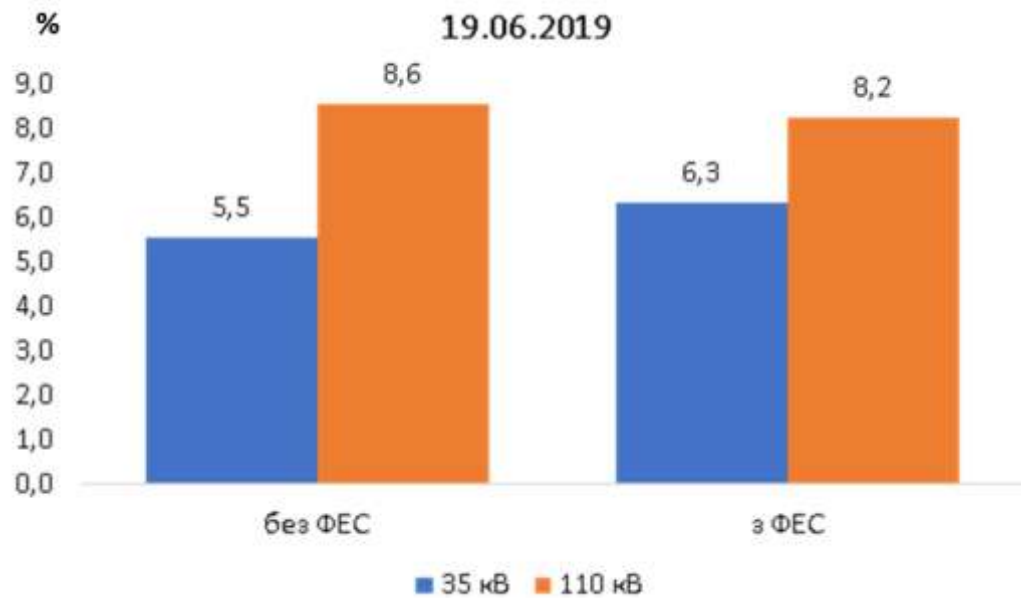


Рисунок 1.14 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в мережах 110 кВ та 35 кВ для 19.06.2019

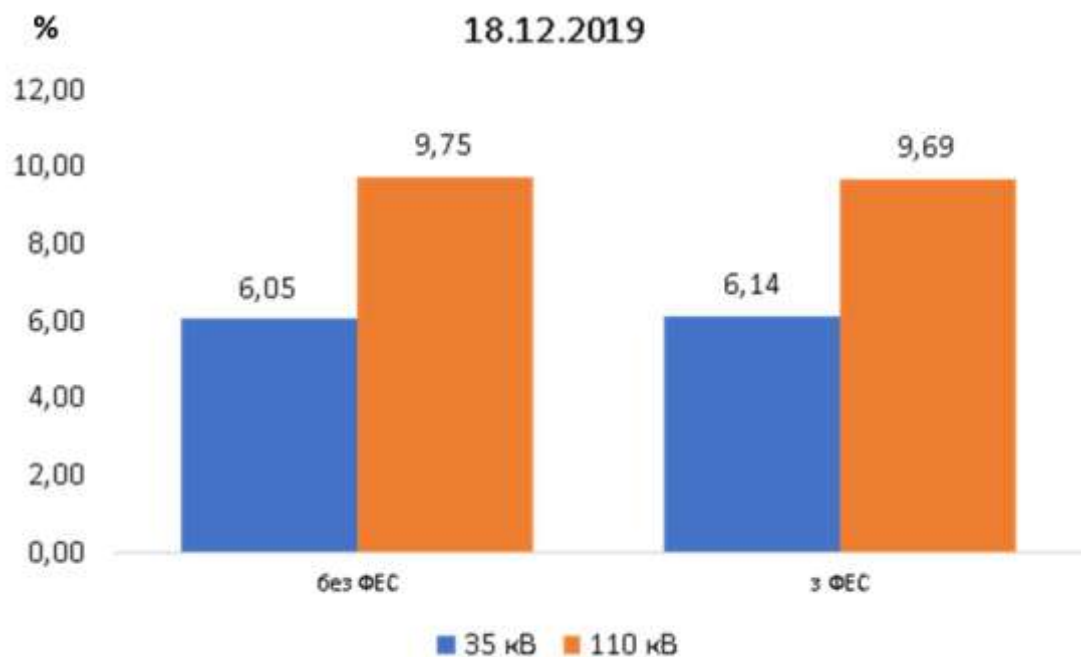


Рисунок 1.15 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в мережах 110 кВ та 35 кВ для 18.12.2019

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити висновок про незначну зміну втрат в електричних мережах АТ "Вінницяобленерго" при появі

фотоелектричних станцій в них. Спостерігається незначне зростання втрати в електричних мережах 35 кВ: для літнього режимного дня 19.06.2019 – 0,8% та зимового режимного дня 18.12.2019 – 0,9%, та незначне зниження втрат 110 кВ: для літнього режимного дня 19.06.2019 – 0,4% та зимового режимного дня 18.12.2019 – 0,06%.

На рисунках 1.16 – 1.21 показано зміну втрат електричної енергії по мережах 110 кВ протягом режимного дня (цифрові значення втрат електричної енергії наведені в Додатку А).



Рисунок 1.16 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 19.06.2019

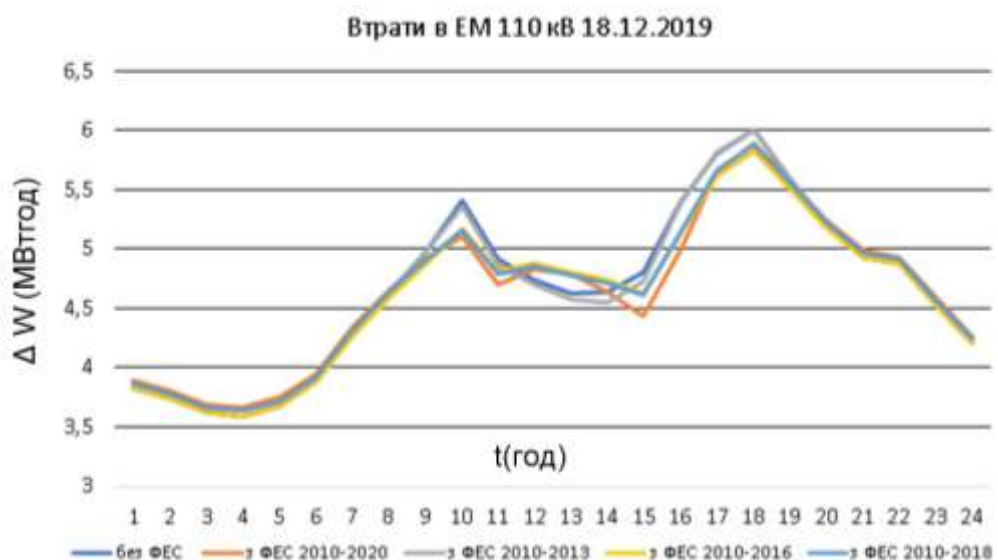


Рисунок 1.17 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 18.12.2019

кВ протягом 18.12.2019

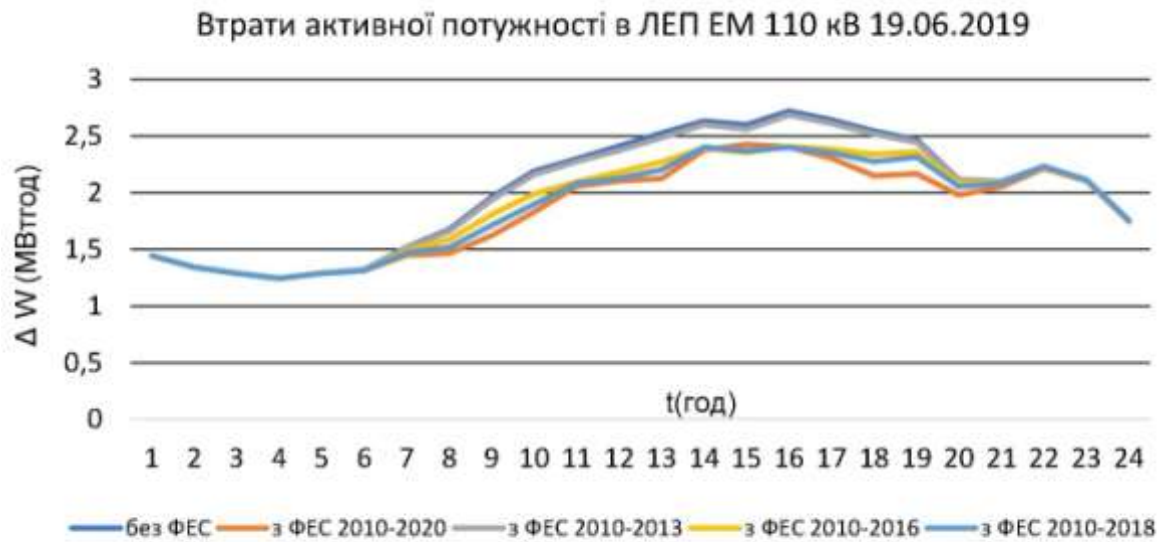


Рисунок 1.18 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

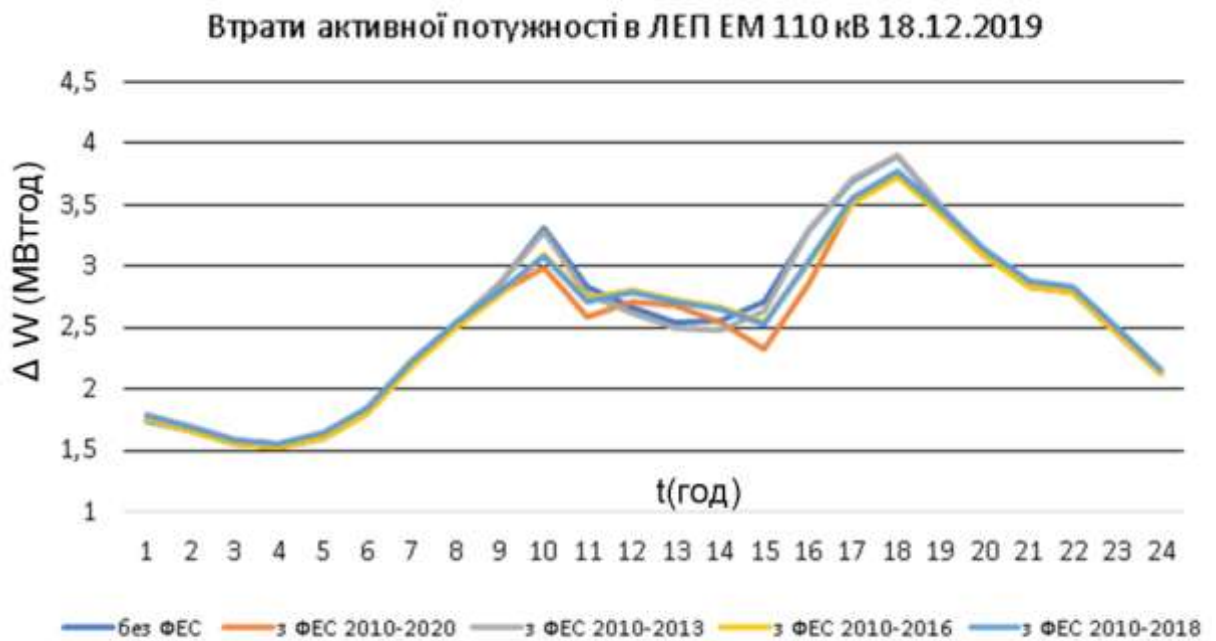


Рисунок 1.19 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 18.12.2019



Рисунок 1.20 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 19.06.2019



Рисунок 1.21 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

Розрахунки, показані на рисунках 1.16 – 1.21, проведенні з врахуванням динаміки розбудови фотоелектричних станцій в мережах АТ

"Вінницяобленерго" починаючи з 2010 по 2020 рр. Розбудова ФЕС до 2018 року супроводжувалась розвантаженням як ліній електропередачі, так і силових трансформаторів мереж 110 кВ протягом літнього та зимового режимних днів. Однак суттєве зростання сумарної потужності введених ФЕС протягом 2019 – 2020 рр. призвело до завантаження силових трансформаторів протягом 19.06.2019 та зростанням втрат в ЛЕП порівняно з попереднім розрахунком періодом. Очевидно, що зростання несуттєві, однак подальша розбудова ФЕС без обґрунтування місць підключення і встановленої потужності може призвести до негативних наслідків і знизити ефективність функціонування електричних мереж АТ "Вінницяобленерго".

На рисунках 1.22 – 1.27 показано зміну втрат електричної енергії по мережах 35 кВ протягом режимного дня (цифрові значення втрат електричної енергії наведені в Додатку А).

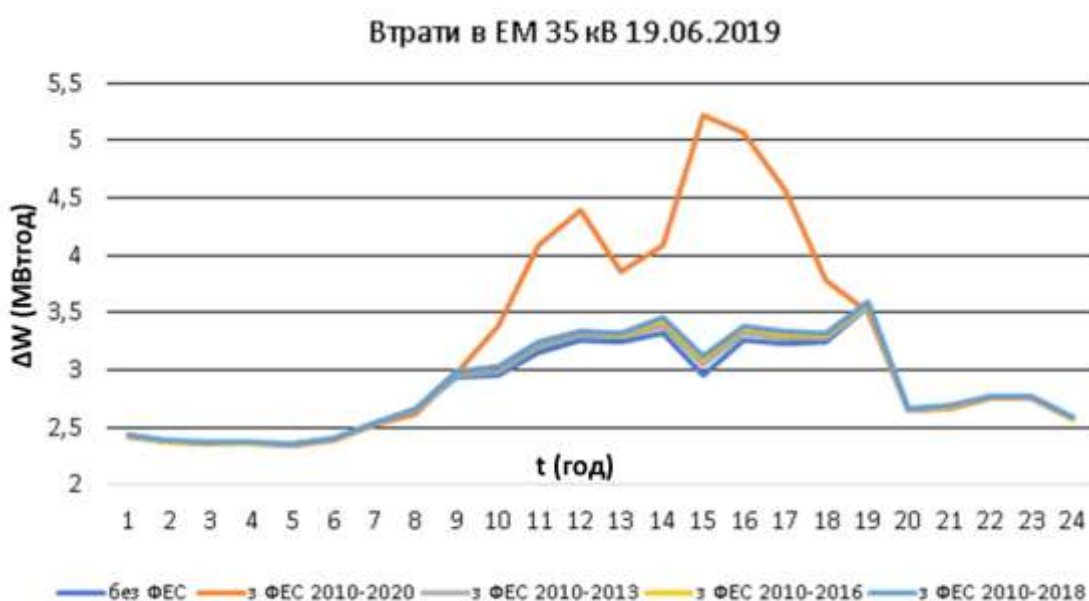


Рисунок 1.22 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 35 кВ протягом 19.06.2019

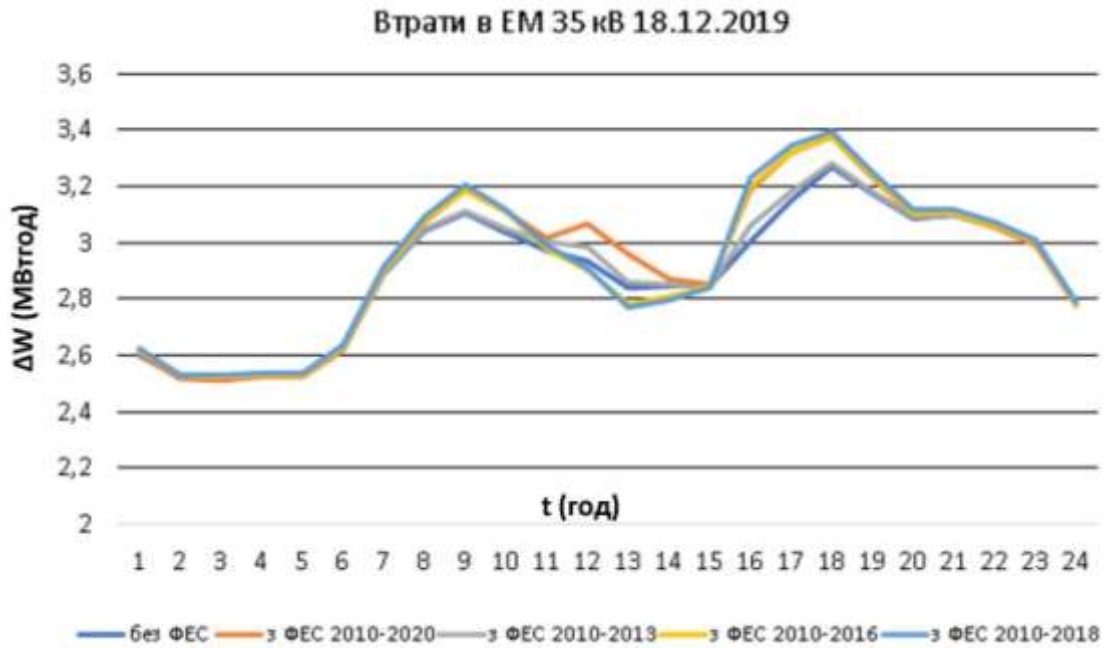


Рисунок 1.23 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 35 кВ протягом 18.12.2019

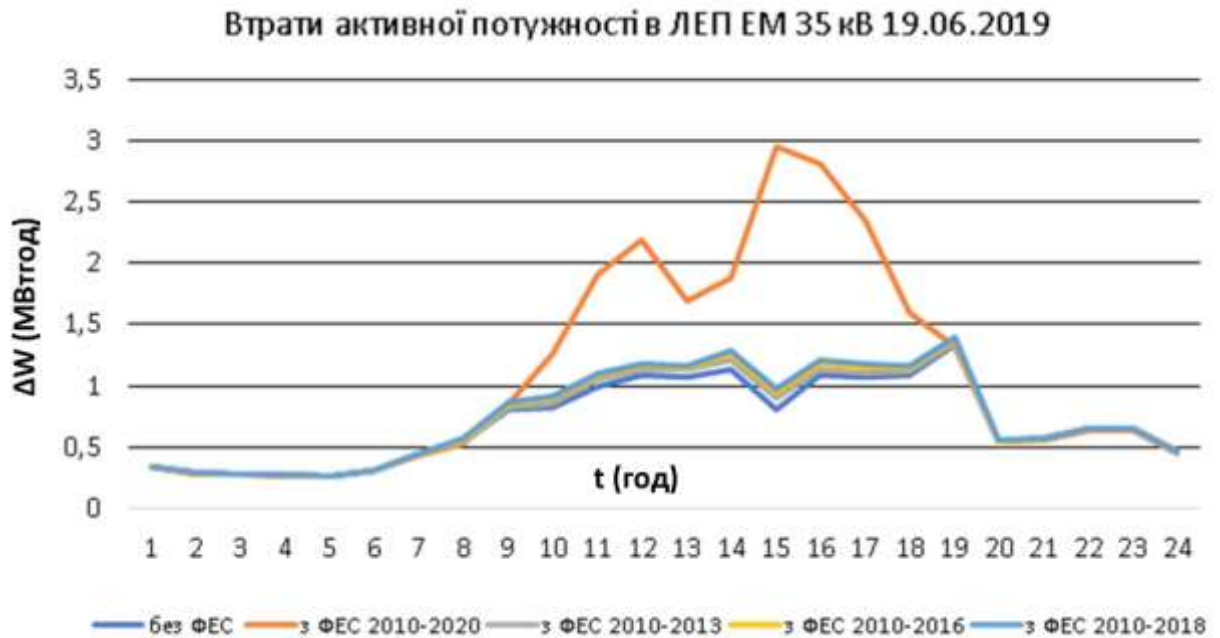


Рисунок 1.24 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 35 кВ протягом 19.06.2019

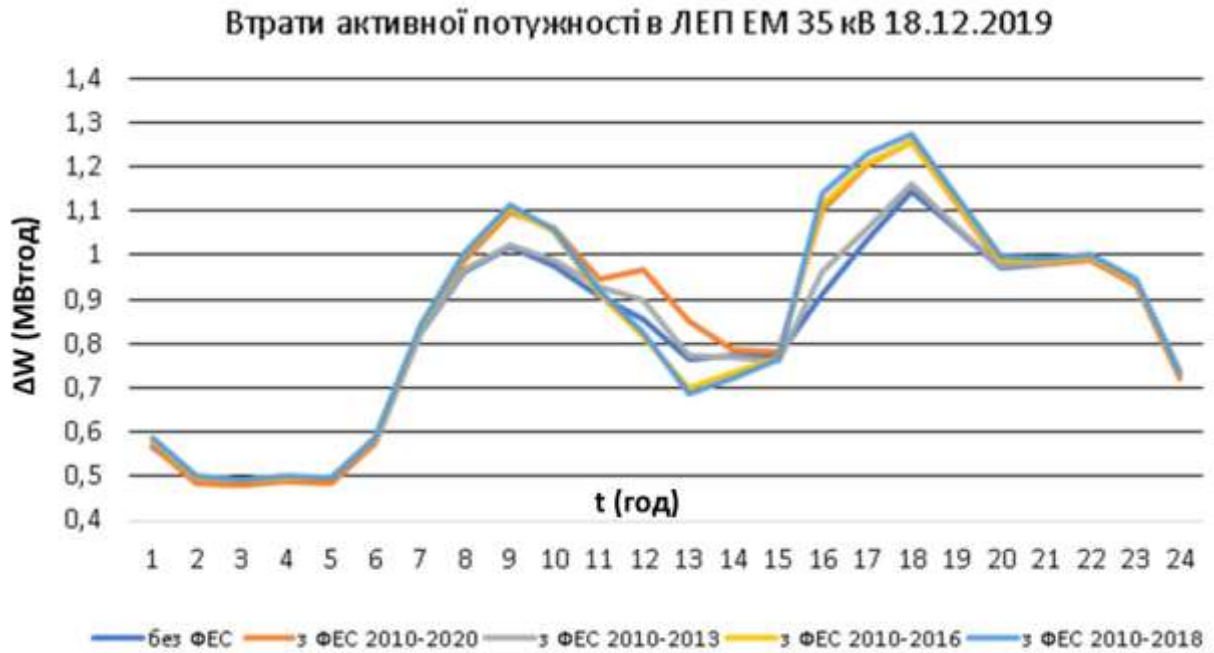


Рисунок 1.25 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 35 кВ протягом 18.12.2019

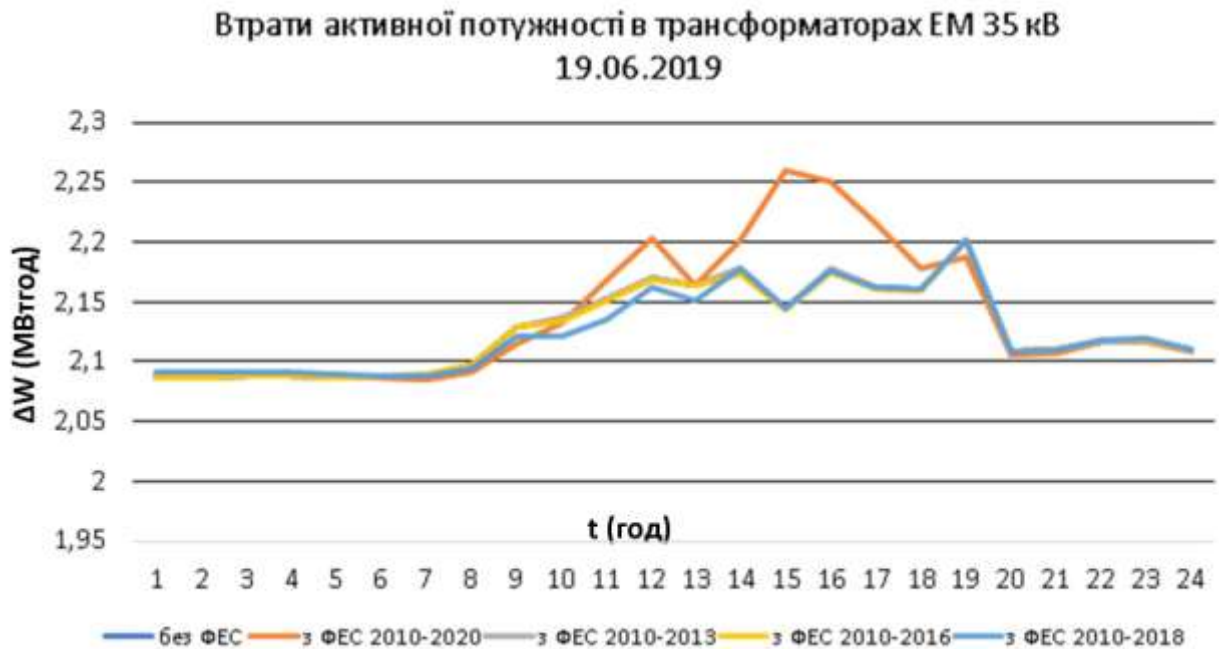


Рисунок 1.26 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторів мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

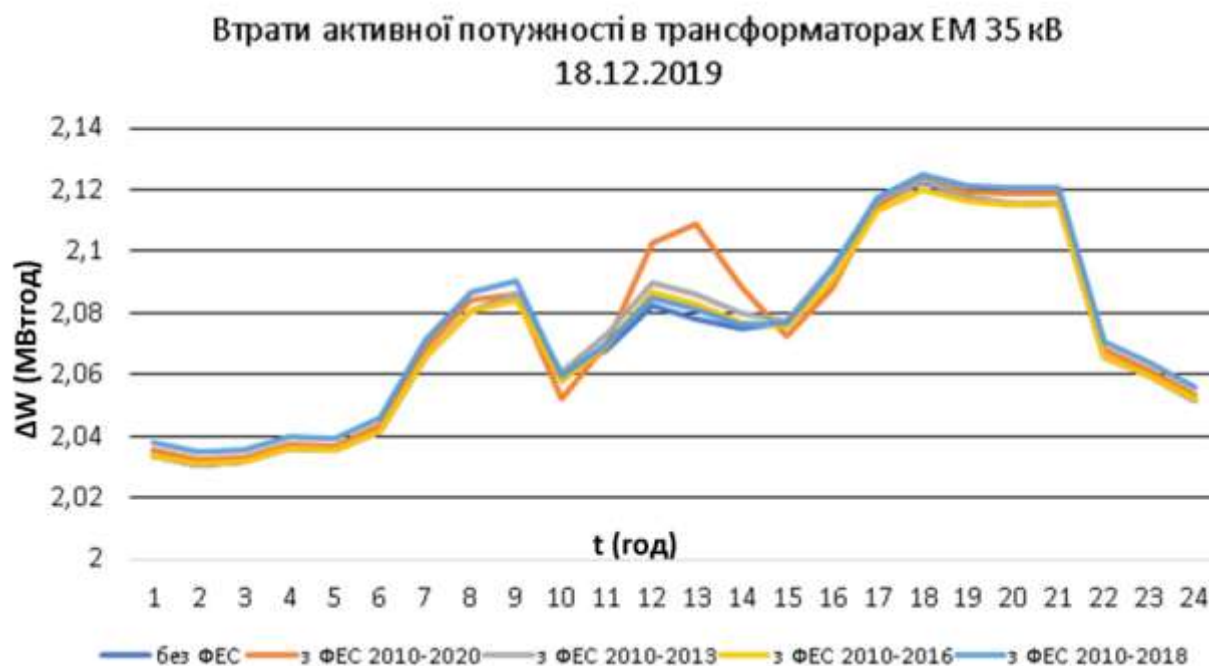


Рисунок 1.27 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

Розрахунки, показані на рисунках 1.20 – 1.25, проведенні з врахуванням динаміки розбудови фотоелектричних станцій в мережах АТ "Вінницяобленерго" починаючи з 2010 по 2020 рр. Розбудова ФЕС за незначним виключенням взимку призводило до незначного зростання втрат як в лініях електропередачі так і трансформаторах. Це пояснюється неспівпаданням графіків генерування і споживання протягом. Крім цього суттєве зростання втрат в електричних мережах 35 кВ 19.06.2019 зумовлене неоптимальною схемою підключення ряду потужних електричних станцій.

Для виявлення цих випадків розглянемо зміну втрат в районних електричних мережах ПАТ "Вінницяобленерго".

На рисунках 1.26 – 1.27 показано сумарні втрати у відсотках від навантаження ПАТ "Вінницяобленерго".

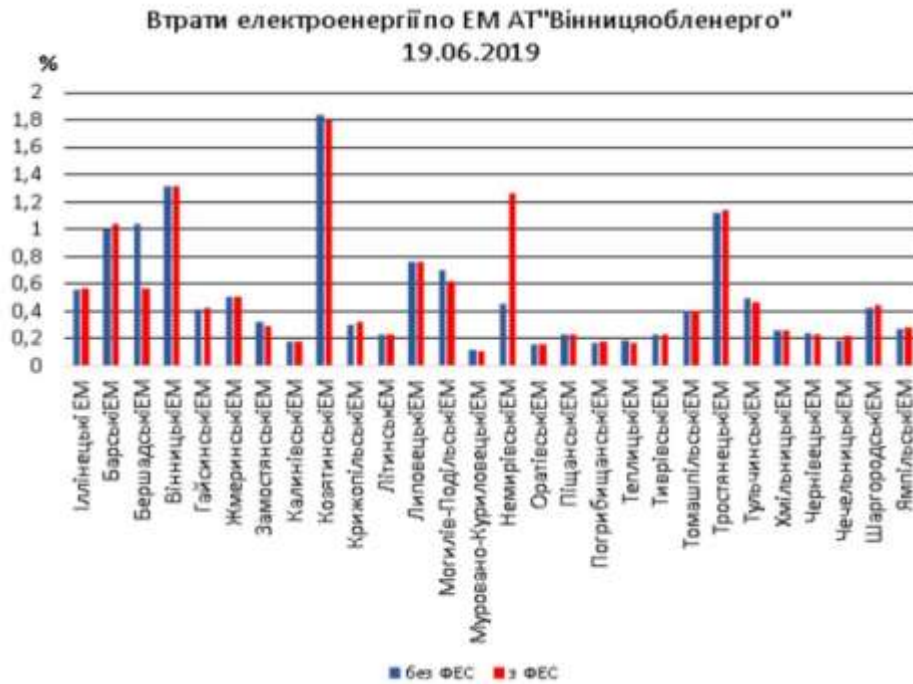


Рисунок 1.28 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 19.06.2019

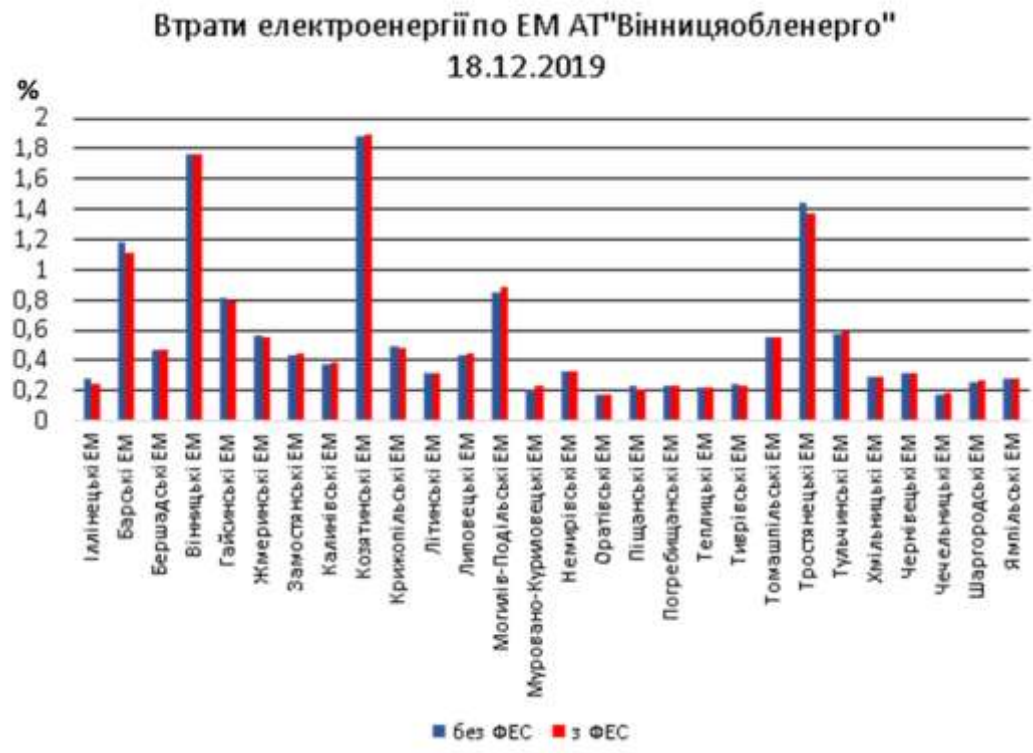


Рисунок 1.29 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 18.12.2019

1.5. Аналіз основних заходів підвищення енергоефективності розподільних електричних мережах

Проведений аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на енергоефективність розподільних мереж підтверджує необхідність системного підходу до розбудови ВДЕ, що потребує визначення засобів підвищення ефективності функціонування РЕМ і їх значущості.

Компенсація реактивної потужності (КРП) із застосуванням, в першу чергу, автоматично керованих батарей статичних конденсаторів (БСК) залишається одним з найбільш ефективних заходів щодо зниження втрат в розподільних електричних мережах на номінальній напрузі 10(6)-0,4 кВ. Крім стійкого енергозберігаючого ефекту КРП забезпечує розвантаження електричних мереж, а також робить позитивний вплив на якість електроенергії (фільтрація гармонік і стабілізація рівнів напруги). При сильному впливі на параметри мережі спотворюючих електроприймачів слід застосовувати фільтрокомпенсуючі пристрої або враховувати реальні рівні напруги при виборі номінальної напруги конденсаторів.

Вибір місць установки компенсуючих установок (КУ) й їх потужність необхідно здійснювати з врахуванням чутливості до них втрат електроенергії, впливу на рівні напруги в ЕМ, а також з врахуванням технічної можливості встановлення КУ на підстанціях, де це було б найвигідніше зробити з економічної точки зору [10], [12]. При цьому необхідно оцінити і порівняти між собою недовикористаний ефект від неможливості встановлення КУ на розрахованій підстанції і вимушеному перенесенні КУ в інше місце з затратами на реконструкцію тієї підстанції, де було б техніко-економічно найдоцільніше встановити КУ. Очевидно, що пристрої КРП повинні забезпечувати свою окупність в прийнятні

терміни за рахунок результуючого ефекту, що досягається [10], [12].

Оптимізація нормальної схеми ЕМ є досить ефективним маловитратним енергозберігаючим заходом, що дозволяє досягати істотного ефекту. Відповідні розрахунки передбачені в багатьох прикладних програмних пакетах. Проте в переважній більшості випадків не враховується важлива обставина: зміну точок розмикання обумовлює перерозподіл активних і реактивних навантажень між вузлами живлячих мереж і, отже, приводить до зміни значення втрат в них. Тому при оптимізації місць розмикання слід враховувати результуюче зниження втрат у даній мережі та у живлячій мережі. Таким чином, при оптимізації точок нормального розмикання в мережах 10(6)-0,4 кВ (диспетчерська приналежність районних ЕМ) слід як мінімум враховувати результуючу зміну втрат в мережах обласних енергокомпаній. Слід також враховувати, що зміна конфігурації ЕМ впливає на надійність і якість електропостачання, що вказує на доцільність введення такого критерію якості функціонування електричної мережі, який би дозволяв комплексну (загальну) оцінку.

Оптимізація режимів ЕМ по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтам трансформації передбачає проведення єдиного розрахунку для розподільних і живлячих мереж, що визначає оптимальні (з погляду мінімізації втрат) значень генерування джерелами та споживання електроприймачами реактивної потужності і рівнів напруги. Даний захід дуже ефективний, проте його реалізація представляється в даний час проблематичною, оскільки регіональні електростанції як основні джерела реактивної потужності і електричні мережі належать різним власникам [10].

Оптимізація режимів мережі по напрузі і реактивній потужності в

розподільних мережах використовується з урахуванням специфіки їх роботи. При цьому в розподільних мережах, в яких немає джерел активної потужності не потрібне узгодження з оптимізаційним розрахунком по активній потужності. Напруга в розподільних мережах регулюється в центрах живлення (ЦЖ). Основним завданням регулювання напруги в ЦЖ є забезпечення допустимих відхилень напруги у електроприймачів, приєднаних до мереж 6-10 кВ і нижче. При цьому, як правило, вдається одночасно знизити і втрати електроенергії в мережах. Можливості такого зниження збільшуються за наявності в ЦЖ всіх мереж 6-10 кВ трансформаторів з РПН.

Проте в розподільних мережах підвищення рівня напруги призводить не тільки до зменшення втрат потужності, але і до зростання споживання активної і, особливо, реактивної потужності відповідно до їх статичних характеристик по напрузі. Тому для визначення доцільності підвищення рівня напруги в розподільних мережах потрібно аналізувати його вплив на зміни втрат потужності в мережі і споживання навантажень. Крім того, треба враховувати і збиток споживачів від низької якості напруги [4]. Таким чином, збільшення напруги в ЦЖ покращує якість електроенергії, але оскільки призводить до збільшення споживання активної і реактивної потужностей, то суттєво погіршується ефект від зменшення втрат електроенергії в ЕМ.

Вирівнювання графіків навантаження споживачів є дієвим механізмом підвищення ефективності функціонування розподільних мережах особливо в умовах розбудови ВДЕ. Для успішного застосування даного заходу необхідно відпрацювати форми взаємодії між мережевими компаніями і підприємствами, що включають відповідні стимули для споживачів [13]. На сьогодні це нормативно врегульовано

багатоставочними тарифами, проте вимагається відповідне технічне оснащення [15], [16].

Особливість цього заходу в його системному ефекті. З однієї сторони, вирівнювання графіків навантаження через зменшення коефіцієнта форми графіка дозволяє зменшити втрати електроенергії в розподільних мережах. З іншої – більш рівномірний графік навантаження сприяє покращенню техніко-економічних показників електричних станцій. Особливо це стосується теплових станцій, які вимушено приймають участь в регулюванні графіків активної і реактивної потужності та напруги в ЕМ.

Застосування DMS-систем. Рішення всіх описаних вище задач об'єднують в своїй функціональності так звані *DMS-системи (Distribution Management System)*, що набувають все більшого розповсюдження в світовій електроенергетиці. Це сучасні інтегровані експертні системи управління розподіленими мережами, що мають в своєму складі динамічну модель електричної мережі з можливою прив'язкою до геоінформаційної системи, мікро-SCADA і пакет доданків для вирішення завдань різного характеру: експлуатаційних, оперативних, режимних, РЗА і ін. Окрім цього, *DMS-системи* мають широкий вибір інструментів розробки рішень зі зниження технічних втрат [10].

Заміна проводів на перевантажених лініях знаходить застосування в основному в розподільних електричних мережах 380 В і 6–10 кВ. Захід здійснюється переважно з метою підвищення пропускної спроможності перевантажених ліній, заміни фізично зношених проводів ліній за їх капітального ремонту, заміни сталевих проводів на алюмінієві та сталєво-алюмінієві. Зниження втрат енергії тут в більшості випадків хоча й є побічним ефектом, але він повинен враховуватися. Цей ефект

досягається за рахунок зменшення питомої густини струму в проводі в А/мм^2 . Тобто, якщо заміна проводів супроводжується зменшенням питомої густини струму, то цей захід призведе до зменшення втрат електроенергії і покращення напруги [10].

Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу застосовується в основному для підвищення пропускної спроможності електричних мереж або їх ділянок в тих випадках, коли навантаження мереж досягло граничного значення для діючої номінальної напруги. При цьому, як правило, вже не виправдовують себе технічні заходи по реконструкції ЕМ, оскільки вони ведуть до незначного збільшення пропускної спроможності мереж в порівнянні із збільшенням номінальної напруги. Цей захід, в першу чергу, стосується тих випадків, коли населений пункт або його частина переводяться на електроопалення. В цьому випадку розподіл електроенергії повинен здійснюватися на напрузі 10 кВ, а довжина ліній 0,38 кВ зводиться до мінімуму [10], [11].

Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням. Цей захід для ЕМ 6–35 кВ по-суті є обов'язковим. По-перше споживачі першої та другої категорії по надійності повинні житись від двох джерел (тому лінії з двостороннім живленням), а по-друге – традиційно склалося, що мережі 6–35 кВ експлуатуються за радіально-магістральними схемами. Розімкнений режим експлуатації цих мереж дозволяє зменшити негативний вплив мереж вищої напруги, який через їх неоднорідність проявляється в е.р.с. небалансу і, як наслідок, в додаткових втратах електроенергії через струми небалансу, що циркулюють в замкнутих контурах [10].

Розмикання лінії 6-35 кВ з двостороннім живленням призводить до перерозподілу навантажень між живлячими підстанціями і зміною втрат в

зовнішній мережі.

В якості основної режимної інформації використовуються потоки активної і реактивної енергії у вузлах лінії 35 кВ і вище і на головних ділянках лінії 6 – 10 кВ. Для здійснення економічних розімкнених режимів розподільної мережі з найменшими втратами щорічно, до настання осінньо-зимового максимуму навантаження, або кілька разів на рік персоналом електромережі розробляється так звана нормальна схема експлуатації з чітко визначеними точками розмикання контурів і умовами роботи пристроїв релейного захисту і автоматики.

1.6 Проблема підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Задачі подальших досліджень

Інформаційне забезпечення задач енергозбереження складається з комплексу заходів, направлених на своєчасне і надійне представлення інформації з достатньою точністю і в об'ємі, необхідному для вирішення даного завдання. Основною тенденцією в підвищенні якості інформаційного забезпечення експлуатаційних завдань розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є розширення їх оснащеності новими засобами збору і передачі даних, відображення схемної і режимної інформації, її автоматичної реєстрації і статистичної обробки з метою переходу від традиційних методів аналізу режимів роботи мереж до автоматизованих систем.

При цьому математичне забезпечення, що вимагає розробки і вдосконалення алгоритмів і програм розрахунку, аналізу, планування, прогнозування режимів роботи електричних мереж (у тому числі і контролю втрат електроенергії) в реальному часі, розвивається істотно

повільніше. Цей аспект знижує ефективність інформаційних систем в цілому.

Останнім часом помітно ускладнюються завдання вибору оптимальних рішень в енергетиці. Тенденція до ускладнення цих завдань логічно витікає з самої суті електроенергетики як великої системи, оскільки її розвиток і функціонування підпорядковане виконанню значної кількості різноманітних завдань. Енергосистема повинна забезпечувати якісне і надійне постачання споживачів електроенергією, економічність, зокрема мінімальні втрати електроенергії під час її транспортування і розподілу, і нормований вплив на навколишнє середовище. До цього переліку додається ще багато інших, переважно локальних, завдань.

За наявності багатьох, часто суперечних цілей, а також різних типів вихідної початкової інформації про систему, в результаті пошуку найкращого рішення виявляється багато альтернатив. Природно, що серед них бажано не вибрати найкращу, в якомусь певному сенсі, а знайти оптимальне рішення задачі з огляду на системний підхід.

Режим роботи розподільної мережі характеризується набором критеріїв, в якому поліпшення одного, що має місце при одноцільовій оптимізації, часто викликає погіршення інших. Наприклад, зниження приведених витрат за рахунок зменшення капіталовкладень може призводити до зниження надійності електропостачання, якості електроенергії і т.п.

Організація вибору заходів підвищення ефективності одночасно по критеріях, що характеризують стійкість, надійність, якість, економічність режиму роботи розподільної мережі, забезпечує вибір такого заходу, який часто не є оптимальним ні за одним з критеріїв, однак виявляється найбільш прийнятним за їх сукупністю. В цьому випадку доцільно оцінити

ефективність заходу за показником якості функціонування електричної мережі, який охоплює сукупність експлуатаційних характеристик мережі [17] - [19].

Отже, підводячи підсумки, можна стверджувати, що у наш час для розподільних електричних мереж характерна проблема невизначеності вихідних даних. Неповнота інформації примушує використовувати методи розрахунку, які засновані на тих або інших припущеннях, що визначають передбачуваний вплив на результати розрахунку відсутньої інформації. Для цього методи визначення втрат електроенергії необхідно адаптувати для використання сучасних інформаційних можливостей, в тому числі АСКОЕ.

Впровадження засобів телевимірювання у розподільні мережі в межах створення АСКОЕ частково вирішують проблему інформаційного забезпечення задач планування заходів підвищення ефективності. Для встановлення ефективності електроощадних заходів в розподільних мережах необхідно розробити метод і алгоритм їх кількісного оцінювання, а також визначення передумов їх розроблення та черговості практичної реалізації. Оскільки проведення заходів в електричних мережах зачіпає крім втрат електроенергії й інші їх характеристики, зокрема надійність і якість електроенергії, то необхідно адаптувати математичну модель комплексного показника якості функціонування складної системи [18], [19] з метою використання його для оцінювання покращання якості функціонування ЕМ за рахунок електроощадних заходів. Це стосується, в першу чергу, оптимізації схем електропостачання ЕМ 10(6) кВ на підставі комплексних показників якості їх функціонування.

Отже, виходячи з наведеного вище напрямком досліджень у даній роботі є підвищення енергоефективності розподільних мережах за умов

інтенсивної розбудови відновлюваних джерел енергії на підставі комплексного показника якості функціонування та аналізу чутливості, а саме:

- виконати аналіз взаємовпливу розподільних електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії;
- розробити метод, що дозволить врахувати взаємовплив електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії за обмеженої вихідної інформації ;
- адаптація математичної моделі комплексного показника якості функціонування складної системи з метою використання для оцінювання ефективності електроощадних заходів в електричних мережах;
- виконати аналіз впливу потужності відновлюваних джерел енергії під'єднаних до розподільних електричних мереж на їх енергоефективність і сформулювати умови доцільного рівня розбудови ВДЕ;
- виконати аналіз засобів підвищення енергоефективності, які ґрунтуються на застосуванні технічних особливостей електричних мереж, відновлюваних джерел енергії та споживачів;
- сформулювати умови етапності розбудови розподільних електричних мереж з ВДЕ, що дозволить комплексно розв'язати задачу підвищення їх енергоефективності.

РОЗДІЛ 2

ВРАХУВАННЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ

Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на енергоефективність розподільних електричних мереж, проведений в попередньому розділі, доводить безпосередню залежність рівнів втрат електричної енергії та її якості від об'єму енергії, яку генерує ВДЕ в електричну мережу протягом одиниці часу. А тому безпосередньо залежить від потужності джерела енергії.

Проведено аналіз існуючих методів визначення оптимальної встановленої потужності джерела розосередженого генерування, яку необхідно під'єднати до розподільної електричної мережі в конкретній її точці, для отримання максимального підвищення енергоефективності мережі показав, що необхідно провести їх вдосконалення. Оскільки, жоден з існуючих методів не дозволяє врахувати рівень відповідності графіків генерування і споживання в межах фідера розподільної електричної мережі.

Значний рівень впровадження ВДЕ в розподільні електричні мережі, які має місце останнім часом, вимагає розроблення методів, які можна використатись не лише на стадії проектування, але й під час розв'язання експлуатаційних задач. Зокрема мова йде про методи, які дозволять врахувати взаємовплив мереж різних класів напруги енергопостачальної компанії з відновлюваними джерелами енергії. В [20] розглянуто проблеми взаємовпливу електричних мереж різного класу напруги, але при цьому не враховано вплив ВДЕ, які на той час тільки починали розбудовуватися. Проблема взаємовпливу мереж з ВДЕ частково знайшли своє вирішення [21]– [23], але актуальність її залишилась.

2.1 Визначення оптимальної активної потужності ВДЕ в електричній мережі

Інтенсивне впровадження розосередженого генерування (РГ) стало причиною виникнення ряду задач, одна з яких – вибір місця підключення в мережі і їх встановлена потужність. Розв’язання цієї задачі дозволить одержати необхідний ефект від впровадження джерел розосередженої генерації – зменшення втрат потужності та покращання якості електроенергії.

Відомо [24] – [47], що поява розосереджених джерел електроенергії в розподільних мережах за рахунок зменшення навантаження на централізовану систему електропостачання, дозволяє отримувати позитивний ефект. Він проявляється у зменшенні втрат потужності й електроенергії в ЕМ, якими здійснюється транспортування потужності, підвищенні якості електроенергії, особливо рівнів напруг у електрично віддалених вузлах.

Однак, це стосується лише випадків, коли встановлена потужність РДЕ та графіки їх роботи є узгодженими з рівнем локального електроспоживання, конфігурацією та параметрами ЕМ [34], [44], [45]. Отже, постає задача визначення вузлів приєднання та оптимізації схем видачі потужності для розосереджених джерел електроенергії з заданими технічними характеристиками.

Аналіз існуючих підходів дозволяє зробити висновок про великий інтерес сучасних дослідників. Існуючі методи ґрунтуються на різних підходах: аналітичні методи [46], [47]; змішане цілочисельне програмування [48], евристичних підхід [49], генетичні алгоритми [50], аналіз чутливості до змін втрат [51]. І це лише частина досліджень у цьому напрямку. У кожному з них є свої переваги, що дозволяють врахувати певні особливості РГ і ВДЕ зокрема. Але жоден з них не дозволяє врахувати відповідність між графіками генерування та споживання конкретного фідера розподільної електричної

мережі. Цей фактор досить вагомий особливо під час розв'язання задачі визначення встановленої потужності. Розглянемо як може визначатися встановлена потужність ВДЕ.

Оскільки ВДЕ розміщуються біля споживачів, то можна говорити про перехід від централізованого електропостачання до розосередженого. Такий перехід має як свої позитивні сторони так і негативні [52]:

- розвиток розосередженої генерації розвантажує як основну, так і розподільну мережу, що сприяє зниженню втрат електричної енергії, підвищенню надійності й стійкості ЕЕС і вносить додаткові можливості в реалізацію ринків електроенергії, звільняючи пропускну здатність зв'язків окремих мереж енергосистем;

- неоднозначний вплив розосередженої генерації на якість електроенергії за рівнями напруг та за генерацією вищих гармонік у систему;

- підключення джерел розосередженої генерації до розподільної мережі збільшує струми короткого замикання, що вимагає заміни комутаційних апаратів, зміни налаштувань релейних захистів та ін.;

- поява розосередженої генерації ускладнює диспетчерське керування ЕЕС, зміщуючи його функції на розподільну мережу. Проблема при цьому полягає у високій невизначеності режимів роботи малої генерації внаслідок нерівномірності завантаження агрегатів, відсутності поточної інформації про їхню роботу та ін.

За рахунок державного стимулювання розвитку ВДЕ достатньо часто виникає ситуація, коли їх потужність зростає на стільки, що замість зниження рівня втрат в розподільній мережі відбувається їх зростання. Тому постає задача оцінювання впливу розосередженого генерування на рівень втрат електричної енергії в розподільних мережах. На основі виконаного оцінювання можна обґрунтувати межу розбудови вже існуючих джерел розосередженого генерування і підібрати місце підключення нового джерела з певною проектною потужністю.

Поява додаткових джерел в розподільних електричних мережах призвела до того, що розглядати їх потрібно не як магістрально-радіальні, а як мережі з двохстороннім живленням. Тому для досягнення поставленої мети необхідно виконати аналіз розподілу потоків потужності в мережі. Використовуючи результати досліджень [53] для розв'язання задачі оптимального розподілу потоків потужності, з допущенням про відсутність перетоків реактивної потужності та реактивних складових схеми заміщення елементів мережі, можна отримати в матричній формі залежність для перетоків активних потужностей $\mathbf{P}_\epsilon$ у вітках.

$$\mathbf{P}_\epsilon = -\frac{U_{ном}^2}{2} \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T \boldsymbol{\lambda}, \quad (2.1)$$

де $\mathbf{R}_\epsilon$ – діагональна матриця активних опорів віток; $\mathbf{M}$ – перша матриця з'єднань; $\boldsymbol{\lambda}$ – вектор невизначених множників Лагранжа; $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі.

Невизначені множники Лагранжа визначаються за співвідношенням

$$\boldsymbol{\lambda} = -\frac{2}{U_{ном}^2} \mathbf{G}_y^{-1} \mathbf{P}, \quad (2.2)$$

де $\mathbf{G}_y = \mathbf{M} \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T$ – матриця вузлових активних провідностей; $\mathbf{P}$ – вектор активних потужностей у вузлах схеми.

Підставимо (2.2) в (2.1) і отримаємо

$$\mathbf{P}_\epsilon = \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T \mathbf{G}_y^{-1} \mathbf{P}. \quad (2.3)$$

Вираз $\mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1}$ відповідно до [54] дозволяє визначити оптимальні коефіцієнти струморозподілу оскільки вони відповідають економічній схемі (схемі з найменшими втратами активної потужності).

Позначимо $\mathbf{C}_r = \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{R}_\epsilon^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1}$ і перепишемо перший закон

Кірхгофа у вигляді

$$\mathbf{P}_g = \mathbf{C}_r \mathbf{P}. \quad (2.4)$$

Схожі результати можна отримати з врахуванням перетоків реактивної потужності і рівняння (2.4) буде справедливе для повних потужностей.

Використовуючи (2.4), можна побудувати метод визначення оптимальної потужності джерела енергії. Ідея метода полягає в визначенні оптимальних коефіцієнтів струморозподілу $\mathbf{C}_r$. Для їх визначення, на відміну від [54], з першої матриці $\mathbf{M}_\Sigma$ вилучаються окрім балансувального вузла ще вузол, в якому планується встановлювати джерело енергії. Після виконання необхідних обчислень рядок матриці $\mathbf{C}_r$, який відповідає вітці, що з'єднує вузол встановлення ВДЕ з мережею, буде складатись з коефіцієнтів, що характеризують частку навантаження відповідного вузла в потужності джерела:

$$S_{B_i} = \sum_{j=1}^m C_{ri,j} \cdot S_j. \quad (2.5)$$

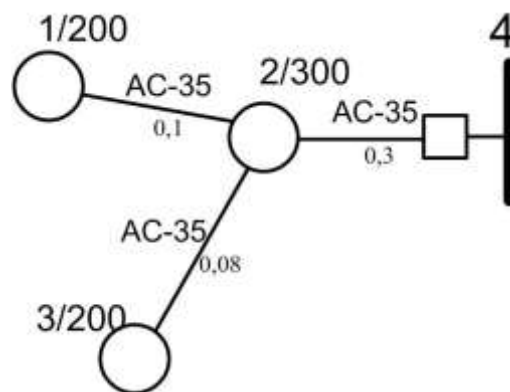


Рисунок 2.1 – Досліджувана схема

Дієвість метода була перевірена на схемі рисунку 2.1. Схема складається з трьох вузлів по черзі в кожний з вузлів встановлювалось джерело енергії і за запропонованим алгоритмом виконувались розрахунки.

Потім виконувався, шляхом перебору, підбір потужності джерела для отримання мінімальних втрат активної потужності. Результати показані на рисунку 2.2. На рисунку 2.2 крива 1 відповідає зміні втрат активної потужності для генерації у вузлі 1. Відповідно крива 2 – генерація у вузлі 2, крива 3 – генерація у вузлі 3. Символом $\times$ відмічені екстремальні точки. Символом $\bullet$ позначено точки для потужностей, отриманих за рівнянням (2.5). Для них пораховані значення втрат активної потужності для економічної схеми [4]. Похибки між значеннями потужності отриманими перебором (точки 4) та за рівнянням (2.5) (точки 5) не перевищують 0,1%.

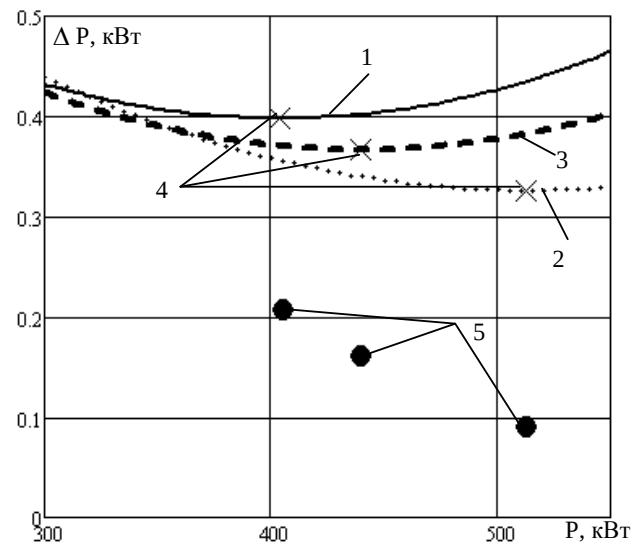


Рисунок 2.2 – Результати перевірки методу

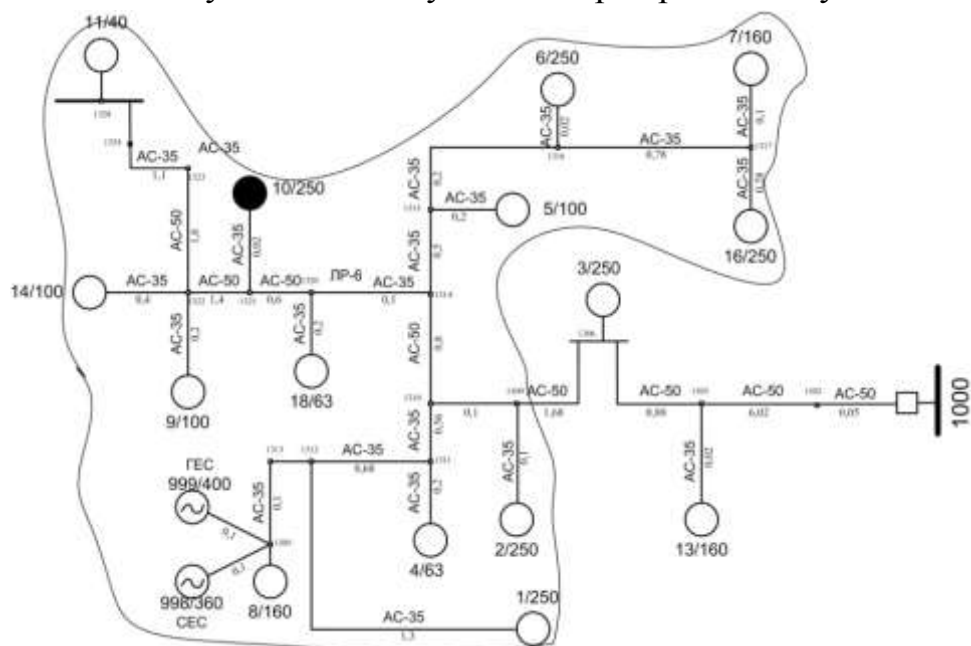


Рисунок 2.3 – Фрагмент розподільної електричної мережі

На рисунку 2.3 показано фрагмент схеми розподільної електричної мережі, до вузлів 999 та 998 якої під'єднанні відповідно мала-ГЕС та СЕС (їх потужності вказані на схемі). Для цієї схеми були визначені, запропонованим методом, вузол з найбільшим розвантажувальним ефектом (за втратами активної потужності) та з найменшим. Це відповідно вузол 10 (крива 3) та вузол 3 (крива 1) (див. рис. 2.4). Крім цього була визначена область впливу вузла 10, яка показана на рисунку 2.3, тобто відповідні коефіцієнти матриці C_T приймають значення більше 0,5. Також визначено сумарну потужність ГЕС та СЕС, для якої втрати в мережі будуть найменші.

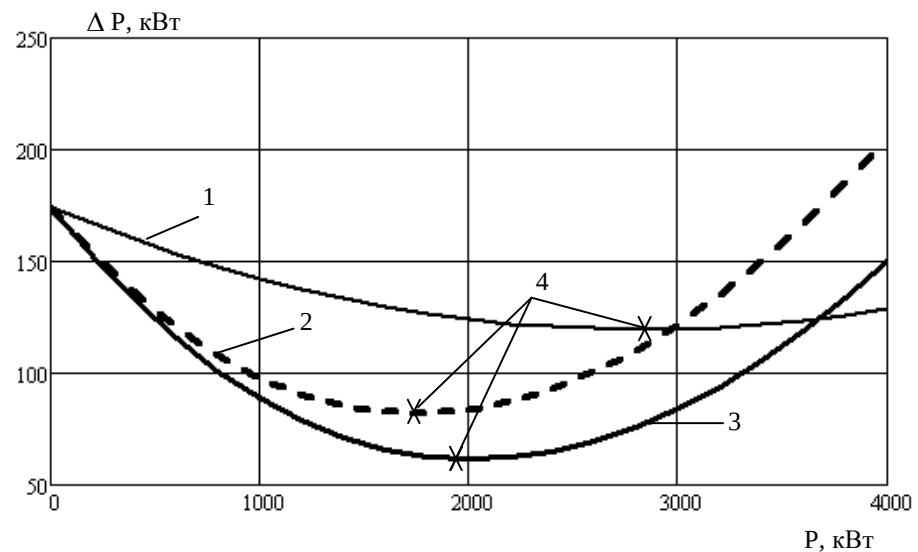


Рисунок 2.4 – Результати розрахунків

Отже запропонований метод, що ґрунтується на використанні коефіцієнтів оптимального струморосподілу, дозволяє визначити, в залежності від точки приєднання, потужність джерела, яка забезпечить розвантаження мережі.

Для врахування графіка споживання пропонується застосовувати найбільш імовірні графіки для конкретного фідера. Наявність приладів

АСКОЕ в голові фідера та у більшості споживачів дозволяє отримати необхідний об'єм вихідної інформації.

2.2 Компенсація реактивності потужності в розподільних електричних мережах

2.2.1 Моделювання технічних можливостей фотоелектричних станцій для компенсування реактивної потужності в електричній мережі

Враховуючи особливості ФЕС доцільним є проведення аналізу можливості використання таких станцій для регулювання перетоків реактивної потужності в електричних мережах, до яких вони приєднані.

Оскільки одним з основних елементів фотоелектричної станції є інвертор, то з його можливих режимів почнемо аналіз. На рис. 2.5 показано фрагмент електричної схеми з інвертором і векторну діаграму до неї. З їх аналізу можна говорити про те, що за рахунок зміни кута запалювання тиристорів інвертора можна досягати різних кутів між струмом і напругою, що в електричній мережі буде спричиняти зміну перетоків реактивної потужності.

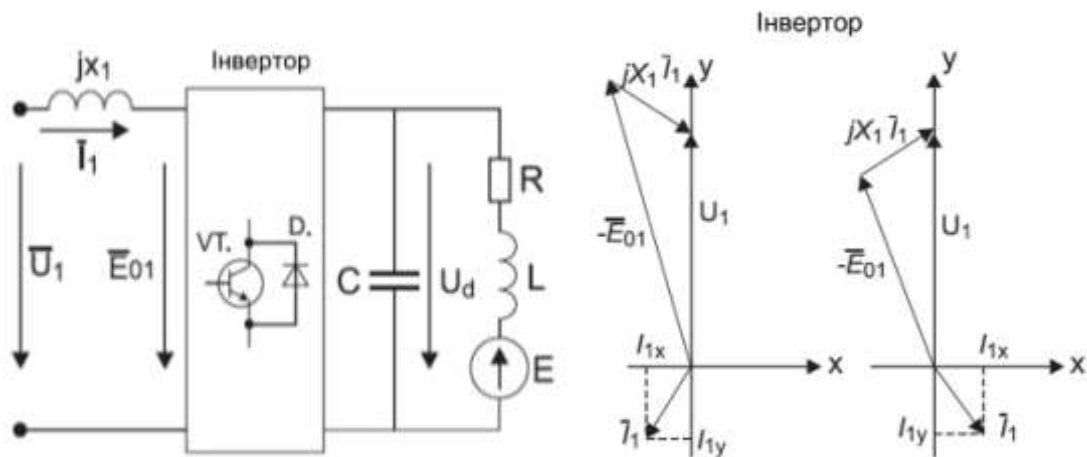


Рисунок 2.5 – Фрагмент електричної схеми а) та векторна діаграма б)

Для інвертора можна отримати навантажувальну характеристику, яка показана на рисунку 2.6.

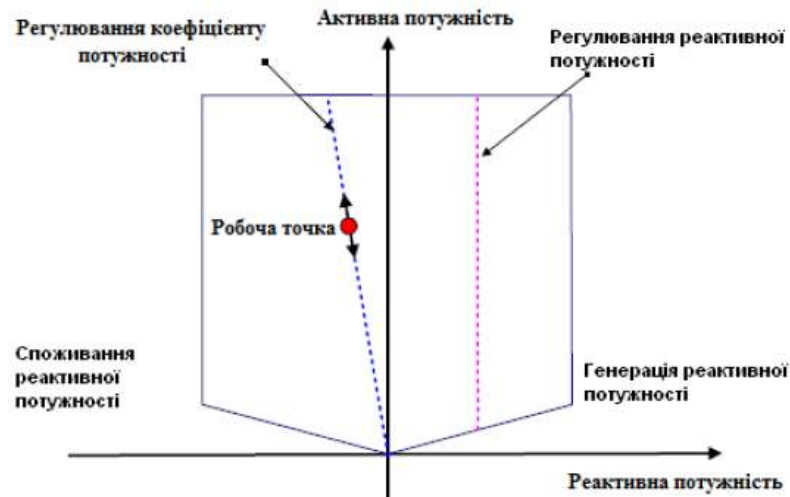


Рисунок 2.6 – Навантажувальна характеристика інвертора

Для підтвердження цих висновків виконано математичне моделювання в середовищі Simulink Matlab R2018a (див. рис. 2.7). За основу взято модель представлену в базі прикладів Matlab – 'power_PVarray_grid_det'. Це модель фотоелектричної станції встановленою потужністю 100 кВт, яка під'єднана до електричної системи значно більшої потужності через електричну мережу 10 кВ. Оскільки ця модель відпрацьовувала лише один з можливих режимів, які реалізують сучасні інвертори, проведено вдосконалення моделі системи керування інвертором для можливості реалізації не лише режиму видачі активної потужності при коефіцієнті потужності рівному одиниці, а також підтримання заданого його значення відмінного від одиниці і підтримання заданого рівня реактивної потужності в точці приєднання ФЕС. Крім цього параметри моделі були змінені у відповідності з параметрами реальної ФЕС для перевірки адекватності моделі, дані по сонячній інсоляції і температурі сонячних панелей взяті для середньостатистичного дня без опадів, значної хмарності та вітру.

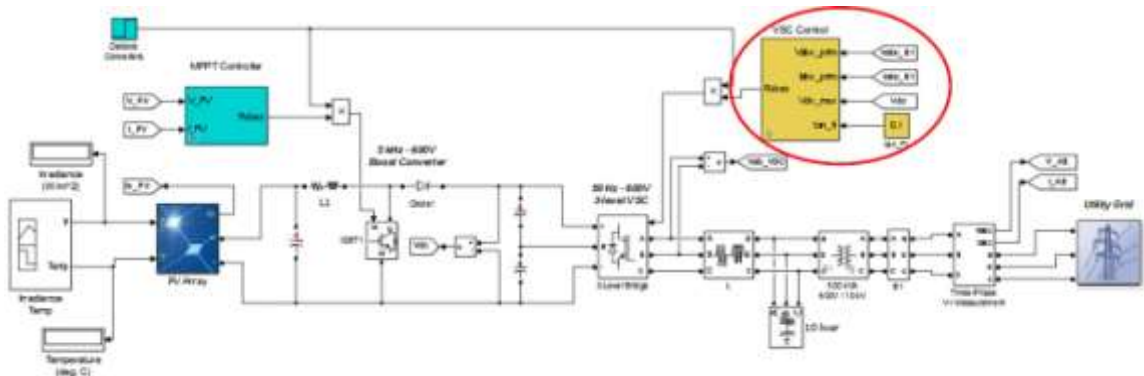


Рисунок 2.7 – Simulink-модель з вдосконаленою системою керування інвертором

На рис. 2.8 показано результати моделювання режиму підтримання коефіцієнту потужності на рівні 0,995. Крива 1 відповідає зміні генерованої активної потужності в точні приєднання станції (на стороні 10 кВ трансформатора). Крива 2 відповідає графіку заявленому на передодні у відповідність до закону про ринок електричної енергії. Криві 3 і 4 відповідно зміни діючих значень реактивної потужності і усереднених на годинних інтервалах. Оскільки джерела реактивної енергії в інверторі немає, то такий результат можна пояснити зміною потоків реактивної потужності в електричній мережі в наслідок зміни кута між струмом і напругою в точці приєднання фотоелектричної станції.

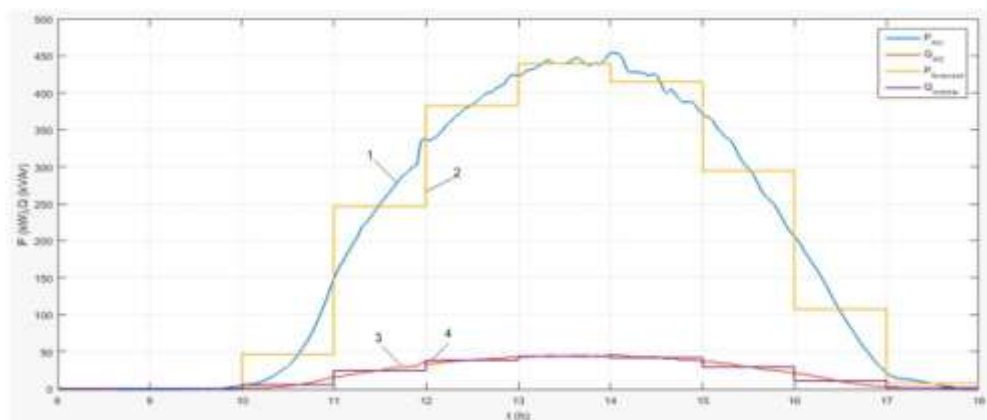


Рисунок 2.8 – Результати моделювання режиму підтримання коефіцієнту потужності на рівні 0,995

На рисунку 2.9 показано моделювання режиму підтримання сталого значення генерованої реактивної потужності. В результаті моделювання отримано режим, який спостерігається при максимальній генерованій активній і реактивній потужності, коли знижується генерована активна потужність через обмеження максимального струму, який перетікає через інвертор.

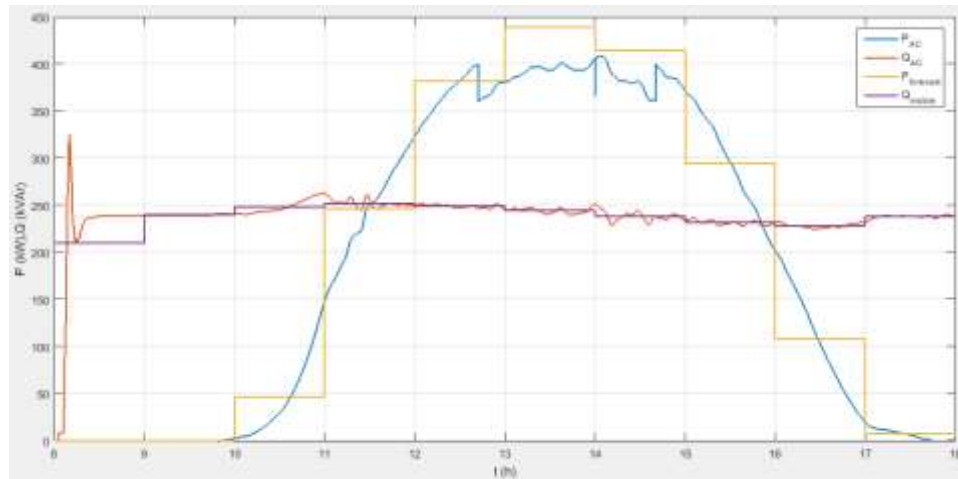


Рисунок 2.9 – Результати моделювання режиму підтримання сталого значення генерованої реактивної потужності

Результати моделювання підтверджуються натурними експериментами (режим підтримання коефіцієнта потужності на рівні 1 див. рис. 2.10 графік активної потужності та рис. 2.11 графік реактивної потужності)

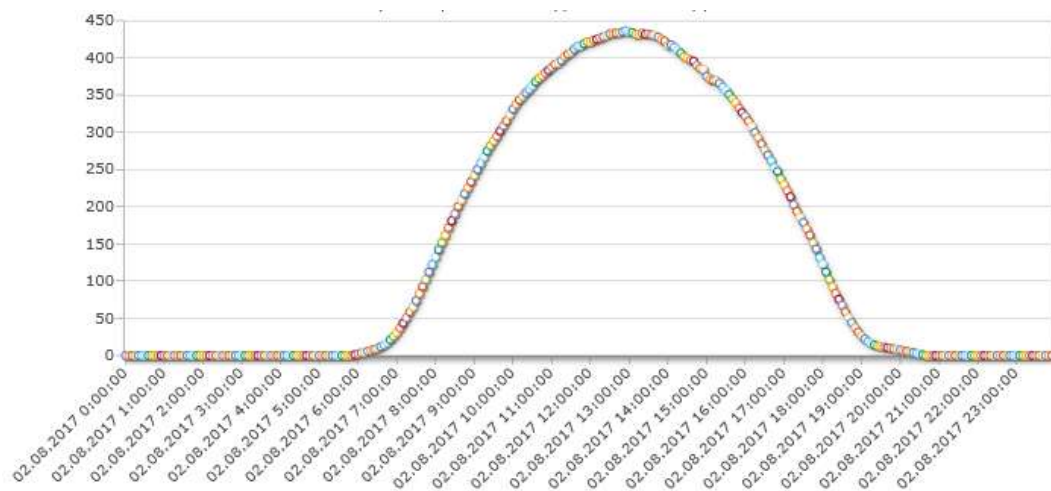


Рисунок 2.10 – Графік зміни активної потужності



Рисунок 2.11 – Графік зміни реактивної потужності

Отже, аналіз результатів моделювання підтверджує технічну можливість впливу на перетоки реактивної потужності в електричній мережі з фотоелектричними станціями. Це дозволяє зробити висновок про можливість використання станцій такого типу для підвищення якості електропостачання шляхом впливу на перетікання реактивної потужності. Однак необхідно не забувати про негарантованість цих джерел в об'ємах генерованої потужності в наслідок залежності від природних умов. Крім цього вимоги до станцій такого типу у підтриманні певних режимів по перетіканням реактивної потужності повинні ставитись обґрунтовано виходячи з заявленого графіка по активній потужності.

2.2.2. Визначення необхідних реактивних потужностей ФЕС в розподільних мережах в залежності від місць їх встановлення

Розглянемо лінійну модель нормального режиму, що отримана за рахунок представлення навантаження та генерації вузлів ЕМ у вигляді розрахованих задаючих струмів, буде цілком еквівалентна початковій нелінійній моделі для даного моменту часу [56], [57].

Розглянемо найпростіший випадок – магістральну ЕМ з трьома

навантаженнями (рис. 2.12), що виконує розподіл електроенергії від центру живлення до трансформаторних підстанції 10/0,4 кВ. Навантаження вузлів ЕМ задається постійним по модулю та фазі струмом. Елементи поперечної складової заступної схеми ЛЕП враховані струмовими навантаженнями у розрахункових навантаженнях вузлів.

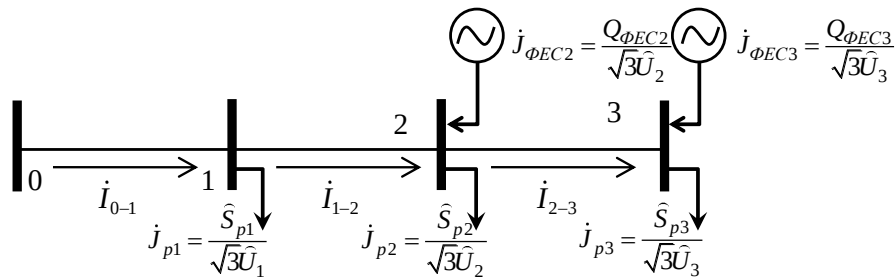


Рисунок 2.12 – Схема найпростішого перетікання потужності в магістральній мережі з компенсацією реактивної потужності засобами ФЕС

Згідно з методом накладання через головну ділянку (0-1) будуть протікати узгоджено спрямовані часткові струми $\dot{I}_1, \dot{I}_2$ та $\dot{I}_3$, що зумовлені навантаженням окремих ТП 10/0,4 кВ та функціонуванням засобів компенсації реактивної потужності. Для даного випадку часткові струми дорівнюють, відповідно $\dot{I}_1 = \dot{J}_2, \dot{I}_2 = \dot{J}_3, \dot{I}_3 = \dot{J}_4$. Таким чином втрати потужності у даній ЛЕП дорівнюють

$$\Delta \dot{S} = 3 \cdot |\dot{I}_{1-2}|^2 \cdot \dot{Z}_{1-2} = 3 \cdot |\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3|^2 \cdot \dot{Z}_{1-2}. \quad (2.6)$$

Для дійсної площини струмів рівняння прийме вигляд:

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = 3 \cdot \left[(I'_1 + I'_2 + I'_3)^2 + (I''_1 + I''_2 + I''_3)^2 \right] \cdot \dot{Z}_{1-2}; \quad (2.7)$$

де I', I'' – дійсні та уявні складові часткових струмів.

Якщо виділити з уявних складових струмів складові, що зумовлені

наявністю додаткових джерел реактивної потужності $I''_{\Phi EC2}, I''_{\Phi EC3}$, то

$$\Delta \dot{S}_{1-2} = 3 \cdot \left[\left(I'_1 + I'_2 + I'_3 \right)^2 + \left(I''_{p1} + I''_{p2} + I''_{p3} \right)^2 - \left\{ 2 \left(I''_{p1} + I''_{p2} + I''_{p3} \right) \left(I''_{\Phi EC2} + I''_{\Phi EC3} \right) - \left(I''_{\Phi EC2} + I''_{\Phi EC3} \right)^2 \right\} \right] \cdot \dot{Z}_{1-2}. \quad (2.8)$$

З (2.8) видно, що на величину зменшення втрат потужності за рахунок використання ФЕС впливає не тільки їх поточна потужність $Q_{\Phi EC}$, але, що більш важливо, співвідношення між реактивними складовими струмів навантаження I''_p та струмів, які зумовлені дією ФЕС $I''_{\Phi EC}$ (зазначені струми є суто реактивними у припущенні про відсутність поперечної складової спадів напруги в ЕМ і чисельно рівні відповідним задаючим струмам $\dot{J}_{\Phi EC2}, \dot{J}_{\Phi EC3}$).

Виходячи з (2.8), втрати потужності в ЕМ після використання ФЕС в режимі генерування реактивної потужності можуть бути подані у вигляді двох складових:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma_{\Phi EC}} = \Delta \dot{S}_{\Sigma} - \delta \dot{S}_{\Phi EC}, \quad (2.9)$$

перша з яких є втратами потужності в ЕМ до використання ФЕС, а друга – визначає ступінь зменшення втрат за рахунок їх використання.

Виділивши останню складову з (2.9) та виконавши ряд перетворень, аналогічно до [58], можна отримати вирази, що характеризують зменшення втрат в ЕМ від використання ФЕС у окремих вузлах ЕМ:

$$\begin{aligned} \delta \dot{S}_{(I''_{\Phi EC2})} &= 3 I_{\Phi EC2}''^2 \left[\left(\frac{2 I_{\Sigma}'' - I_{\Phi EC2}''}{I_{\Phi EC2}''} \right) - \left(\frac{I_{\Phi EC3}''}{I_{\Phi EC2}''} \right) \right] Z_{0-1}; \\ \delta \dot{S}_{(I''_{\Phi EC3})} &= 3 I_{\Phi EC3}''^2 \left[\left(\frac{2 I_{\Sigma}'' - I_{\Phi EC3}''}{I_{\Phi EC3}''} \right) - \left(\frac{I_{\Phi EC2}''}{I_{\Phi EC3}''} \right) \right] Z_{0-1}, \end{aligned} \quad (2.10)$$

де $I_{\Sigma}'' = (I_{p1}'' + I_{p2}'' + I_{p3}'')$ – сумарний реактивний розрахунковий струм (без врахування ФЕС), що протікає по заданій вітці ЕМ.

Узагальнюючи вирази (2.10) та вводячи позначення по аналогії з [58] отримуємо:

$$\delta \dot{S}_k(I_{\Phi ECi}'') = 3I_{\Phi ECi}''^2 \left[\frac{2 \sum_{j \in N_k} I_{pj}'' - I_{\Phi ECi}''}{I_{\Phi ECi}''} - \frac{\sum_{\substack{j \in N_k \\ j \neq i}} I_{\Phi ECj}''}{I_{\Phi ECi}''} \right] Z_k, \quad (2.11)$$

де k – номер вітки електричної мережі; N_k – множина вузлів ЕМ, що отримують живлення даною віткою.

З (2.11) видно, що зменшення втрат потужності в поздовжній частині лінії електропередач від використання i -ї ФЕС залежить не тільки від значення її струму, але і від значень розрахункових струмів навантаження та струмів від інших ФЕС, що протікають цією лінією. Ця обставина обов'язково має враховуватися для ефективного вибору потужності генерованої ФЕС від місця їх встановлення. Величину цього впливу можна охарактеризувати коефіцієнтами впливу:

$$\gamma_k^+(I_{\Phi ECi}'') = 2 \sum_{j \in N_k} \frac{I_{pj}''}{I_{\Phi ECi}''} - 1; \quad \gamma_k^-(I_{\Phi ECi}'') = \sum_{\substack{j \in N_k \\ j \neq i}} \frac{I_{\Phi ECj}''}{I_{\Phi ECi}''}. \quad (2.12)$$

Вказані коефіцієнти можуть приймати довільні значення в залежності від величини та напрямку розрахункових струмів навантаження та струмів ФЕС, що протікають k -ою ЛЕП і зумовлені перетоками реактивної потужності до (від) окремих ТП 10/0,4 кВ. При цьому, $\gamma_k^+ > 0$ вказують на наявність позитивного ефекту від використання ФЕС, $\gamma_k^- > 0$ – на величину

його зменшення за рахунок впливу ФЕС у суміжних вузлах (ТП 10/0,4 кВ). Виходячи з цього, лише у випадку $\gamma_k^- = 0$ (тобто відсутності перетоків від інших ФЕС у даній вітці) місце встановлення та реактивна потужність ФЕС може обиратися виходячи з електричної відстані від відповідної ТП 10/0,4 кВ до центру живлення.

З урахуванням (2.12) вираз для визначення сумарного ефекту зменшення втрат потужності у ЕМ від використання ФЕС у i -му вузлі ЕМ може бути переписаний у такому вигляді:

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}(I_{\Phi E C i}) = \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \delta \dot{S}_k(I_{\Phi E C i}) = \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[3I_{\Phi E C i}^{\prime \prime 2} (\gamma_k^+(I_{\Phi E C i}^{\prime \prime}) - \gamma_k^-(I_{\Phi E C i}^{\prime \prime})) \dot{Z}_k \right]. \quad (2.13)$$

де $\mathbf{M}_i$ – множина віток електричної мережі, що з'єднують центр живлення з вузлом встановлення i -ої КУ.

Виходячи з коефіцієнтів чутливості (2.12) можна підібрати фрагмент електричної мережі та ТП 10/0,4 кВ, для яких використання ФЕС буде максимально ефективним, а використовуючи (2.13) – підібрати реактивну потужність ФЕС, що забезпечить максимальний ефект зменшення втрат у заданому режимі та електроенергії за певний проміжок часу.

2.2.3. Визначення оптимальних реактивних потужностей, що генеруються ФЕС в розподільних ЕМ на підставі аналізу чутливості

Розглянемо задачу оптимізації потужностей ФЕС за реактивною потужністю за критерієм мінімуму втрат.

Місце встановлення ФЕС визначено заздалегідь технічними умовами на приєднання. Тому постає задача визначення оптимальної реактивної потужності ФЕС, тобто такої, що забезпечить у характерних режимах мінімальні втрат потужності в ЕМ. Для прийняття остаточного рішення щодо реактивних потужностей ФЕС доцільно скористатися методом аналізу

чутливості.

Використовуючи (2.11) запишемо вираз зменшення втрат потужності в ЕМ за рахунок генерування реактивної потужності ФЕС, яка встановлена у вузлі 3:

$$\begin{aligned} \delta \dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC3}) = & 3I''_{\Phi ECi} \left[\frac{2(I''_{p1} + I''_{p2} + I''_{p3}) - I''_{\Phi EC3}}{I''_{\Phi EC3}} - \frac{I''_{\Phi EC2}}{I''_{\Phi EC3}} \right] Z_{0-1} + \\ & + 3I''_{\Phi ECi} \left[\frac{2(I''_{p1} + I''_{p2} + I''_{p3}) - I''_{\Phi EC3}}{I''_{\Phi EC3}} - \frac{I''_{\Phi EC2}}{I''_{\Phi EC3}} \right] Z_{1-2} + \\ & + 3I''_{\Phi ECi} \left[\frac{2(I''_{p1} + I''_{p2} + I''_{p3}) - I''_{\Phi EC3}}{I''_{\Phi EC3}} \right] Z_{2-3}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Після нескладних перетворень:

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC3}) = 3I''_{\Phi ECi} \left[\frac{2I''_{p1}}{I''_{\Phi EC3}} Z_{0-1} + \frac{2I''_{p2} - I''_{\Phi EC2}}{I''_{\Phi EC3}} (Z_{0-1} + Z_{1-2}) + \frac{2I''_{p3} - I''_{\Phi EC3}}{I''_{\Phi EC3}} (Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3}) \right], \quad (2.15)$$

або помноживши вираз у дужках на $I''_{\Phi EC3}$:

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC3}) = 3I''_{\Phi ECi} \left[\frac{(2I''_{p1})Z_{0-1} + (2I''_{p2} - I''_{\Phi EC2})(Z_{0-1} + Z_{1-2}) + (2I''_{p3} - I''_{\Phi EC3})(Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3})}{I''_{\Phi EC3}} \right], \quad (2.16)$$

Узагальнюючи на електричну мережу довільної конфігурації:

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi ECk}) = 3I''_{\Phi ECk} \left[\sum_{i=1}^n (2I''_{pi} - I''_{\Phi ECi}) \sum_{j \in \mathbf{M}_{ki}} Z_j \right], \quad (2.17)$$

де $\mathbf{M}_{ki}$ – множина спільних віток заступної схеми електричної мережі на шляху між центром живлення i -им вузлом та вузлом k встановлення ФЕС:

$$\mathbf{M}_{ki} = \mathbf{M}_k \cup \mathbf{M}_i.$$

Чутливість втрат потужності $\Delta\dot{S}$ до зміни струму (потужності) окремої ФЕС $I''_{\Phi ECk}$ характеризує відповідна похідна. Для її визначення для ФЕС, що встановлена у вузлі 3 схеми (рис. 2.12) скористаємося виразами (2.9) та (2.16):

$$\frac{\partial \Delta\dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC3})}{\partial I''_{\Phi EC3}} = -6 \left[\frac{(I''_{p1})Z_{0-1} + (I''_{p2} - I''_{\Phi EC2})(Z_{0-1} + Z_{1-2}) + (I''_{p3} - I''_{\Phi EC3})(Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3})}{(I''_{p3} - I''_{\Phi EC3})(Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3})} \right], \quad (2.18)$$

або узагальнюючи на розімкнену мережу довільної конфігурації:

$$\frac{\partial \Delta\dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi ECk})}{\partial I''_{\Phi ECk}} = -6 \sum_{i=1}^n \left[(I''_{pi} - I''_{\Phi ECi}) \sum_{j \in \mathbf{M}_{ki}} Z_j \right]. \quad (2.19)$$

Використовуючи вирази (2.19) для всіх m перспективних місць встановлення джерел реактивної потужності, визначених згідно наведеного вище, може бути сформовано систему лінійних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \Delta\dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC1})}{\partial I''_{\Phi EC1}} = 0; \\ \frac{\partial \Delta\dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi EC2})}{\partial I''_{\Phi EC2}} = 0; \\ \dots \\ \frac{\partial \Delta\dot{S}_{\Sigma}(I''_{\Phi ECm})}{\partial I''_{\Phi ECm}} = 0, \end{array} \right. \quad (2.20)$$

розв'язання якої дозволяє визначити оптимальні потужності ФЕС, встановлених у відповідних вузлах. При цьому розмірність системи рівнянь визначається лише кількістю місць встановлення ФЕС.

Таким чином, розроблений метод, що базується на аналізі чутливості втрат потужності в ЕМ дозволяє однозначно характеризувати можливість і доцільність використання ФЕС для компенсації реактивної потужності, як

найбільш впливового заходу зі зменшення втрат для цього фрагменту електричних мереж за енергетичним критерієм.

2.3 Еквівалентування для розв’язання задачі взаємовпливу мереж різних класів напруги

Потужність сучасних ФЕС сягає 5–10 МВт і більше. Якщо станцій такої потужності на збірні шини підстанції під’єднується декілька, то це суттєво впливає на режими електричних мереж вищої напруги. Якщо для розрахунків мережі вищої напруги формувати розрахункову модель включно з розподільною мережею та ВДЕ, то це громіздко і вимагає створення відповідної системи ОІК [59]. Очевидно, що ОІК доцільно створювати одночасно з засобами інтелектуалізації електричних мереж. Як перший етап цього процесу варто використати еквівалентування мереж нижчої напруги для дослідження взаємовпливу мереж різних класів напруги.

Використання методів еквівалентування в задачах розрахунку режимів електричної системи з ЛЕС передбачає виділення в цій системі окремих підсистем – мереж нижчих класів напруги з відновлюваними джерелами енергії.

Відомо багато методів створення моделей еквівалентів [60], [61]. З метою вибору з них метода, який би забезпечив мінімальну похибку моделі і розрахунку режимів локальної електричної системи проаналізуємо методи розбиття складної електричної системи на підсистеми та методи заміни окремих з цих підсистем спрощеними – еквівалентними початковим,

Виділення зі схеми ЛЕС здійснюється як по вітках, так і по вузлах. Розповсюдженні методи виділення електричних мереж з ВДЕ (ЕМ ВДЕ) зі схеми ЛЕС (див. рис. 2.13):

- при яких ЕМ ВДЕ мають загальну точку (наприклад, коли ЕМ ВДЕ зв’язані між собою в одному вузлі);

- ділення після якого ЕМ ВДЕ з'єднані між собою послідовно;
- ділення після якого повністю усувається зв'язок між ЕМ ВДЕ ;
- ділення при якому в початковій схемі ЛЕС виділяються приграничні вузли.

приграничні вузли.

При виділенні ЕМ ВДЕ в складі ЛЕС суттєвими є кількість і розміри ЕМ ВДЕ, тому що від цього залежить складність процесу визначення режимів їх роботи. Оптимальним є таке виділення ЕМ ВДЕ при якому загальний час на отримання рішення буде мінімальний. З метою зменшення часу розрахунку, знаходження параметрів оптимального, наприклад за показником загальносистемних втрат активної потужності в ЛЕС, в початковій складній схемі ЛЕС виділені ділянки ЕМ ВДЕ замінюються значно спрощеними їх еквівалентами. Таким чином розрахункова схема ЛЕС також спрощується [62].

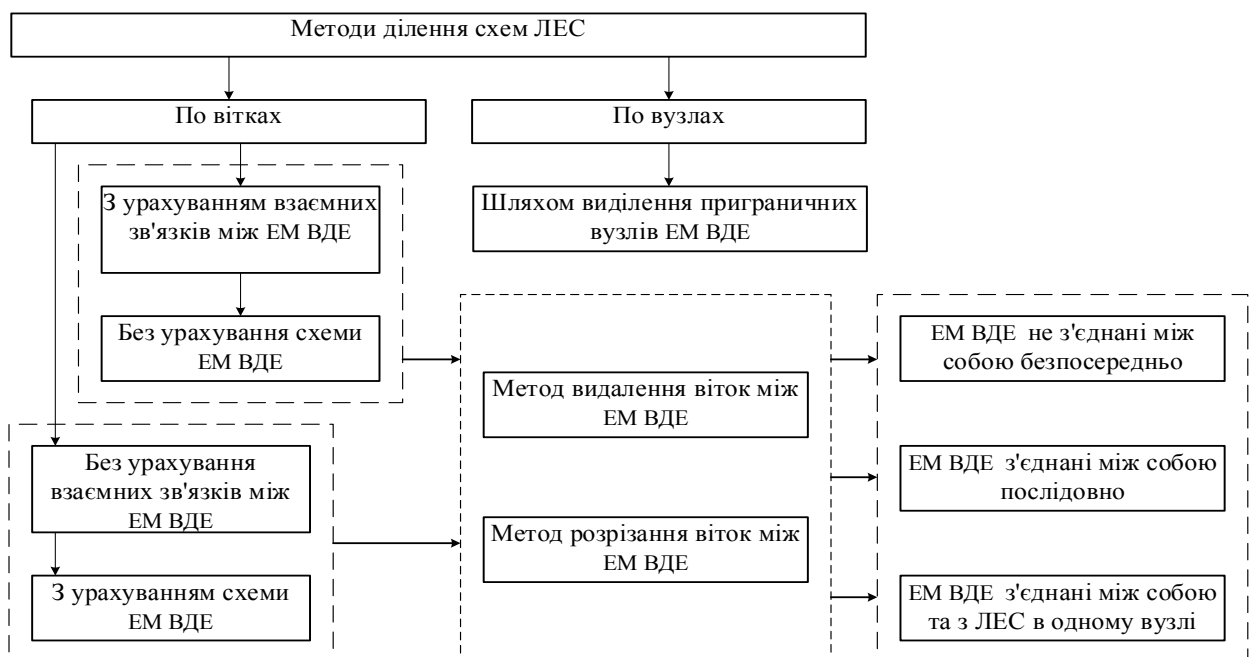


Рисунок 2.13 – Методи виділення ЕМ ВДЕ з ЛЕС

Аналіз існуючих методів еквівалентування потрібен для визначення можливості його застосування в задачах розрахунку режимів як ЛЕС, так і

ЕМ ВДЕ в їх складі (рис. 2.14).

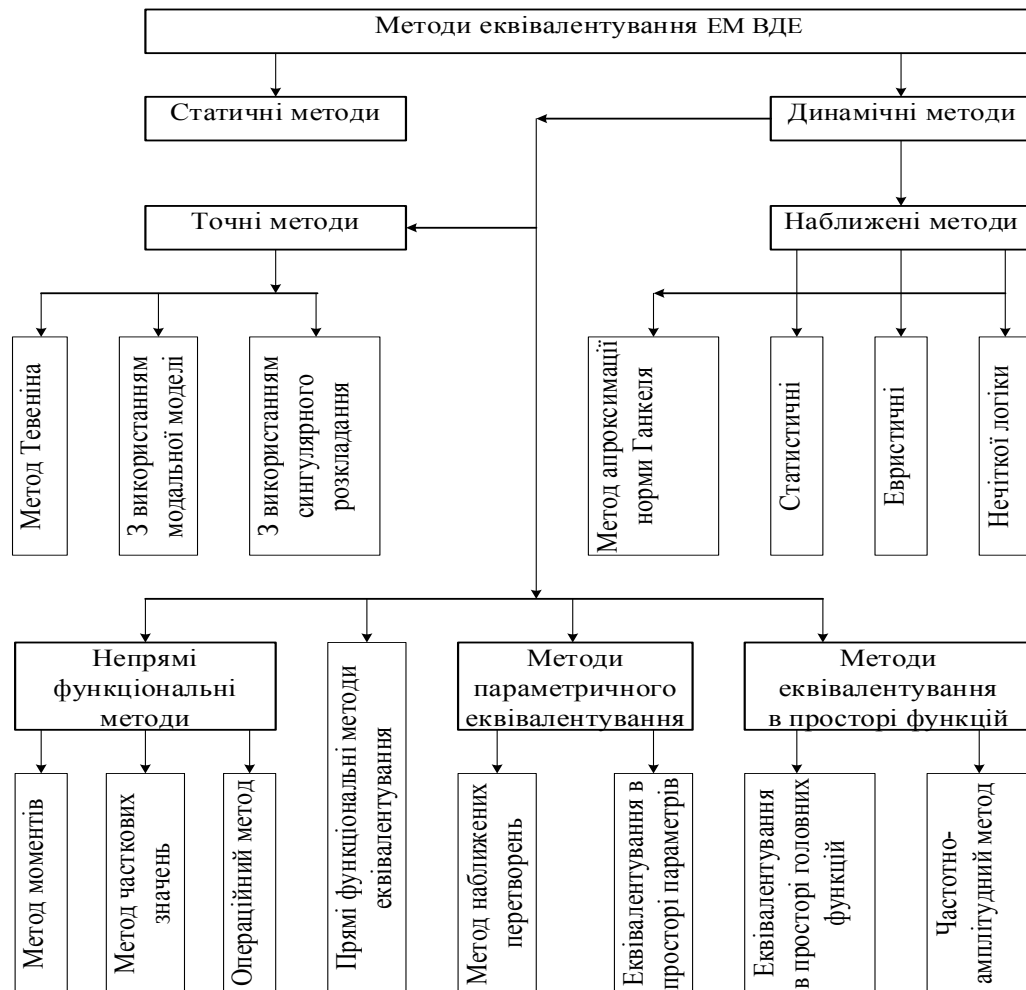


Рисунок 2.14 – Методи еквівалентування

Знаходження аналітичних виразів залежності напруг та потужностей на виході ЕМ ВДЕ від часу та від струмів навантажень у випадку коли не завжди відомі параметри структурної схеми ЕМ ВДЕ може виявитись надто складним. Тому цей метод для практичного використання може бути використаним лише при простій структурі ЕМ ВДЕ.

Перевагою прямого функціонального методу є можливість прямого оцінювання точності еквівалентного процесу в ЕМ ВДЕ, а також в тому, що відповідна цьому оцінюванню оптимальна сукупність параметрів еквівалентної моделі ЕМ ВДЕ отримується автоматично без додаткового

пошуку.

Прямі функціональні методи забезпечують мінімум квадратичного відхилення параметрів результатів моделювання з використанням еквівалентної моделі від результатів моделювання на початковій моделі.

У методі моментів необхідні параметри визначаються простіше ніж у прямому методі, але залишається складність визначення аналітичного виразу залежності реакції ЛЕС на збурювальні процеси [63].

Операційний метод може використовуватись тільки для лінеаризованих моделей ЕМ ВДЕ. Втрата інформації у зв'язку з використанням лінеаризованих моделей ЛЕС, як критерій еквівалентності, неминуче призведе до додаткової похибки.

Методи параметричного еквівалентування застосовується для перетворення різних схем. Наближене мережеве еквівалентування відноситься лише до параметрів зв'язків електричних систем.

Метод еквівалентування в просторі параметрів не зв'язаний з лінеаризацією системи і базується на відмінній від інших характеристиці головних елементів ЕМ ВДЕ, достатньою кількістю важливих параметрів, з урахуванням того або іншого усталеного режиму.

Метод вузлової ліквідації реалізується на моделюванні навантаження з постійним опором і вилученні їх, використовуючи спеціальний алгоритм для еквівалентування. Метод модального вузла реалізується на спрощенні системи шляхом об'єднання однакових режимів і вилучення режимів, що не є спільними для загальної групи режимів. Метод когерентності реалізується на визначенні однотипних генераторів і об'єднання їх в єдиний еквівалентний генератор.

Для всіх вище згаданих методів необхідна детальна інформація про структуру і параметри мережі. Проте, в реальній системі така інформація не є доступною і повною, особливо у випадку РДЕ.

Метод ідентифікації може розв'язати цю проблему, розглядаючи

систему як чорний ящик (чотириполіусник). Він безпосередньо впливає на еквівалентні моделі енергосистеми і базується на збережених вхідних/вихідних даних.

Аналітичні моделі дозволяють отримати або явні залежності для шуканих величин, або, у тому разі, коли це не вдається, визначити чисельні рішення для конкретних початкових умов і кількісних характеристик моделі. Для вирішення таких завдань широко використовуються ЕОМ [64]. Проте синтез аналітичних моделей для великих ЛЕС складний. У зв'язку з цим використовується імітаційне моделювання, яке розглядається як експеримент зі складною математичною моделлю, яка описує поведінку системи, реалізований на ЕОМ, тобто моделюється натурний експеримент.

Тому перспективними є методи імітаційного моделювання. Імітаційна модель ЕМ ВДЕ С в складі ЛЕС має такі особливості: меншу розмірність (порівняно з ЛЕС) по кількості змінних і зв'язків між елементами моделі; стохастичний характер навантажень та генерування РДЕ у вузлах ЕМ ВДЕ, нелінійність, обмеження різних типів (за генерованою потужністю РДЕ, пропускною здатністю ЛЕП та навантажувальною здатністю трансформаторів, за рівнями напруг у вузлах ЕМ ВДЕ і т. п.

Імітаційне моделювання дозволяє: експериментально дослідити складні внутрішні взаємодії в досліджуваній ЕМ ВДЕ і, водночас взаємодії різних ЕМ ВДЕ в складі ЛЕС; вивчати вплив на функціонування ЛЕС інформаційних та організаційних змін, змін характеру взаємодії із зовнішнім середовищем; краще зрозуміти процеси зміни параметрів в ЛЕС, викликані змінами режимів ЕМ ВДЕ; оцінити які з ЕМ ВДЕ найбільш впливають на загальносистемні показники (наприклад на загальносистемні втрати активної потужності) і як вони взаємодіють; оцінювати поведінку ЛЕС в нових ситуаціях, перевіряти нові стратегії та правила прийняття рішення оперативно-диспетчерським персоналом; проводити стохастичне моделювання, зокрема методом Монте-Карло.

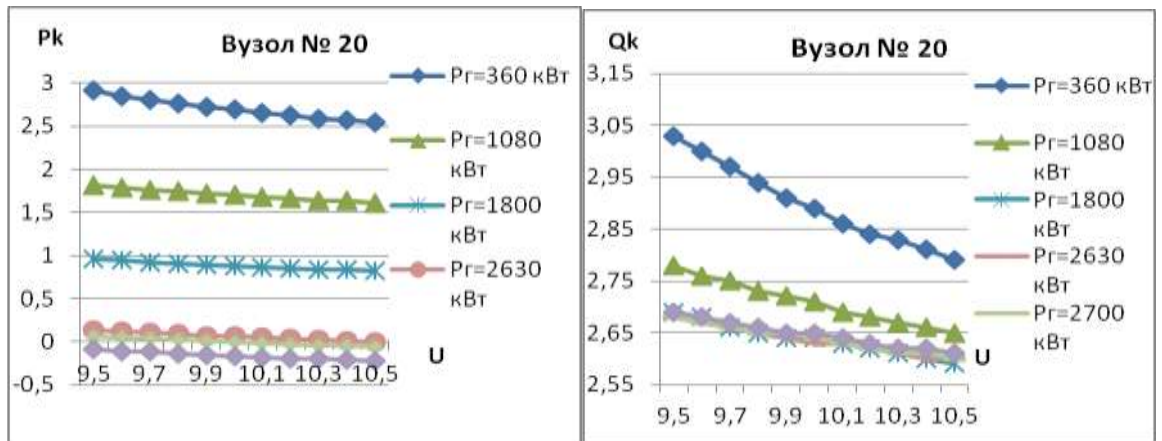
Отже, імітаційне моделювання орієнтоване не тільки на дослідження заданої моделі, а й на ідентифікацію параметрів і в цьому сенсі є аналогом натурного моделювання [65].

2.4 Оцінювання взаємовпливу за узагальненими характеристиками у точці приєднання

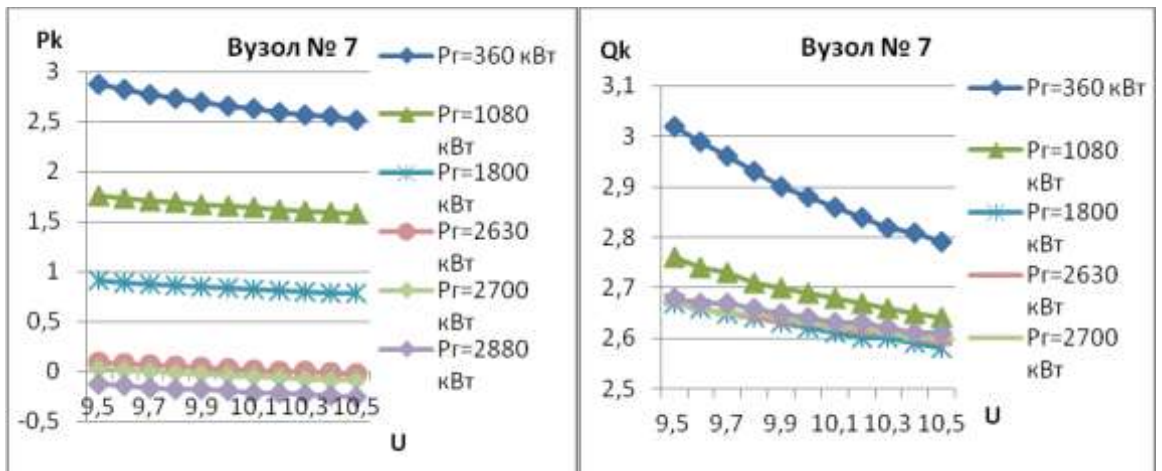
Як приклад, дослідження впливу РДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж показана схема мережі (рис. 2.3). За допомогою розрахунків цієї мережі можемо показати, як змінюються перетоки потужностей на головні ділянки схеми в залежності від місця розташування і потужності РДЕ. Головна ділянка це лінія між вузлами 1000 та 1302 (як показано на схемі), де P_k і Q_k параметри вузла 1302.

Ми врахували, що у кожному з розрахункових вузлів (20, 7, 10) потужність генерації поступово збільшується, при цьому покриваючи потужність навантаження вузла, і певну частину потужності віддається в мережу.

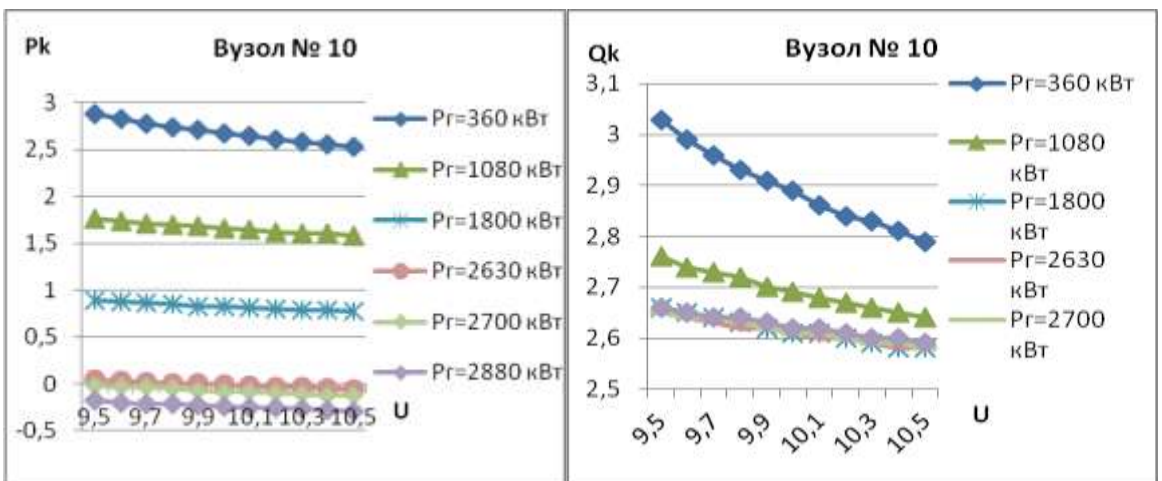
На рисунку 2.15 показано залежності P і Q від U в межах $\pm 5\%$. На графіках зображено як змінюються перетоки потужностей в залежності від трьох варіантів місця підключення РДЕ (вузли 20, 7, 10) та від збільшення потужності генерування. На графіках, які стосуються активної потужності, видно, що коли згенерована потужність повністю покриває навантаження вузла, то надлишкова потужність починає протікати у зворотному напрямку до електричної мережі, змінюючи при цьому перетоки.



а)



б)



в)

Рисунок 2.15 – Залежність перетоків потужності на головній ділянці від потужності РДЕ

Для перевірки того, як залежать перетоки потужності на головній ділянці від місця розташування РДЕ, а саме віддаленість вузла РДЕ від головної ділянки, зображено графіки на рис. 2.16. Враховано, що $U=10$ кВ. З графіків видно, що віддаленість вузла в якому встановлено РДЕ суттєво не впливає на зміну перетоків потужності на головній ділянці [64], [66].

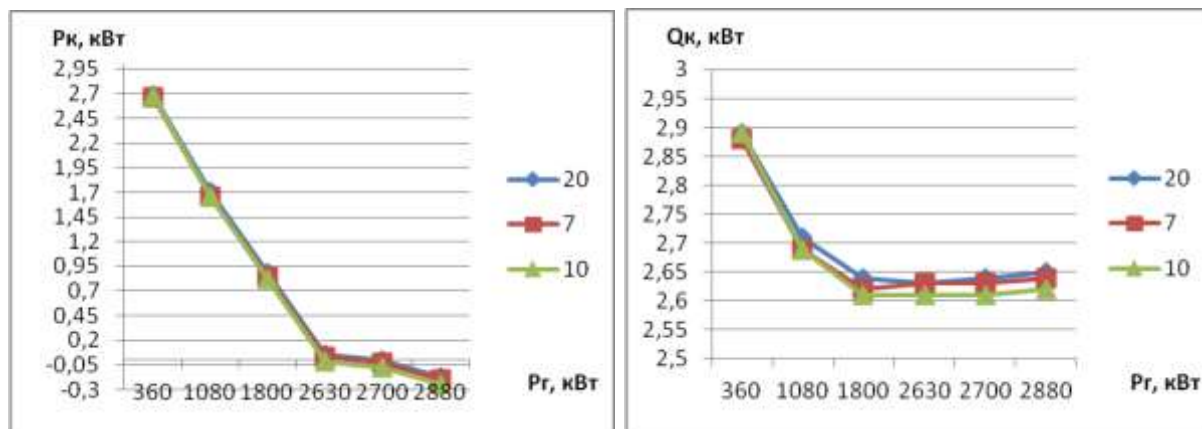


Рисунок 2.16 – Залежність перетоків потужності на головній ділянці від місця розташування РДЕ

2.5 Висновки по розділу 2

1. Енергоефективність електричної мережі залежить, в тому числі, від потужності ВДЕ. Важливим є визначити її значення в контексті забезпечення параметрів мережі в межах, встановлених нормативними документами, а також участі ВДЕ в плануванні і підтримці балансу потужності та електроенергії в ЕЕС. Запропонований метод формування оптимального значення потужності ВДЕ пристосований до визначення значень їх потужності і характеру їх зміни, коли критерієм оптимальності є втрати електроенергії в мережі. Отримані залежності втрат потужності та електроенергії дозволяють прогнозувати їх значення в балансі ЕЕС.

2. У відповідності до кодексу електричних мереж передбачено керування реактивною потужністю в ЛЕС і напругою. Розроблено модель

компенсації реактивної потужності в електричній мережі і запропоновано вдосконалену систему керування інвертором СЕС. Результати моделювання режиму дозволяють встановити залежності для підтримання сталого значення генерованої реактивної потужності з заданим коефіцієнтом потужності.

3. Показано, що еквівалентування для розв'язання задачі взаємовпливу мереж різних класів напруги має важливе значення. Використання методів еквівалентування в задачах розрахунку режимів електричної системи з ЛЕС передбачає виділення в цій системі окремих підсистем – мереж нижчих класів напруги з відновлюваними джерелами енергії. Таким чином, забезпечується можливість оперативно оцінити вплив ВДЕ в електричних мережах нижчої напруги на параметри ЕЕС, в тому числі на баланс потужності та електроенергії, рівні напруги та втрати електроенергії.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ І ОЦІНЮВАННЯ ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ З ВДЕ ДО ЇХ НОРМАТИВНИХ ЗНАЧЕНЬ

3.1 Натурно-імітаційне моделювання для оцінювання взаємовпливу мереж різних класів напруги

Через труднощі, що пов'язані з отриманням даних для моделей електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії (ЕМ ВДЕ), перспективним напрямком є використання методів натурно-імітаційного моделювання (НІМ) для створення їх моделей, які можуть бути використані під час аналізу та оцінювання режимів електричних мереж на відповідність їх параметрів нормативним значенням в умовах неповноти початкових даних. В цьому випадку доцільно використовувати натурно-імітаційне моделювання [68], [69], [70].

Під час імітаційного моделювання відтворюється процес функціонування ЕМ ВДЕ в часі – поведінка ЕМ ВДЕ, причому імітуються режими, складові параметри процесу добових змін вузлових струмів та напруг, зі збереженням їх логічної структури і послідовності протікання цих процесів, що дозволяє за початковими даними отримати відомості про режим ЕМ ВДЕ в певні моменти часу, що дає можливість оцінити характеристики ЕМ ВДЕ. Імітаційні моделі дозволяють досить просто враховувати такі фактори, як наявність дискретних (параметри схеми ЕМ ВДЕ) і безперервних (вузлові струми та напруги) параметрів, нелінійні характеристики елементів ЕМ ВДЕ, численні випадкові впливи (наприклад пошкодження) та інше, які часто створюють труднощі під час аналітичних досліджень режимів. В наш час імітаційне моделювання режимів ЕМ ВДЕ – найбільш ефективний метод

дослідження, а часто і єдиний практично доступний метод отримання інформації про поведінку ЕМ ВДЕ, особливо в задачах її проектування та диспетчерського керування режимами.

До переваг імітаційного моделювання ЕМ ВДЕ в порівнянні з аналітичними моделями можна віднести:

1. Можливість багаторазового дослідження необхідних параметрів моделі ЕМ ВДЕ;

2. Можливість дослідження складних сценаріїв поведінки ЛЕС.

Характерною особливістю НІМ є те, що в ньому використовується подібність режимів ЕМ. При створенні й випробуванні систем оптимального керування на основі НІМ безперервне функціонування об'єкта керування замінюється набором характерних режимів, що відповідають імітації реально існуючих режимів.

Для забезпечення достовірності НІМ ватро використовувати дані, що отримані за допомогою автоматичних систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) або оперативно-інформаційного комплексу (ОІК). Такі системи передбачають застосування сучасної вимірювальної апаратури, датчиків телеметрії, покращених технологій передавання даних, інтелектуальних лічильників тощо.

Застосування НІМ для короткострокового планування режиму, дозволяє промодельовати максимально можливу кількість змін параметрів ЕМ ВДЕ, за певний проміжок часу, що необхідні для ведення режимів ЛЕС до яких вони підключенні.

На рисунку 3.1 показана блок-схема алгоритму визначення параметрів поточного режиму ЛЕС з використання натурно-імітаційних моделей ЕМ ВДЕ. Початковою інформацією в даному випадку є дані телевимірювань. Формування вектора спостереження передбачає визначення в темпі процесу вузлових напруг, перетоків потужності у вітках і навантаження у вузлах РДЕ та вузлах приєднання ЕМ ВДЕ до ЛЕС. Наступним етапом є перевірка

достовірності, а саме верифікація даних. Вона виконується такими шляхами: порівняння отриманих даних з даними ОІК та АСКОЕ; перевірка виконання законів Кірхгофа по інших вузлах системи. Фільтрацію даних здійснюють для забезпечення достовірності отриманої інформації, а нормалізацію – для її відображення в потрібному форматі даних. Після виконання цих етапів отримується масив даних, який вводять у бібліотеку можливих режимів.

За цими даними в бібліотеці можливих режимів (БМР) проводиться підбір режимів (ситуацій), аналогічних даному, відповідно до наперед обумовлених чинників. Як показники подібності режимів приймається рівність сумарної потужності генерації та споживання навантаження у вузлах ЛЕС, рівність потоків потужності по основних лініях енергосистеми.



Рисунок 3.1 – Блок-схема алгоритму визначення параметрів поточного режиму

Великий обсяг БМР, яка формується протягом тривалого часу на підставі спостережень та комп'ютерного моделювання з вибірковою перевіркою достовірності комп'ютерних моделей режимів (перевіркою співпадіння результатів моделювання з результатами спостережень), дозволяє досить повно встановити статистичні закономірності між параметрами режиму. Крім того, часто можна підібрати режим, подібний поточному з метою визначення основних тенденцій розподілу незалежних змінних, що необхідно при дорахуванні відсутніх параметрів. Після знаходження значень відсутніх незалежних змінних виконується розрахунок режиму, параметри якого піддаються перевірці на допустимість та достовірність. Далі отримані параметри нового режиму вводяться у БМР і відображаються у результатах розрахунків.

Таким чином, значний обсяг БМР (враховуючи можливості сучасних комп'ютерних систем) цілком виправданий, оскільки при цьому значно полегшується аналіз великої кількості реальних ситуацій та режимів [71].

Розглянемо як реалізується запропонований метод на прикладі фрагменту розподільної мережі, в якій використовується джерела електричної енергії, наприклад генератори малих ГЕС, розташовані у вузлах ЛЕС та трансформатори з РПН, розташовані у вітках ЛЕС.

Як зазначається вибір оптимальних умов використання РДЕ, аналіз і оцінка їх впливу на режимні показники електричних мереж різних напруг є дуже актуальними завданнями. При вирішенні цих завдань одним з важливих критеріїв, що характеризують ефективність застосування РДЕ є оцінка змін втрат потужності та електричної енергії. При підключенні РДЕ для оцінки зміни втрат потужності та енергії недостатньо розглядати тільки мережі напругою 6 ... 20 кВ. Однак енергопостачальні компанії (обленерго), в межах яких передбачається впровадження джерел розподіленої генерації, часто не мають необхідної інформації про параметри мереж, що знаходяться на балансі іншої організації, і їх режими і тому не можуть адекватно оцінити

наслідки зміни режимів (наприклад, генерування РДЕ і т. п.). У цьому випадку ефективним способом вирішення поставленого завдання є застосування натурно-імітаційного моделювання.

На кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ розроблено програмний комплекс (ПК) «Втрати», який призначений для розрахунку усталених і оптимальних режимів електричних мереж 110–0,4 кВ з ВДЕ, в тому числі за обмежених вихідних даних [72]. ПК «Втрати» може використовуватись для натурно-імітаційного моделювання для дослідження ефективності розбудови ВДЕ в електричних мережах. В цьому випадку в ньому використовується програмний модуль визначення інтегрального показника якості функціонування як засобу оцінювання рівня енергоефективності електричної мережі з ВДЕ.

3.2 Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності

Для оцінювання ефективності заходів з підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії пропонується застосувати інтегральний показник якості функціонування [73], [74], [75].

Завдяки інтегруванню в одному показнику характеристик різних сторін функціонування електричних мереж (див. рис. 3.2) [76] дозволяє спростити побудову алгоритмів оптимізації розвитку електричних мереж з врахуванням відновлюваних джерел енергії в них.

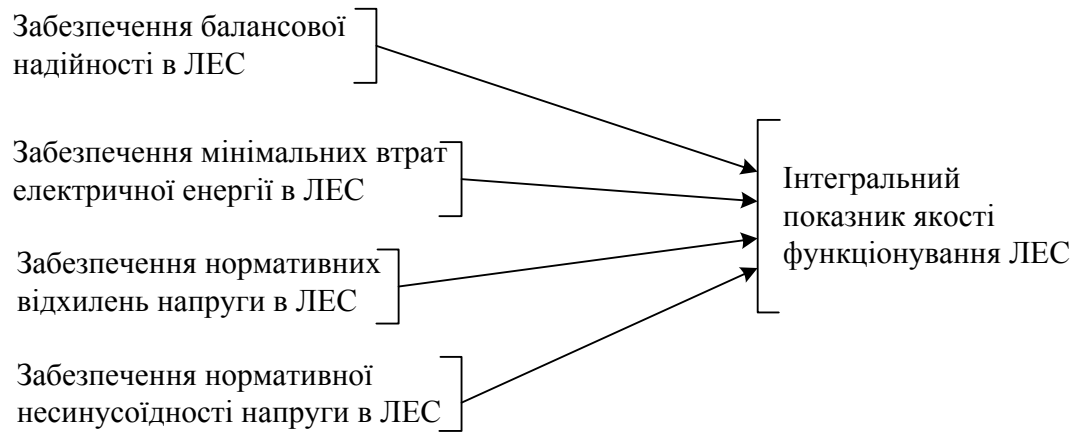


Рисунок 3.2 – Склад інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з ВДЕ

Інтегральний показник оцінюється у відносних одиницях і приймає значення від 0 до 1 (чим вище значення тим краще). За базис приймається «ідеальна» розподільна електрична мережа з теоретично можливим мінімумом втрат активної потужності, з абсолютною надійністю і якістю електроенергії. Отриманий показник дозволяє оцінювати зміну якості функціонування не лише певної розподільних мереж але й, завдяки використанню в якості базису «ідеальної» мережі, дозволяє порівнювати якість функціонування різних за схемою і складом генерувальних і споживчих потужностей розподільних електричних мереж без виконання техніко-економічних розрахунків.

Показник якості електропостачання в загальному вигляді може бути представлений так:

$$E = \sum_{i=m} p_i \prod_{j=n} P_{ij} . \quad (3.1)$$

де p_i – імовірність робочого стану; P_{ij} – імовірність забезпечення нормативного значення параметром j в стані i .

Для отримання необхідного об'єму вихідної інформації для визначення

складових інтегрального показника необхідно проведення розбудови Smart Grid-технологій. Однак на початковому етапі частину інформації можна отримати засобами АСКОЕ. Звичайно лівову частину інформації для оцінювання інтегрального показника необхідно обчислювати з використанням розроблених математичних моделей і реалізованих у програмних продуктах.

На основі інтегрального показника можна розробити математичну модель процесу розбудови ВДЕ в електричній мережі з урахуванням її параметрів і характеристик. Алгоритм оптимізації установленної потужності ВДЕ і розподілення їх в електричній мережі в якості критерію оптимальності застосовує інтегральний показник якості функціонування електричної мережі з ВДЕ. Результатом оптимізації є економічно і технічно доцільні значення потужності ВДЕ з урахуванням природних умов та інвестиційної привабливості регіону, які розосереджені так в електричній мережі, що в ній досягається зменшення втрат електроенергії, покращання якості електроенергії та підвищення надійності електропостачання.

Оскільки диспетчер в процесі керування повинен не тільки притримуватися режимних критеріїв керування, а й прагнути до максимізації економічної ефективності функціонування системи, то цільова функція повинна мати економічну складову прибутків і компенсації в процесі передачі і розподілу електричної енергії. В процесі розбудови і експлуатації електричних мереж і відновлюваних джерел в них прагнуть до максимізації економічної ефективності функціонування локальної електричної системи, то цільова функція повинна містити економічні складові доходів і компенсацій в процесі передачі і розподілу електричної енергії:

$$F = \sum_{j \in M} \left\{ c_j \cdot (W_j^H - W_{j_{нд}} - W_{j_{нк}}) - \sum_{i \in N_0} c'_i \cdot W'_{ji} - f_j \cdot W_{j_{нд}} - d_j \cdot W_{j_{нк}} - \right. \\ \left. - g_j \cdot \Delta W_j \right\} \Rightarrow \max, (3.2)$$

де M – кількість вузлів; N_0 – кількість зв'язків з іншими ЛЕМ; W_j^H – електрична енергія, яку повинен отримати вузол j ; W'_{ji} – електрична енергія, яку отримає вузол j від ЛЕС i ; $W_{j_{\text{нд}}}$ – недовідпущена електроенергія; $W_{j_{\text{нк}}}$ – неякісна електроенергія; ΔW_j – втрати пов'язані з передаванням електроенергії до вузла j ; c_j – питома вартість (тариф) переданої електроенергії споживачам у вузлі j ; c_i – вартість електроенергії отриманої від системи i , ($c'_i = c_i - c_j$); f_j – питомий збиток або компенсація втрат від недовідпуску електроенергії; d_j – питомий збиток або компенсація втрат від неякісної електроенергії; g_j – питома вартість втрат електроенергії.

Якщо в (3.2) відповідні потужності виразити через показник якості функціонування локальної електричної системи, то функція F буде мати вид:

$$F = \sum_{j \in M} \left\{ \begin{aligned} & c_j \cdot W_j^H \cdot E_{*j} - W_j^H (1 - E_{*j}) \sum_{i \in N_0} c'_i k_i - f_j \cdot b_j \cdot W_j^H (1 - E'_{*j}) - \\ & - d_j \cdot b_j \cdot W_j^H (E'_{*j} - E_{*j}) - g_j \cdot W_j^H \cdot (1 - b_j) \sum_{s=1}^N T_s \end{aligned} \right\},$$

де N – кількість віток; $b_j = (1 - E_{*j}) \left(1 - \sum_{i \in N_0} k_i \right)$ – коефіцієнт, який залежить від якості функціонування системи; T_s – коефіцієнт розподілу втрат потужності у вітці s схеми в залежності від потужності у вузлі j [72]; $k_i = \sum_{v=1}^I \frac{W_v}{W'_{ji}} \cdot P[W_v]$ – коефіцієнт, який характеризує пропускну здатність зв'язку між ЛЕС; $P[W_v]$ – імовірність знаходження зв'язку у стані v , який характеризується пропускну здатністю W_v ; $W_{j_{\text{нд}}} = b_j \cdot W_j^H (1 - E'_{*j})$; $W_{j_{\text{нк}}} = b_j \cdot W_j^H (E'_{*j} - E_{*j})$; $\Delta W_m = \sum_{s=1}^N T_s \cdot (W_j^H - W_{j_{\text{нд}}})$.

Приведемо (3.2) до безрозмірного виду. Для цього винесемо за дужки $c_m \cdot W_m^H$ і розділимо на $\sum_{m=1}^M c_m \cdot W_m^H$.

$$F_* = \sum_{m=1}^M \pi_m \cdot \left\{ \begin{aligned} &E_{*m}(D) - \sum_{i \in N_0} c'_{i*} k_i(D) - f_{m*} \cdot b_m(D)(1 - E'_{*m}(D)) - \\ &- d_{m*} \cdot b_m(D)(E'_{*m}(D) - E_{*m}(D)) - g_{m*} \sum_{n=1}^N T_n(D) \cdot (1 - b_m(D)) \end{aligned} \right\}, \quad (3.3)$$

де $\pi_m = \frac{c_m \cdot W_m^H}{\sum_{m=1}^M c_m \cdot W_m^H}$ – вагові коефіцієнти; D – множина заходів з

підвищення енергоефективності.

Отриманий показник характеризує ефективність локальної електричної системи, зумовлену впровадженими заходами з підвищення енергоефективності, по відношенню до "ідеальної" системи.

3.3. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Задача мінімізації затрат на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності розподільної мережі розв'язується під час вибору оптимального варіанту електропостачання. Формулюється задача так: необхідно забезпечити заданий рівень ефективності функціонування локальної електричної системи за мінімальних приведених затратах на реалізацію відповідних заходів.

Споживач повинен отримувати живлення по схемі, в якій можна реалізувати n заходів з підвищення її енергоефективності. Необхідно забезпечити заданий рівень енергоефективності $F'_{зд}$ так, щоб приведені затрати на реалізацію заходів були мінімальними. Математично задача може бути подана так:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(F'_i) \Rightarrow \min \quad (3.4)$$

за обмеження

$$1 - F'_{зд} = \prod_{i=1}^n (1 - F'_i), \text{ або } \ln(1 - F'_{зд}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \quad (3.5)$$

де $Z_i(F'_i)$ – затрати на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності i -тої схеми розподільної мережі;

F'_i – показник ефективності розподільної мережі по відношенню до конкретного споживача;

i – варіант схеми електропостачання конкретного споживача.

Для спрощення розв'язання задачі скористаємось підходом з [77] і перейдемо до відносних одиниць

$$y_i = Z_i(F'_i)_* = \frac{Z_i(F'_i) - Z_{i0}(F'_i)}{Z_{i0}(F'_i)} = \frac{Z_i(F'_i)}{Z_{i0}(F'_i)} - 1 = \bar{Z}_i - 1.$$

Для зведення задачі умовної оптимізації (3.4), (3.5) до задачі на безумовний екстремум використано метод невизначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа має вигляд

$$\partial L(F'_1, \dots, F'_n) = \sum_{i=1}^n y_i + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i),$$

де λ – множник Лагранжа.

Для визначення λ розв'язано систему рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{\partial L(F'_1, \dots, F'_n)}{\partial F'_i} = 0; \\ \ln(1 - F'_{3д}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \end{cases}$$

$$\frac{\partial}{\partial F'_i} \left[\sum_{i=1}^n y_i(F'_i) + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i) \right] = \frac{\partial y_i}{\partial F'} - \lambda \frac{1}{1 - F'_i} = 0.$$

Тоді

$$\partial y_i(F'_i) = \lambda \frac{\partial F'_i}{1 - F'}; \quad y_i(F'_i) = -\lambda \ln(1 - F'_i) + C_i.$$

Після нескладних перетворень отримано

$$\frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n (1 - y_i) + \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_{i0}) = \ln(1 - F'_{3д}).$$

Звідки

$$\lambda = \frac{\left[\sum_{i=1}^n (1 - y_i) \right]}{\left[\ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} \right]}.$$

На основі цього отримаємо систему з n рівнянь з невідомими F'_i :

$$\ln(1 - F'_i) = \frac{1 - y_i}{\sum_{i=1}^n (1 - y_i)} \ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} + \ln(1 - F'_{i0}), \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.6)$$

Розв'язавши систему рівнянь (3.6), отримуємо значення F'_i , які дозволяють обрати перелік заходів з підвищення енергоефективності розподільної електричної мережі з мінімальними приведеними затратами.

3.4 Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ФЕС

3.4.1 Характеристика програмного забезпечення для формування залежностей напруги від навантаження і генерування ВДЕ

Приклад фрагменту схеми ЕМ ВДЕ показано на рисунку 3.3. З метою спрощення на рис. 3.3 не показані деякі вузли. На рис. 3.3 показані: шини відкритого розподільного пристрою напругою 110 кВ Дністровської ГЕС-1 (вузол 806), шини 110 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 1261), шини 10 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 126), шини 10 кВ сонячної електричної станції «Слобода-Бушанська СЕС», «Слобода-Бушанська ГЕС» та навантаження (вузол 8), та шини 10 кВ трансформаторної підстанції «Село Михайлівка» (вузол 140). Повітряні лінії електропередач напругою 110 кВ, які з'єднують вузол 806 з вузлом 1261 умовно показані віткою 806-1261. Силовий трансформатор 110/10 кВ показаний віткою, що з'єднує вузли 126 (напругою 110 кВ) з вузлом 1261 (напругою 10 кВ). Повітряні лінії електропередач напругою 10 кВ, які з'єднують вузол 126 з вузлом 8 та вузол 126 з вузлом 140.

У вузлі 140 розташоване потужне навантаження, яке працює з 0 годин до 4 годин ранку. У вузлі 8 розташовані: сонячна електростанція (СЕС) та мала гідроелектростанція (МГЕС).

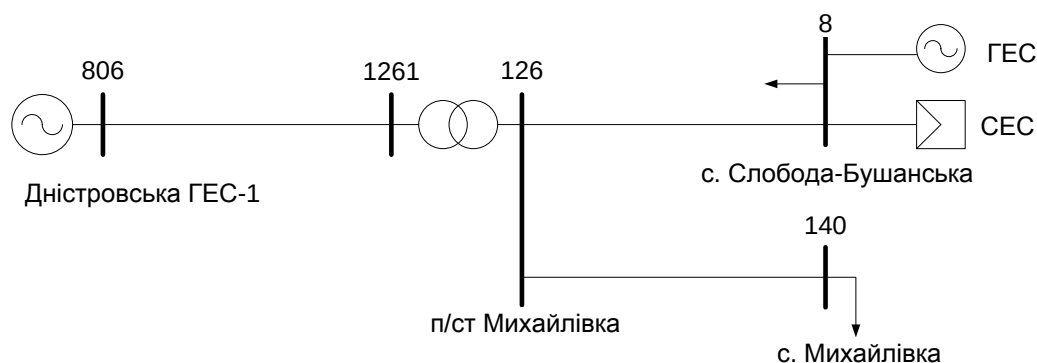


Рисунок 3.3 – Фрагмент електричної схеми з ВДЕ

Схема ЛЕС та її параметри вводяться в програмному комплексі «ВТРАТИ» в якості початкових даних, як це показано на рис. 3.4.

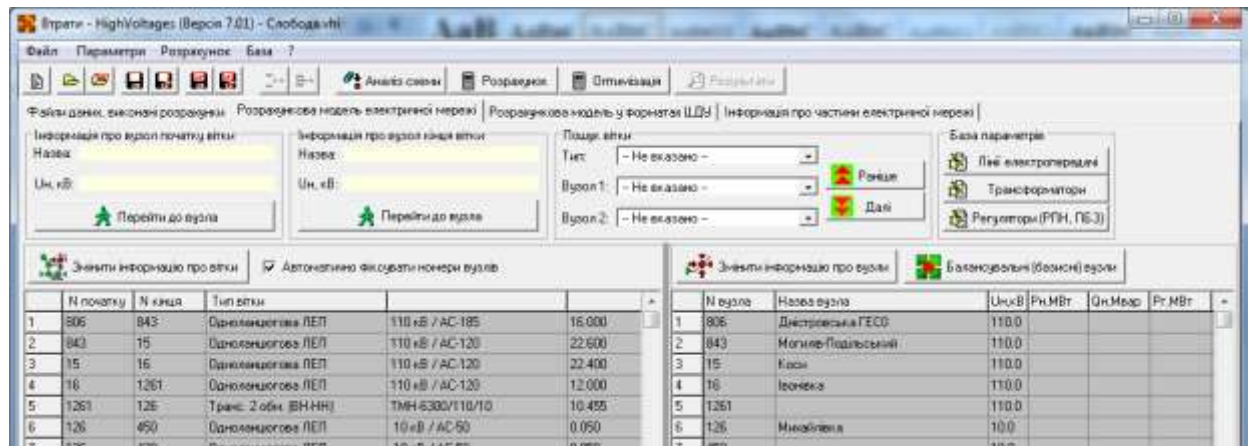


Рисунок 3.4 – Введення початкових даних в програмному комплексі «ВТРАТИ»

На рис. 3.5 та 3.6 показані віконні заставки програмного комплексу «Втрати» з параметрами режимів ЛЕС, які відповідають моменту часу добового графіку навантаження (напруги у вузлах та струми у вітках ЛЕС) [78].

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація						
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
806	Дністровська ГЕС	-2.12	1.12		115.00	0.00
843	Могилів-Подільський				115.01	-0.1
15	Коси				114.93	-0.2
16	Івонівка				114.79	-0.2
1261					114.69	-0.3
126	Михайлівка				10.74	-2.2

Рисунок 3.5 – Результати розрахунків напруг у вузлах ЛЕС в програмному комплексі «ВТРАТИ»

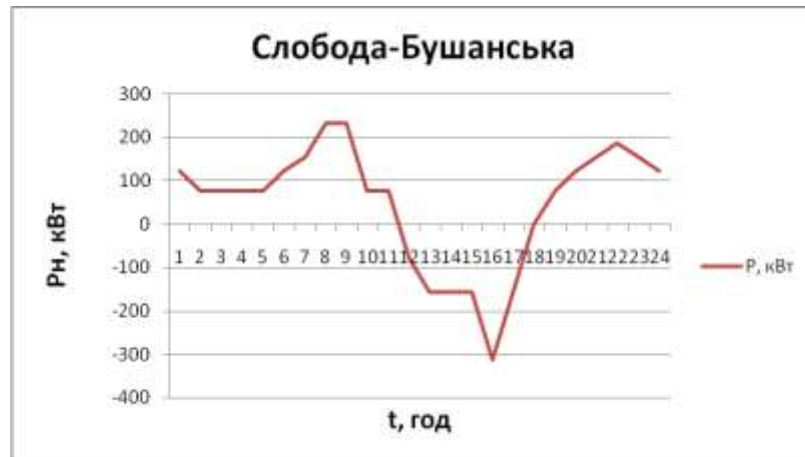
Результати розрахунків всієї мережі									
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки					
Нпочатку	Нкінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
806	843	2.12	-1.12	2.12	-1.12	0.00	0.00	0.012	-0.01
843	15	2.12	-0.42	2.12	-0.42	0.00	0.00	0.011	0.08
15	16	2.12	0.38	2.11	0.37	0.00	0.00	0.011	0.14
16	1261	2.11	0.99	2.11	0.98	0.00	0.00	0.012	0.10
1261	126	2.10	1.13	2.09	1.03	0.01	0.09	0.012	2.46
126	450	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
450	70	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
70	10	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
10	13	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.05

Рисунок 3.6 – Результати розрахунків струмів у вітках в програмному комплексі «ВТРАТИ»

Початковими даними для моделювання є вузлові струми: J_{126} , J_8 , J_{140} . Вхідними даними для комп'ютерного моделювання є повні, активні та реактивні вузлові потужності: S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} . Результатами моделювання є струм вітки $I_{806-1261}$, та вузлові напруги: U_{1261} , U_{126} , U_8 , U_{140} . Потужності S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} змінюються у відповідності до добових графіків вузлових навантажень (рис. 3.7). Добові графіки активної потужності навантажень вузлів 126, 8 та 140 показані на рис. 3.7.



а)



б)



в)

Рисунок 3.7 – Добові графіки навантажень вузлів: а) 126 – п/ст. Михайлівка; б) 8 – с. Слобода-Бушанська; в) 140 – с. Михайлівка

Параметри цих графіків введені в якості початкових даних в ПК «Втрати» (рис. 3.4) у відповідності до виразу

$$j_{\text{ЛЕС}} = \frac{S}{\sqrt{3} \dot{U}_{\text{ЛЕС}}},$$

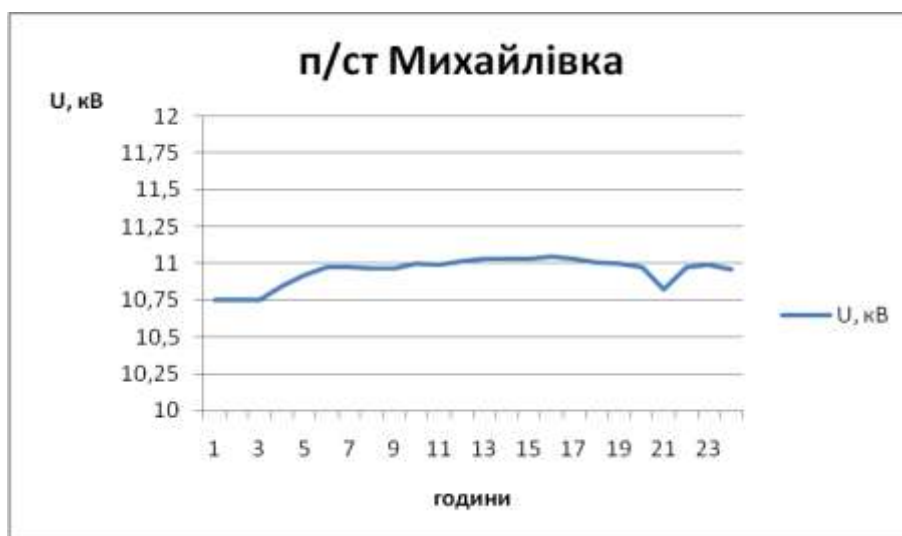
де $j_{\text{ЛЕС}}$ – вузловий струм в ЛЕС, $S_{\text{ВЛЕС}}$ – вузлове навантаження в ЛЕС, $\dot{U}_{\text{ЛЕС}}$ – лінійна напруга у вузлах ЛЕС.

А струм вітки $I_{806-1261}$ знаходиться, як сума струмів віток:

$$I_{806-1261} = I_{806-843} + I_{843-15} + I_{15-16} + I_{16-1261}.$$

Як видно з рис. 3.7 вузлова потужність 126 та 8 вузлів може змінювати свій знак в залежності від режиму (споживання або генерації) цих вузлів і часу доби. Навантаження вузла 140 різкозмінне і значно зростає в нічний час. Водночас генерація вузла 8 значно зростає в денний час [62], [79].

Результати розрахунків режимів ЛЕС з використанням програмного комплексу «Втрати» у вигляді добових змін напруг показані на рис. 3.8.



а)



б)



в)

Рисунок 3.8 – Зміна напруги у вузлах: а) 126 – п/ст. Михайлівка; б) 8 – с. Слобода-Бушанська; в) 140 – с. Михайлівка

Як бачимо (рис. 3.8), під час роботи СЕС напруга у вузлі 8 зростає з 10,92 кВ до 11,34 кВ, а під час роботи потужних споживачів у вузлі 140 зменшується з 10,86 кВ до 10,21 кВ. Використання ГЕС у вузлі 8 в нічний час дозволяє збільшити напругу у вузлах 126, 8, 140. А відключення ГЕС у денний час дозволить зменшити напругу та накопичувати воду у верхньому б'єфі. Також регулювати напругу можна за допомогою РПН трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів і т.п. Дністровської ГЕС-1 (вузол 806) та РПН трансформатора підстанції Михайлівка. Використання еквівалентів дозволило значно спростити розрахункову схему ЛЕС і отримати погодинні режими ЛЕС, які можуть бути використані у базі режимів ЕЕС та під час оперативного керування режимами ЕЕС з урахуванням можливих змін напруг у вузлах ЛЕС [83].

Оскільки останнім часом в Україні, як і у світовій практиці зростає роль ВДЕ в балансі електроенергії. Це зумовило зростання частки розосередженого генерування електроенергії в енергетичному балансі енергосистем України. Також це змусило розробляти програмне забезпечення для оптимізації режимів ЕЕС з ВДЕ. ПК «Втрати» пристосований для такого виду розрахунків.

Рисунок 3.9 – Розрахункова модель ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

Попередньо, виходячи з вільних площадок і запасів біогазу, намічено збудувати дві черги когенераційної установки 2x10 МВт, і СЕС сумарно 20 МВт. СЕС може розміщатися по території з одиничною потужністю 5–10 МВт. Розглядаються режими максимальних і мінімальних навантажень. Планується, що в режимі максимальних навантажень локальна система має бути збалансована і з ЕЕС споживатиметься мінімальна кількість електроенергії, а в режимі мінімальних навантажень в ЛЕС надлишок електроенергії має передаватися в ЕЕС. Такі можливості мають бути забезпечені без відхилення параметрів режиму від їх нормативних значень.

3.4.2.1 Режим максимальних навантажень

Розглянемо результати розрахунків таких на прикладі ПС 110/35/10 кВ за рівнів напруги на шинах 110 кВ – 120 та 116 кВ (такі рівні підтримуються системним оператором розподілу електроенергії). Аналіз виконано для таких випадків: без генерування когенераційної установки (КУ), з генеруванням КУ першої черги потужністю 10 МВт за умови підтримування генераторами КУ напруги на шинах 10 і 35 кВ в допустимих межах та за умови підтримування номінальних параметрів генераторів КУ.

Максимальне навантаження на ПС110/35/10 кВ (без врахування втрат потужності) складає на шинах 10 кВ $S=20,9+j10,1$ МВА, а на шинах 35 кВ $S=6,4+j2,8$ МВА.

На рис. 3.10 наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень *без когенераційного генерування* (КГ) за напруги на шинах вищої напруги ПС 110/35/10кВ 119,6 кВ, що відповідає напрузі 120 кВ на шинах 110 кВ ЕЕС. На ПС 110/35/10кВ споживається $29,880+j8,172$ МВА, коефіцієнт трансформації $U_{ВН}/U_{НН} = 11,2$, напруга на шинах нижчої напруги (НН) 10,0 кВ, напруга на шинах середньої напруги (СН) 35,0 кВ.

На рис. 3.11 наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень з когенераційним генеруванням (КГ) $9,926+j5,88$ за напруги на шинах вищої напруги ПС 110/35/10кВ 119,6 кВ. Коефіцієнт трансформації $U_{ВН}/U_{НН} = 11,2$. На ПС споживається $19,932-j0,278$ МВА, що на величину генерування КУ менше ніж у попередньому режимі. Генераторами КУ підтримується напруга на шинах НН 10,3 кВ, на шинах СН 35,8 кВ. В мережу вищої напруги (ВН) за таких умов генерується 0,278 Мвар реактивної потужності.

На рис. Б.1 (Додаток Б) наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень з КГ, коли підтримуються номінальні параметри генераторів КУ, $\cos\varphi=0,8$. Режим дещо помінявся, але не суттєво: напруга на шинах НН 10,4 кВ, на шинах СН 35,9 кВ. В мережу ВН за таких умов, коли підвищилися рівні напруги, генерується 1,866 Мвар реактивної потужності.

За номінальних параметрів генераторів КУ розраховано усталений режим, коли на шинах 10 кВ навантаження живиться не по двох кабельних лініях, а по одній. Напруги на шинах НН і СН підтримуються такими ж само. Режим задовільний, хоча дещо збільшилося споживання активної потужності з 19,938 до 20,228 МВт за рахунок збільшення втрат потужності, а також зменшилося генерування реактивної потужності з 1,866 до 1,416 Мвар через меншу кількість кабельних ліній. Результати розрахунку наведено на рис. Б.2 (Додаток Б).

Аналогічні розрахунки для режиму максимальних навантажень виконано за умов, коли на шинах 110 кВ ЕЕС підтримується напруга 116 кВ. Коли КУ відключена, то на шинах ВН ПС 110/35/10кВ напруга становить 115,6 кВ. Якщо коефіцієнт трансформації залишається таким же, то через меншу напругу, порівняно з розрахунком при 120 кВ на шинах ЕЕС, дещо зменшується споживання ($29,098+j7,644$ МВА, див. рис. 3.12). Зменшуються втрати напруги і на шинах НН – напруга становить 10,1 кВ, а на шинах СН –

35,3 кВ.

На рис. Б.3–Б.5 (Додаток Б) наведено результати розрахунків режимів, коли включена перша черга КУ, а на шинах ЕЕС підтримується 116 кВ. Порівняно з попередніми результатами, коли напруга на шинах ЕЕС підтримується 120 кВ, дані результати суттєво не відрізняються. Напруги знаходяться в допустимих нормах, потужності відрізняються десятими та сотими долями МВт. Зокрема активна потужність навантаження ВН ПС110/35/10кВ зменшилась на 0,75 МВт, а реактивне генерування збільшилося з 0,278 до 1,372 Мвар..

Далі розглянуто режим максимальних навантажень, коли включені обидві черги КУ. В такому режимі зменшується споживання з мережі 110 кВ (9,4–2,67 МВА), що менше ніж при включеній першій черзі КУ по активній потужності на 10 МВт. Генератори КУ працюють в режимі підтримання напруги і на шинах НН напруга може бути 10,4 кВ, а на шинах СН – 36 кВ (див. рис. Б.6 Додаток Б). Режим максимальних навантажень, коли включені обидві черги КУ і СЕС. В режимі максимального генерування СЕС можуть видавати 19 МВт, обидві черги КУ можуть генерувати 20 МВт, тобто разом може генеруватися 39 МВт. За такого генерування навіть в режимі максимального споживання в мережу 110 кВ може видаватися 9,45 МВт. Напруги при цьому за умови підтримання їх генераторами КУ на шинах НН 10,4 кВ і шинах СН 35,9 кВ (див. рис. 3.13). Якщо підтримувати номінальні параметри генераторів КУ ($\cos\varphi=0,8$), то напруги дещо змінюються: на шинах НН 10,7 кВ, на шинах СН 36,6 кВ (див. рис. Б.7 (Додаток Б)). На рис. Б.8 (Додаток Б) наведено результати розрахунків, коли працюють 2 черги КУ і ФЕС потужністю 5 МВт. Змінився потік потужності на ПС 110/35/10кВ – тепер споживається 4,214 МВт, а напруги на шинах НН і СН змінилися не суттєво.

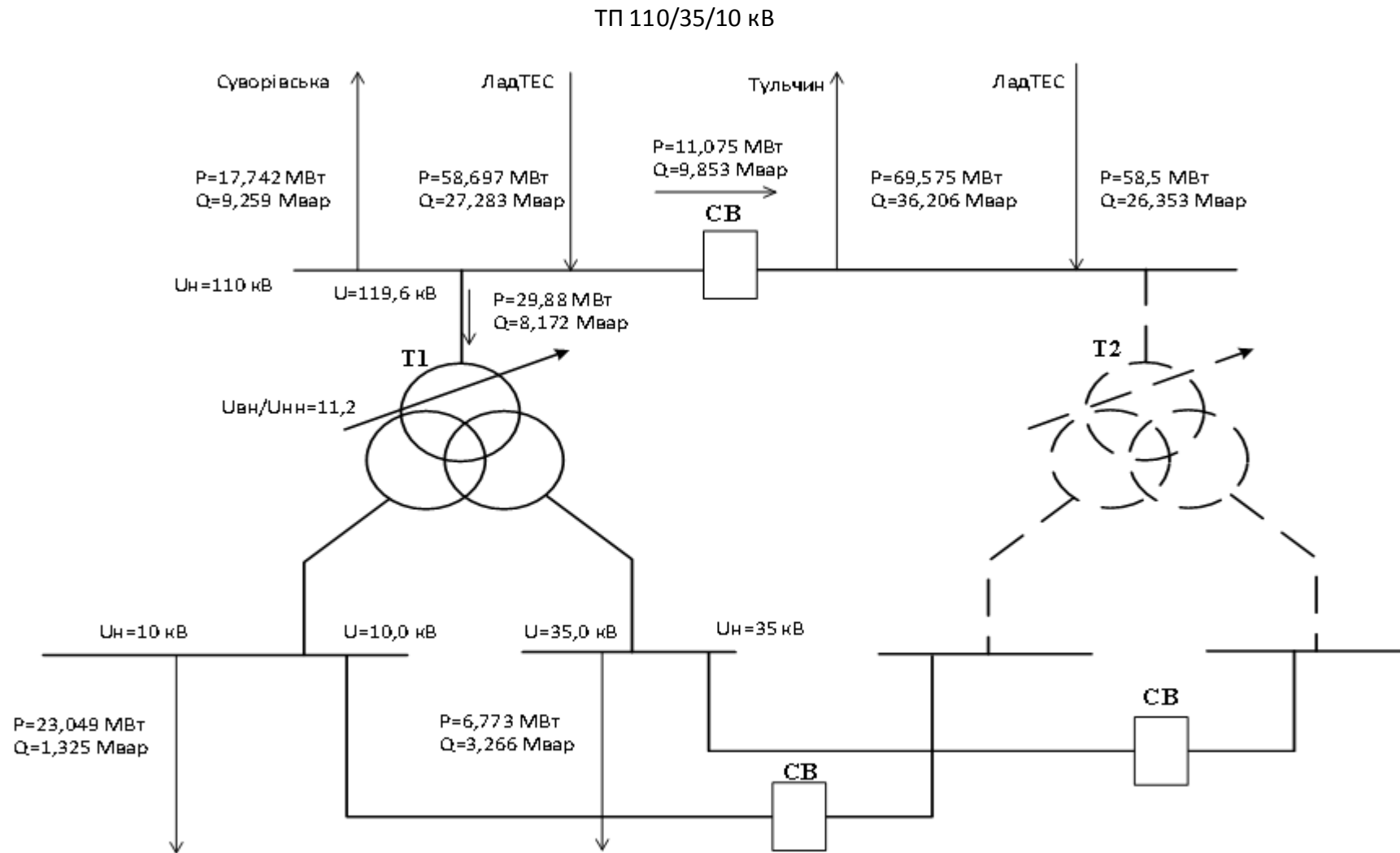


Рисунок 3.10 – Усталений режим максимального навантаження без КГ ($U=120 \text{ кВ}$)

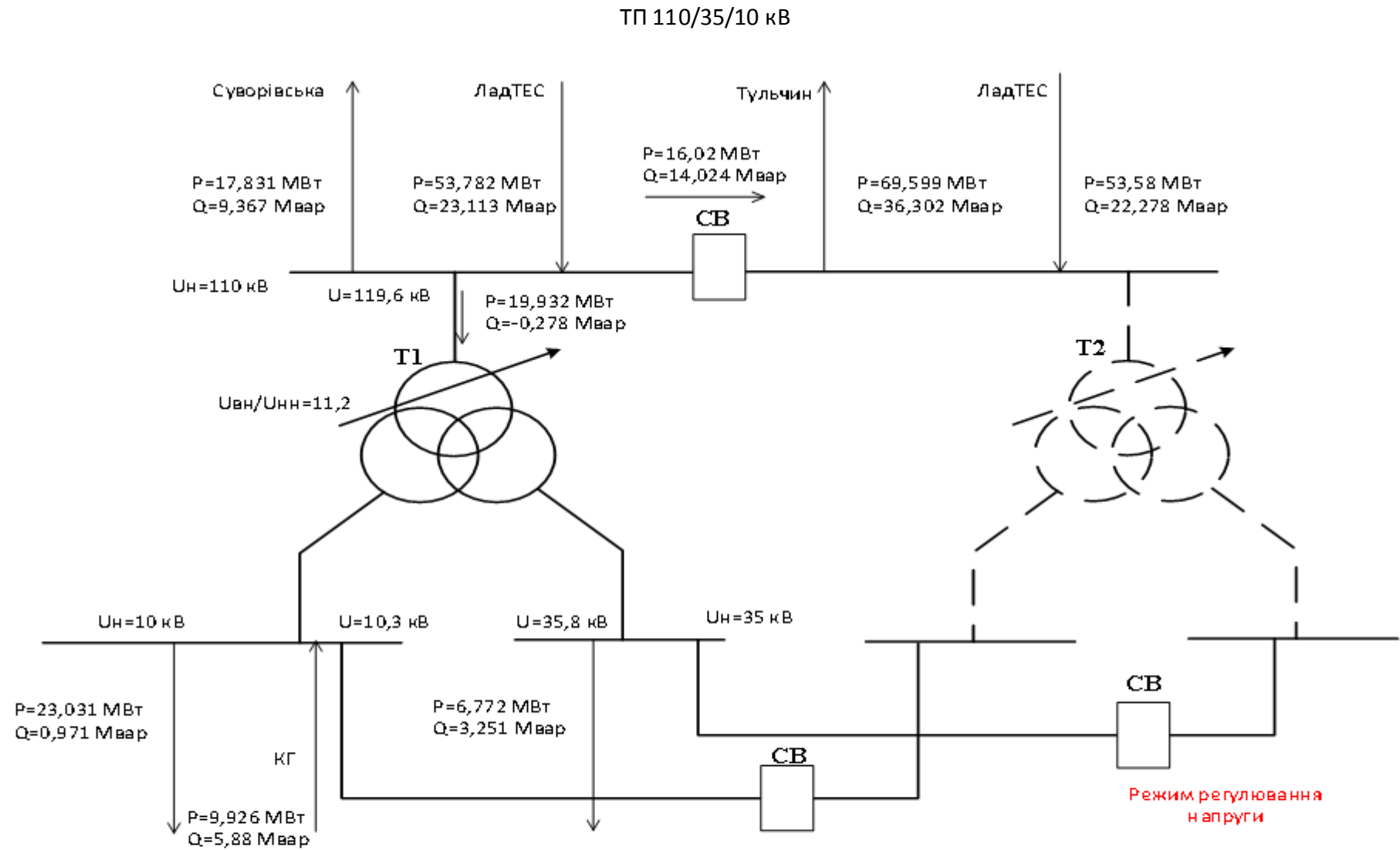


Рисунок 3.11 – Режим максимального навантаження з КГ (U=120кВ)

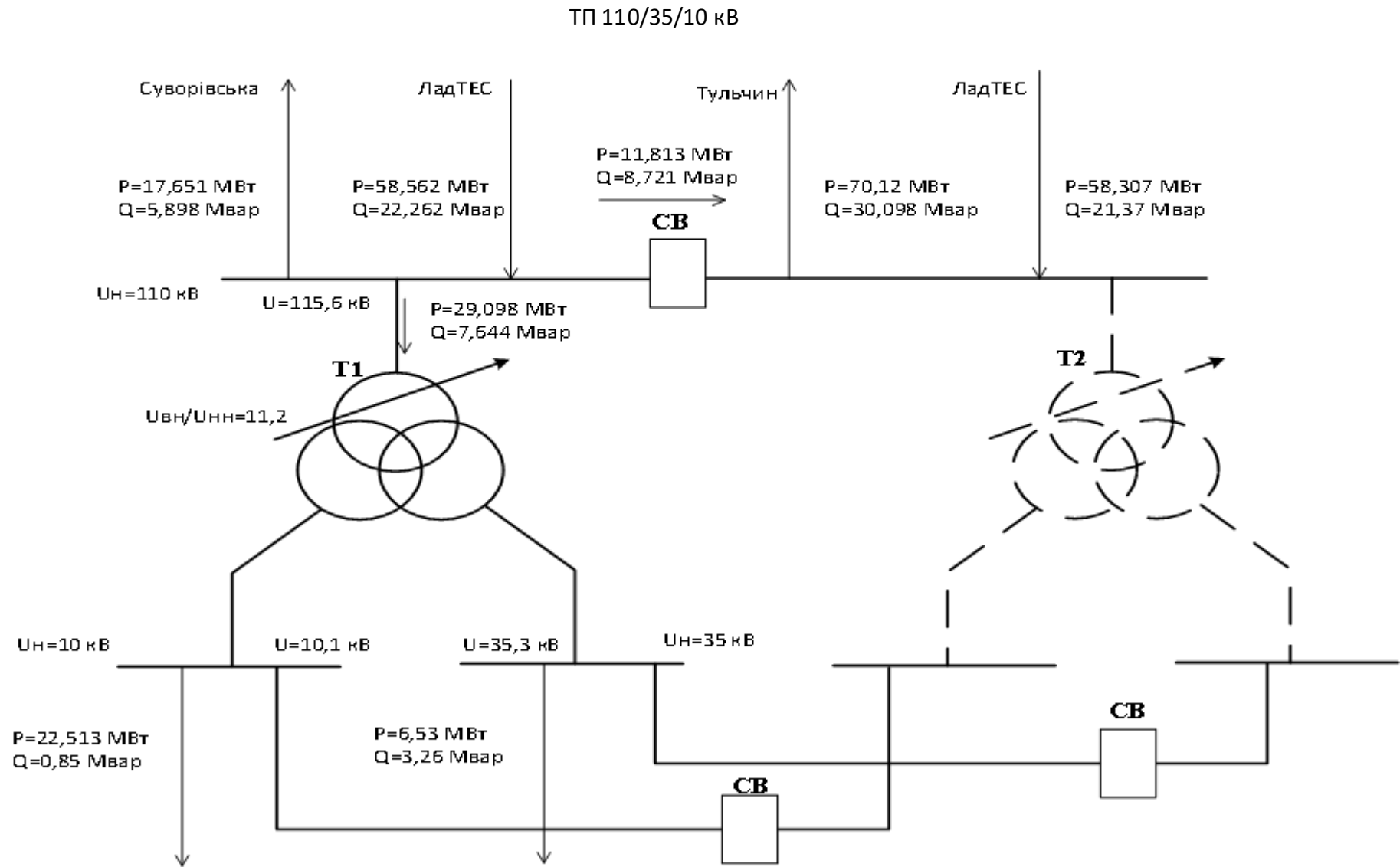


Рисунок 3.12 – Режим максимального навантаження без КГ ($U=116$ кВ)

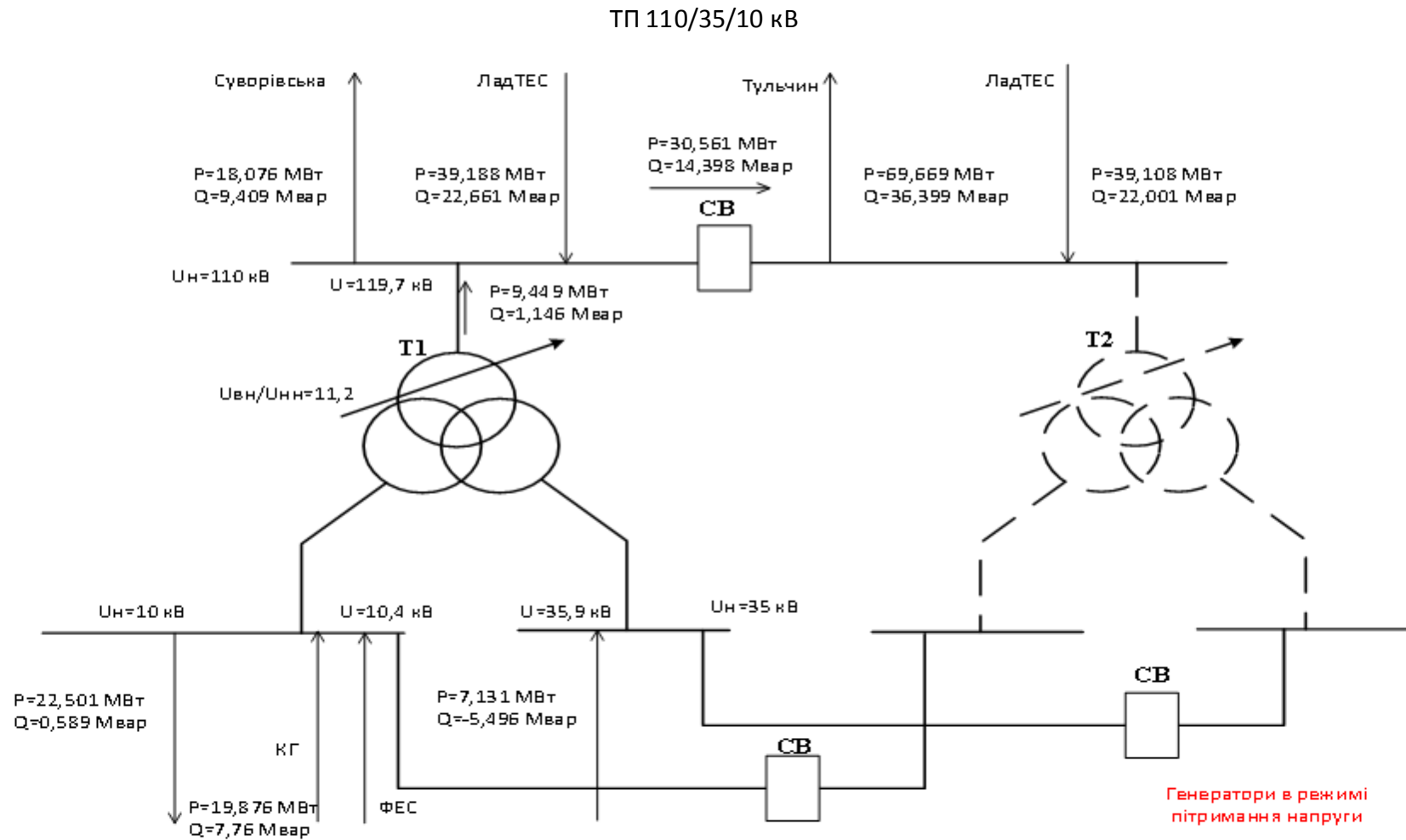


Рисунок 3.13 – Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС ($U=120 \text{ кВ}$)

3.4.2.2 Режим мінімальних навантажень

Аналогічні розрахунки виконано для режиму мінімальних навантажень. На рис. 3.14 і 3.15 наведено результати розрахунків усталених режимів, коли на шинах ЕЕС підтримуються напруги відповідно 120 і 116 кВ, а КУ відключена. Напруги на шинах НН ПС 110/35/10кВ відповідно рівні 10,7 і 10,3 кВ, а на шинах СН – відповідно 36,7 і 35,5 кВ. Коефіцієнт трансформації знаходиться на 8 відпайці.

Коли включається перша черга КУ, то в режимі мінімальних навантажень відбувається передача потужності в електричну мережу 110 кВ. При 120 кВ на ЕЕС це $9,881+j6,021$ МВА, а при 116 кВ на ЕЕС це $9,889+j10,83$ МВА (див. рис. Б.9 і Б.10 (Додаток Б)). Напруги на шинах НН і СН ПС 110/35/10кВ в допустимих межах підтримується регулюванням збудження генераторів КУ. На шинах НН можна підтримувати 10,5 та 10,4 кВ, а на шинах СН відповідно – 36,4 та 35,7 кВ. В таких режимах генератори, що забезпечують регулювання напруги, перевантажуються. Якщо генератори КУ працюють з нормальними параметрами ($\cos\varphi=0,8$), то напруги на шинах НН і СН підвищуються (див. рис. Б.11 і Б.12 (Додаток Б)). На шинах НН це 11,0 і 10,7 кВ, а на шинах СН це 37,3 і 36,2 кВ. Відповідно на шинах генераторів напруги становлять 11,2 і 10,9 кВ. Такі напруги на генераторах КУ необхідно підтримувати, щоб створити умови видачі потужності КГ в мережу 110 кВ.

За номінальних параметрів генераторів КУ розраховано усталений режим, коли навантаження на шинах 10 кВ живиться не по двох кабельних лініях, а по одній. Напруги на шинах НН становлять 11 і 10,7 кВ, а на шинах СН підтримуються напруги 37,3 і 36,1. Режим задовільний, в мережу 110 кВ видається потужність 9,8 МВт.

Режим мінімальних навантажень, коли включені обидві черги КУ. Режим мінімальних навантажень характерний тим, що в мережу 110 кВ передається надлишок потужності ($19,836+j14,725$ МВА). Напруга генераторами КУ може підтримуватися на шинах НН 10,9 кВ і на шинах СН 37,2 кВ. Напруга на шинах

ВН, при тому що трансформатор знаходиться на 8 відпайці, становить 119,8 кВ (див. рис. 3.16). Таке значення напруги забезпечує передавання надлишку потужності в мережу 110 кВ.

Режим мінімальних навантажень, коли включені обидві черги КУ і СЕС. В режимі максимального генерування ФЕС може видавати 19 МВт, обидві черги КУ можуть генерувати 20 МВт, тобто разом може генеруватися 39 МВт. За такого генерування в режимі мінімального споживання в мережу 110 кВ може видаватися 38 МВт. Напруги при цьому за умови підтримання їх генераторами КУ на шинах НН 10,8 кВ і шинах СН 36,8 кВ (див. рис. 3.17).

Якщо підтримувати номінальні параметри генераторів КУ ($\cos\varphi=0,8$), то напруги дещо змінюються: на шинах НН 11,2 кВ, на шинах СН 37,5 кВ (див. рис. Б.15 (Додаток Б)). Напруга на шинах ВН, при тому що трансформатор знаходиться на 8 відпайці, становить 119,8 кВ (див. рис. 3.17). Таке значення напруги забезпечує передавання надлишку потужності в мережу 110 кВ.

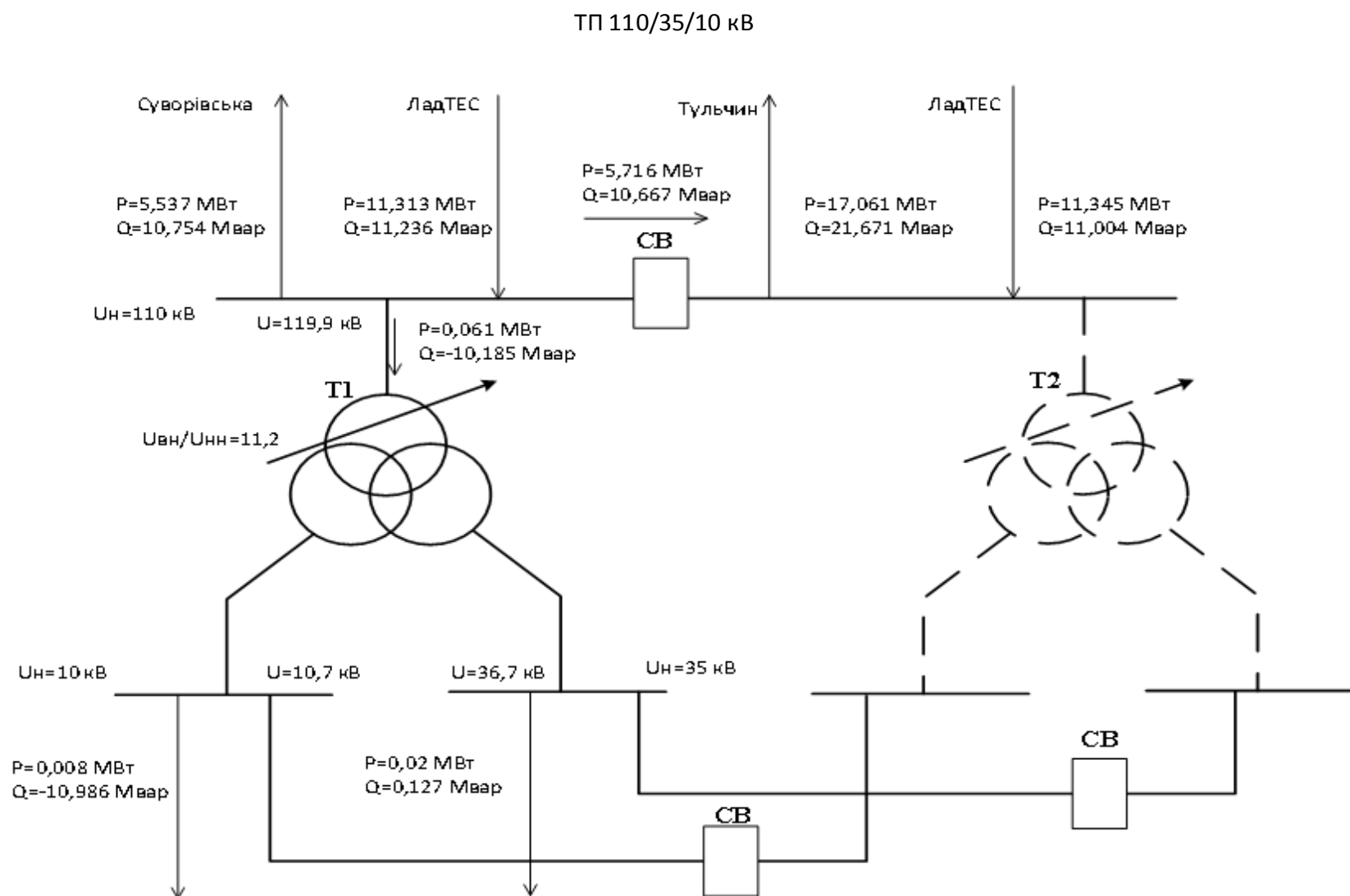


Рисунок 3.14 – Усталений режим мінімального навантаження без КГ ($U = 120 \text{ кВ}$)

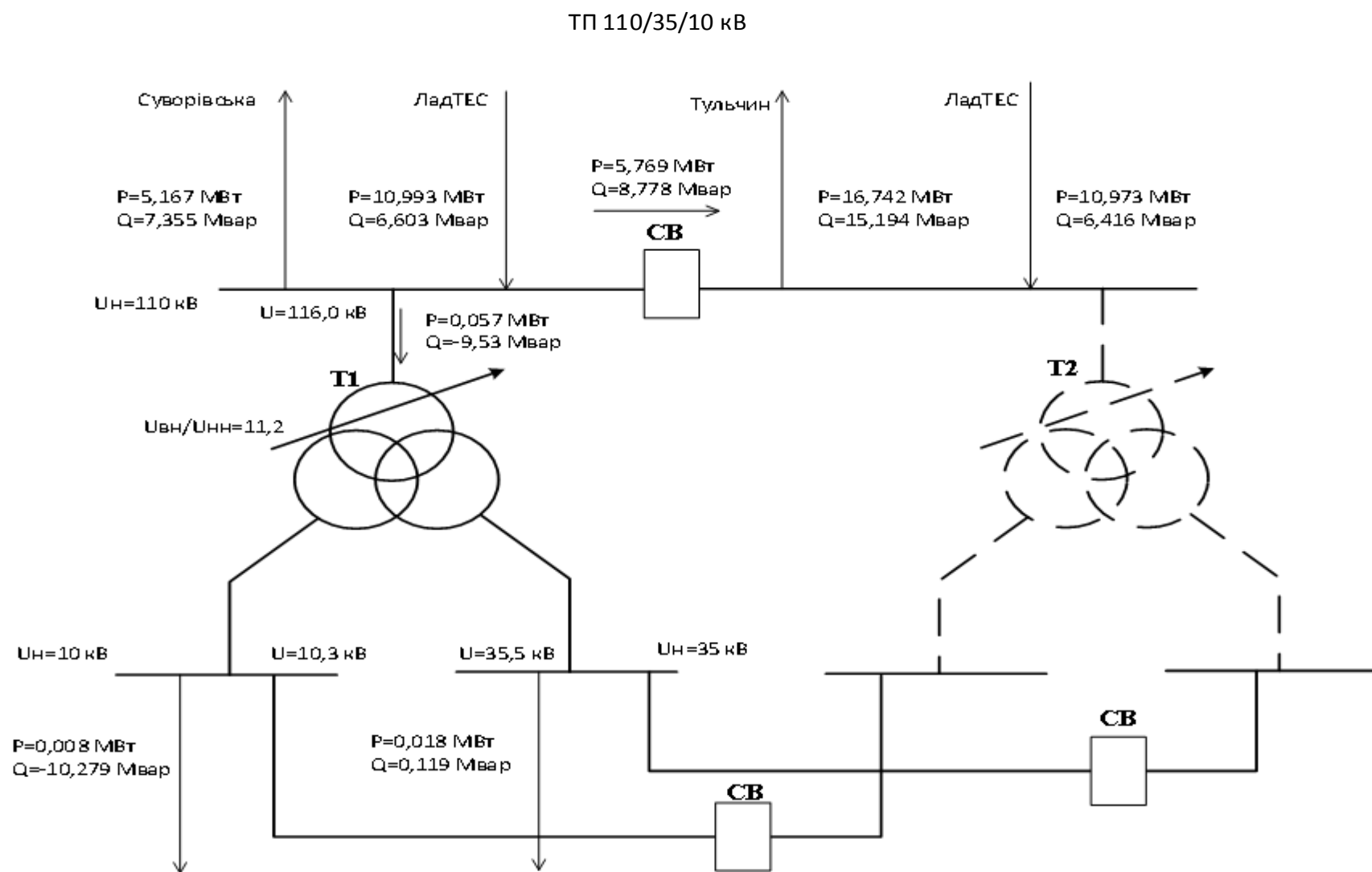


Рисунок 3.15 – Усталений режим мінімального навантаження без КГ (U=116 кВ)

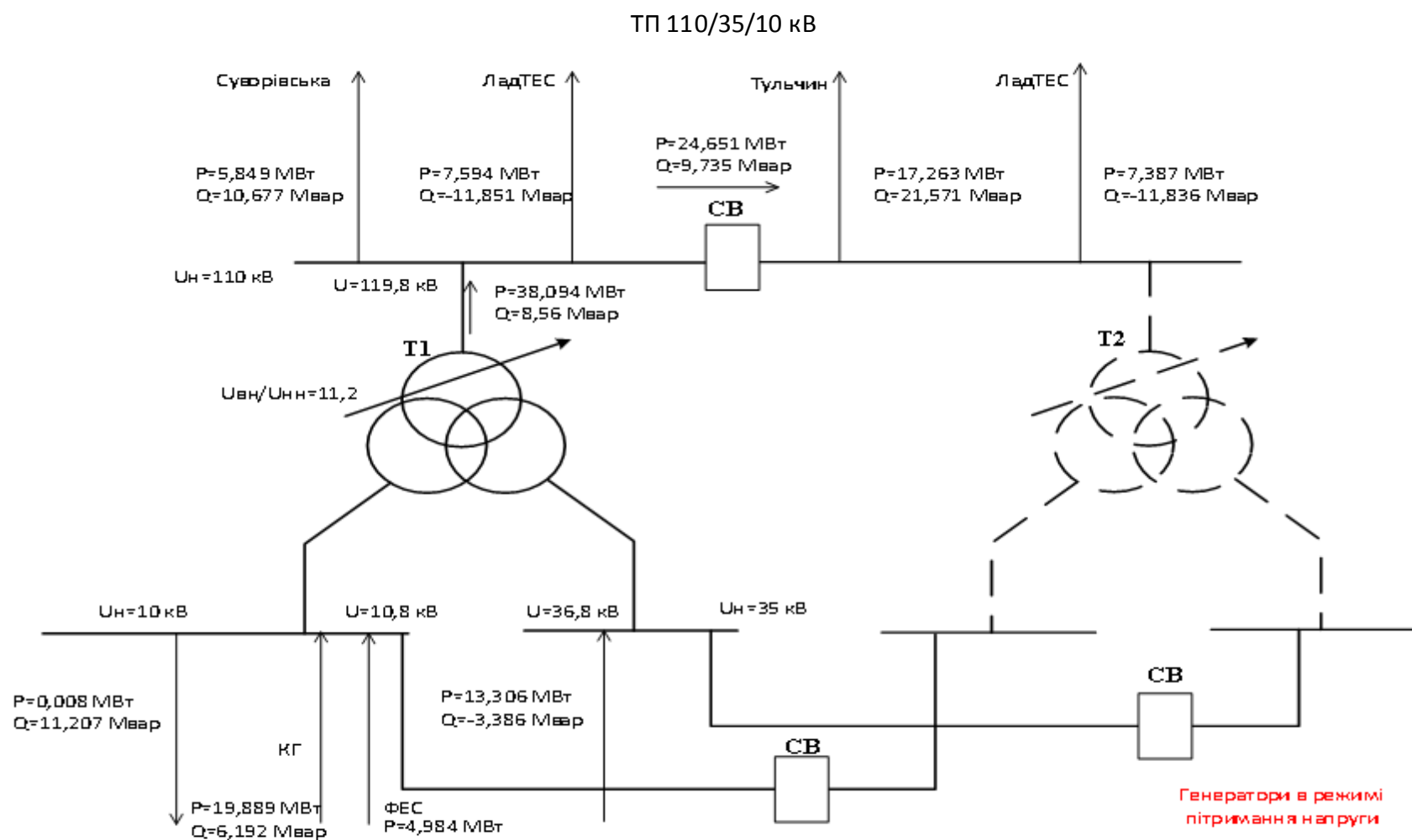


Рисунок 3.17 – Режим мінімального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС (U=120кВ)

3.5 Висновки по розділу 3

1. В існуючій електричній мережі, яка проектувалася і експлуатувалася від централізованого живлення, розбудова в ній розосередженого генерування призводить до суттєвих змін параметрів режиму. Вплив РДЕ на параметри режиму мережі дає можливість оцінювати натурно-імітаційне моделювання. Для цього в програмний комплекс з ОІК вводяться поточні дані параметрів режиму мережі, а режими роботи РДЕ, наприклад ВДЕ, імітуються в допустимих межах. Техніко-економічні параметри (напруга, втрати потужності, бажані коефіцієнти трансформації трансформаторів та ін.) фіксуються і наносяться на робочу схему.

2. Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності електричних мереж адаптовано до оцінювання впливу ВДЕ, зокрема СЕС і малих ГЕС, на показник енергоефективності мережі в нових умовах. В першу чергу враховується вплив ВДЕ на відповідність рівнів напруги нормативним значенням та втрати електроенергії в мережі. Створюються умови для оцінювання можливості і доцільності передачі згенерованої електроенергії в ЛЕС в ЕЕС.

3. Ефективність запропонованих методів показана на прикладі розрахунків максимальних та мінімальних режимів підстанції 110/35/10кВ за різних умов генерування СЕС і установки когенерації. При цьому запропонований підхід забезпечує контроль обмежень на параметри режиму електричної мережі в широкому діапазоні зміни генерування ВДЕ в ЛЕС. Враховується також перспектива розвитку навантаження в ЛЕС і закладається відповідно поетапне нарощування генерування.

4. За результатами розрахунків визначаються можливості діючого електрообладнання щодо зміни параметрів режиму електричної мережі в процесі розбудови ВДЕ. Особливо це стосується трансформаторів підстанції, які мають працювати в реверсивному режимі. Тут, як правило, вимагається

зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторів в достатньо широкому діапазоні, що вимагає особливі умови до роботи пристроїв РПН.

5. Обов'язковим є узгодження графіків навантаження і генерування ЛЕС з режимами роботи ЕЕС. Необхідно планувати, що в режимі максимальних навантажень локальна електрична система має бути збалансована і з ЕЕС споживатиметься мінімальна кількість електроенергії, а в режимі мінімальних навантажень в ЛЕС надлишок електроенергії може передаватися в ЕЕС. Такі можливості мають бути забезпечені без відхилення параметрів режиму від їх нормативних значень.

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ВПЛИВУ ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

4.1 Визначення оптимальної потужності фотоелектричних станцій за найбільш імовірними графіками генерування та споживання

Розрахунки виконаємо на прикладі локальної електричної системи (ЛЕС) 35/10 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка є характерною оскільки містить сонячні електростанції і когенераційні установки. Потужність ВДЕ достатньо велика і дозволяє узгоджувати графіки навантаження та генерування таким чином, що досягається баланс потужності та електроенергії в електричних мережах, які мають всі ознаки локальної електричної системи. Схема електричної мережі (див. рис. 4.1) наведена з екрана комп'ютера як модель електричної мережі ТОВ «Вінницька птахофабрика» з фрагментом перспективного розвитку.

Виконаємо розрахунок нормальних режимів електричних мереж ТОВ «Вінницька птахофабрика» з аналізом втрат активної потужності та електричної енергії для таких варіантів схеми:

- 1 для схеми без фотоелектричних станцій;
- 2 для схеми з ФЕС 2×7 МВт (ПС "Холодівка") та 1×7 МВт (ПС "Оляниця");
- 3 з ФЕС 2×7 МВт (ПС "Холодівка") та 1×7 МВт (ПС "Оляниця") в схемі зі зв'язком між ПС "Оляниця" та ПС "Білоусівка";
- 4 з ФЕС 2×7 МВт (ПС "Холодівка") та 1×7 МВт (ПС "Оляниця") в схему зі зв'язком між ПС "Оляниця", ПС "Богданівка", ПС "Білоусівка", ПС "Холодівка";

Для цих варіантів розбудови фотоелектричних станцій запропонованим методом визначимо оптимальну встановлену потужність ВДЕ за критерієм мінімуму втрат активної потужності.

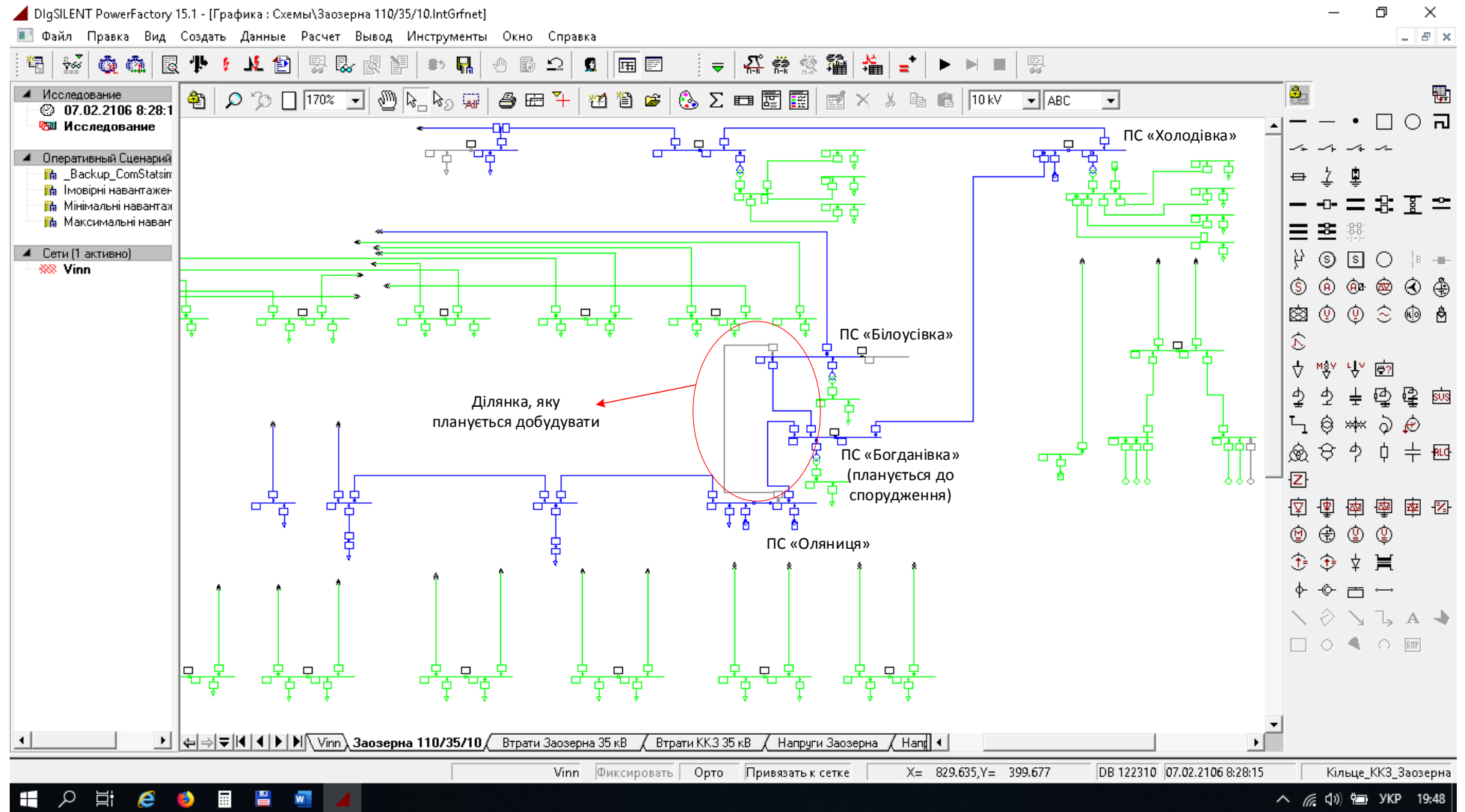


Рисунок 4.1 – Модель електричної мережі ТОВ «Вінницька птахофабрика» з фрагментом перспективного розвитку

4.1.1 Визначення найбільш імовірних графіків споживання

Відповідно до поставленого завдання аналізу режимів роботи електричних мереж необхідно визначити найбільш імовірні графіки навантаження по таких ПС110/35/10кВ та ПЛ-35кВ:

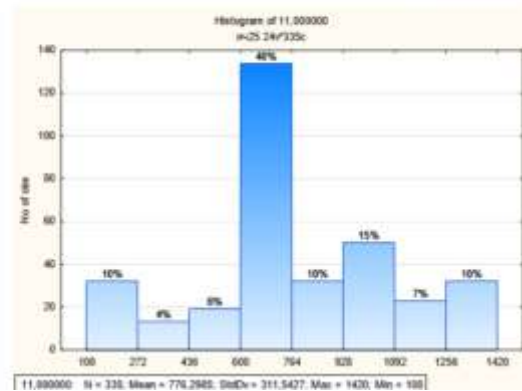
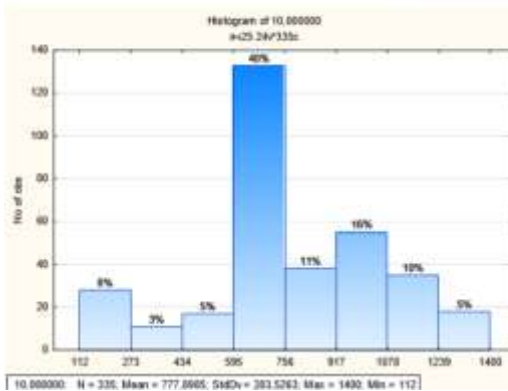
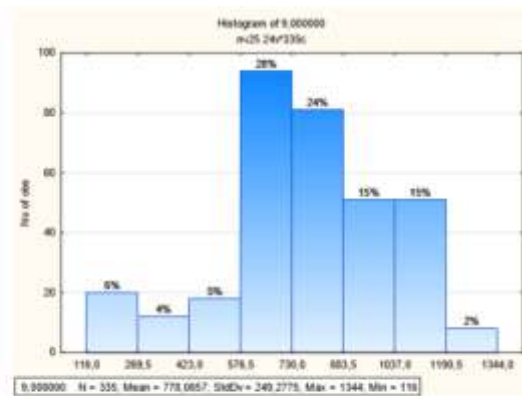
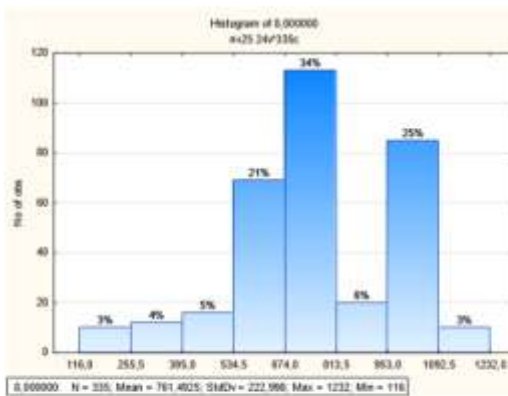
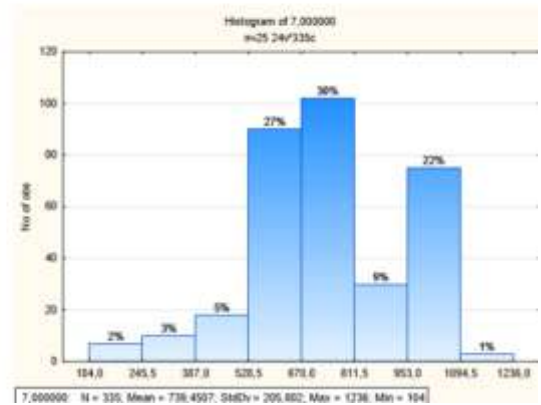
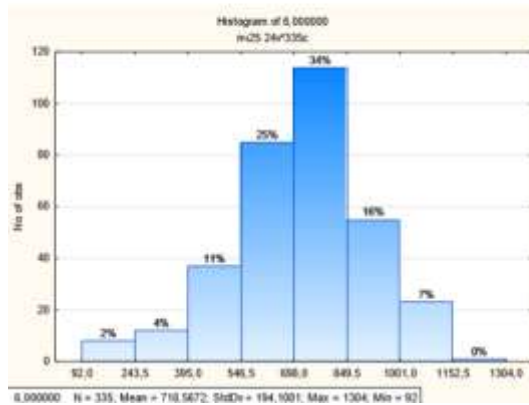
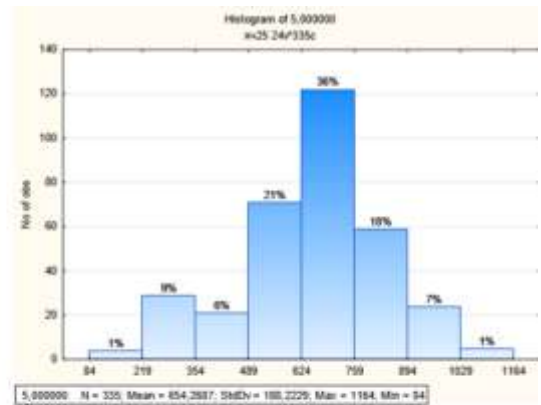
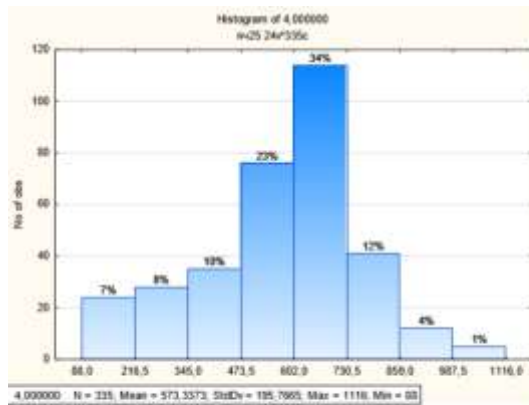
- ПС 110/35/10кВ «Заозерна» по 10 кВ.
- ПС 35/10кВ: «Маньківка» по 10 кВ;
- «Холодівка» по 10 кВ;
- «ВФС» по 10 кВ
- ПЛ – 35 кВ: «Білоусівка» 35 кВ
- «Холодівка 35 кВ

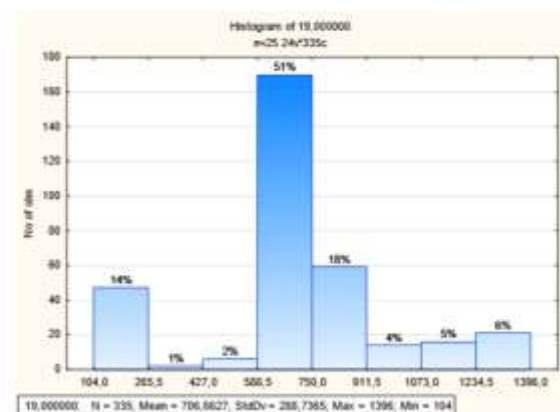
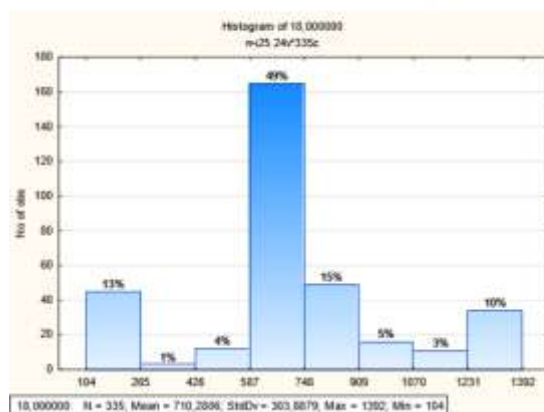
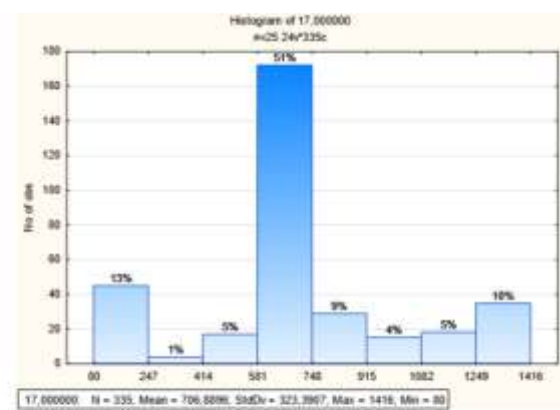
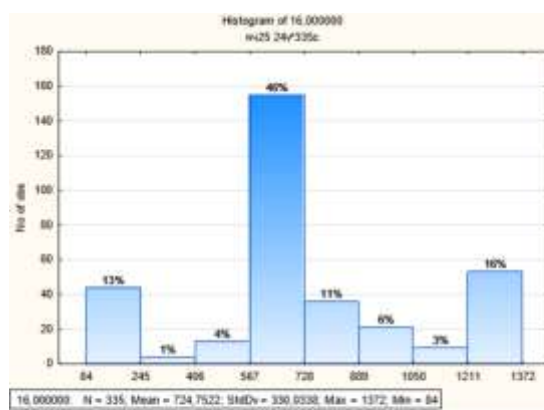
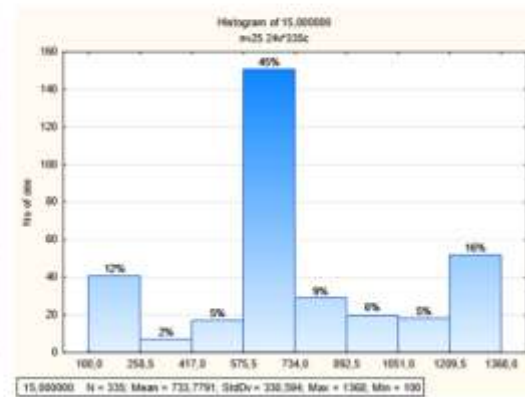
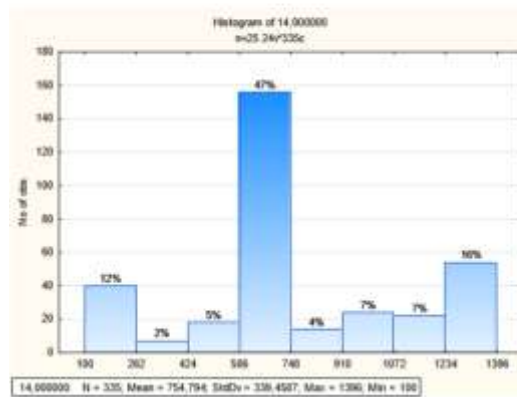
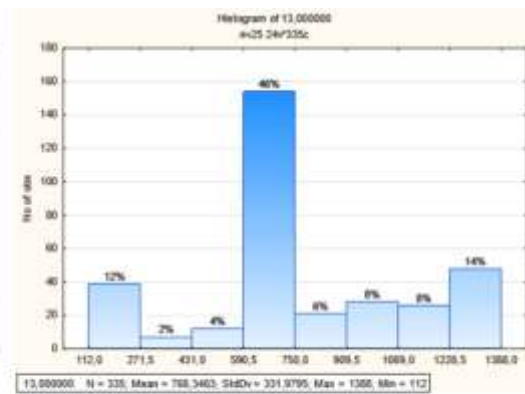
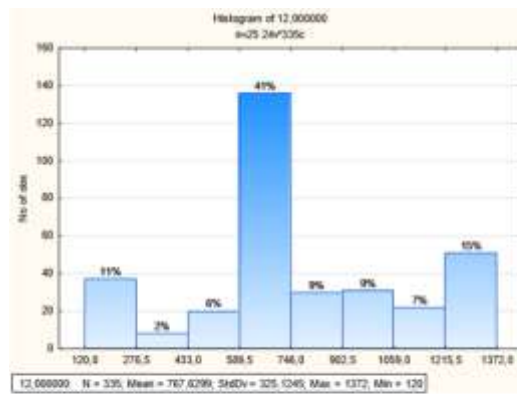
Моделювання режимів роботи електричної мереж буде виконуватись для трьох режимів: мінімальних, максимальних та найбільш імовірних навантажень.

Для визначення таких навантажень були використані дані електроспоживання надані стороною замовника.

Для побудови графіків навантаження при різних режимах було використано програмний засіб Statistica 10.

Оскільки в технічному завданні визначено необхідність розрахунку режимів з частковою втратою навантаження, то розраховувались графіки навантаження по кожній комірці та бригаді окремо, щоб в разі необхідності здійснити відключення. Для визначення мінімального, максимального і найбільш імовірного значення споживання було побудовано гістограму густини навантаження для кожної години (див. рис. 4.2). Аналіз гістограм густин графіків навантаження має ряд переваг, зокрема, оцінювати певний діапазон значень споживання, яких дає інформацію про найбільш імовірне значення та імовірність появи такого значення. Щодо визначення мінімальних та максимальних значень генерування програмний засіб Statistica, формує звіт під кожною діаграмою густини.





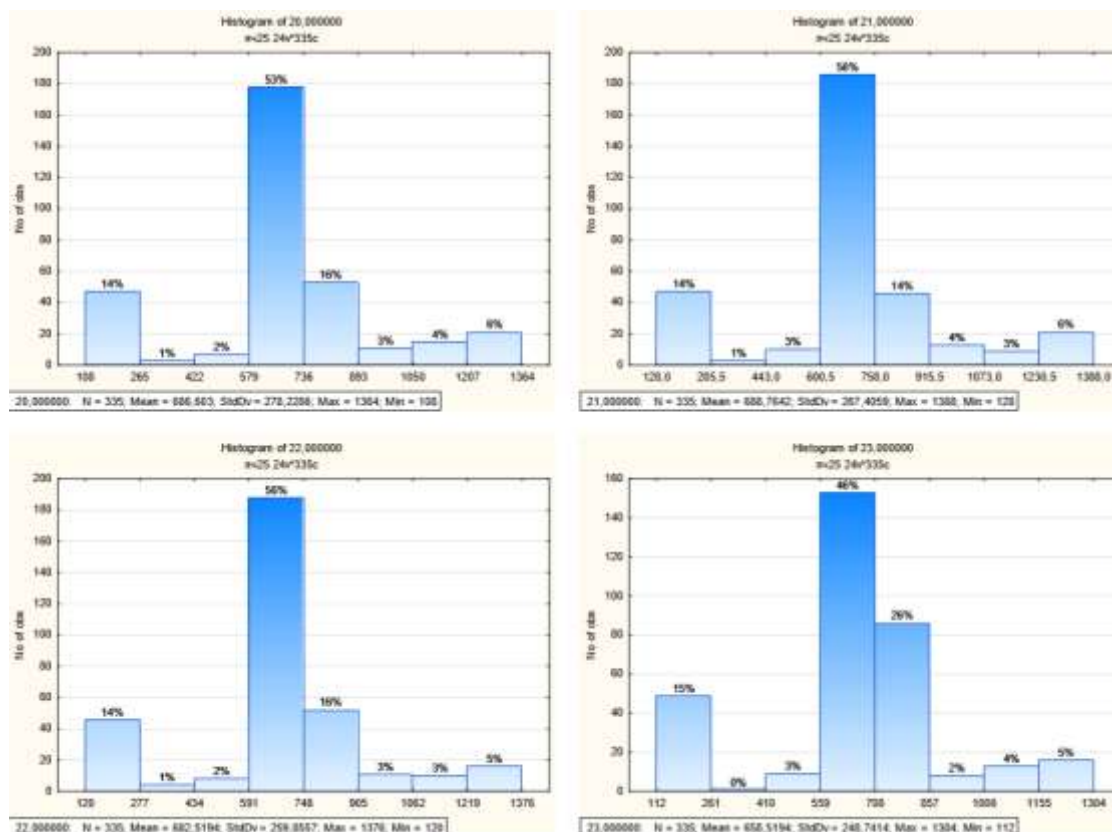


Рисунок 4.2 – Гісторграми густини навантаження для кожної години по комірці 25 ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

Визначена інформація, щодо графіків електричного споживання є вихідною для аналізу режимів роботи електричних мереж, що розглядаються.

4.1.2 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС для схеми електричних мереж ТОВ «Вінницька птахофабрика» з врахуванням подальшого їх розвитку

Для проведення розрахунків усталеного режиму в розроблену модель електричних мереж ТОВ «Вінницька птахофабрика» були внесені нові фрагменти, які заплановані до будівництва (виділені на схемі червоним овалом див. рис. 4.1): ЛЕП між ПС "Білоусівка" та ПС "Оляниця"; ПС "Богданівка", яка закладена до перспективного плану розвитку електричних мереж, та ЛЕП між ПС "Богданівка" – ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка" – ПС "Оляниця", ПС "Богданівка" – ПС "Холодівка".

Для визначення втрат активної потужності та електричної енергії

використовувався найімовірніший добовий графік споживання по підстанціях 35/10 кВ (отриманий з статистичних даних за останні два роки) та найімовірніший графік генерування, отриманий за статистичними даними за останні два роки з ФЕС Тростянецького району.

4.1.2.1 Результати розрахунку існуючої схеми

Проведено розрахунок усталеного режиму для існуючої схеми за найбільш імовірним добовим графіком навантаження. Зміна рівнів напруги на стороні 35 кВ показано на рисунку 4.3 та 4.4. Відхилення напруги знаходиться в допустимих межах $\pm 5\%$.

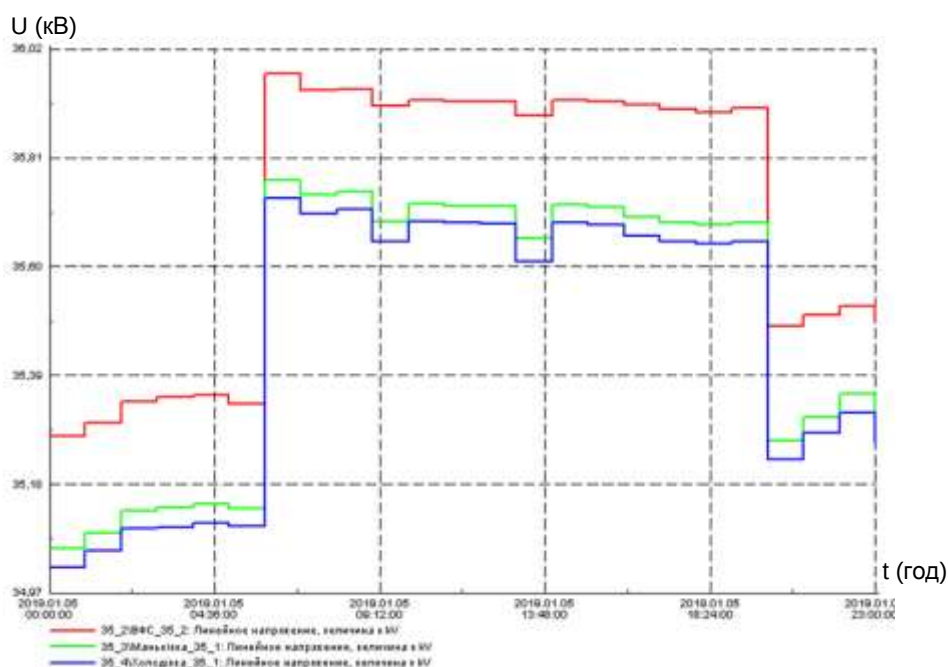


Рисунок 4.3 – Рівні напруги на ПС "ВФС", ПС "Маньківка" та ПС "Холодівка"

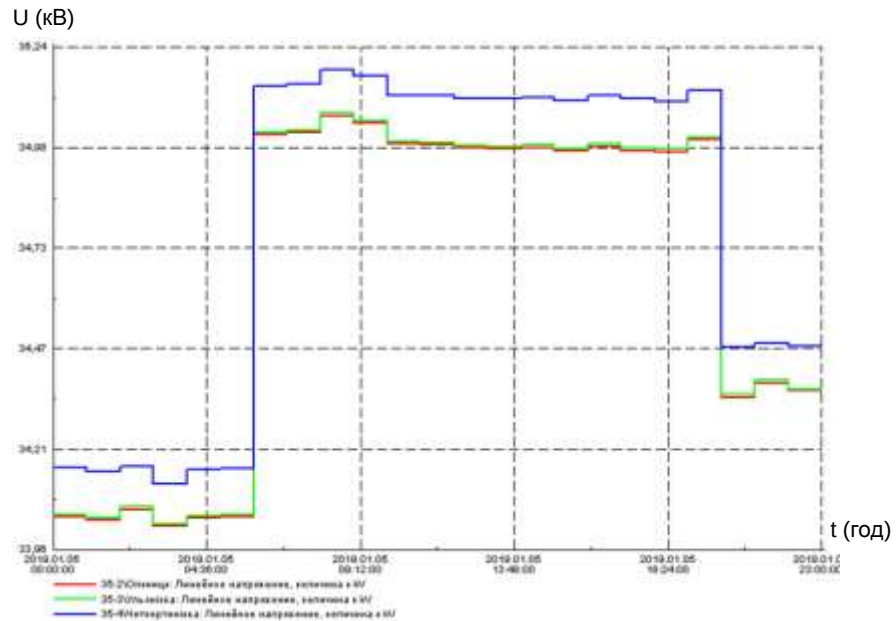


Рисунок 4.4 – Рівні напруги на ПС "Четвертинівка", ПС "Ульянівка" та ПС "Оляниця"

Рівні втрат активної потужності протягом доби показані на рисунках 4.5 та 4.6.

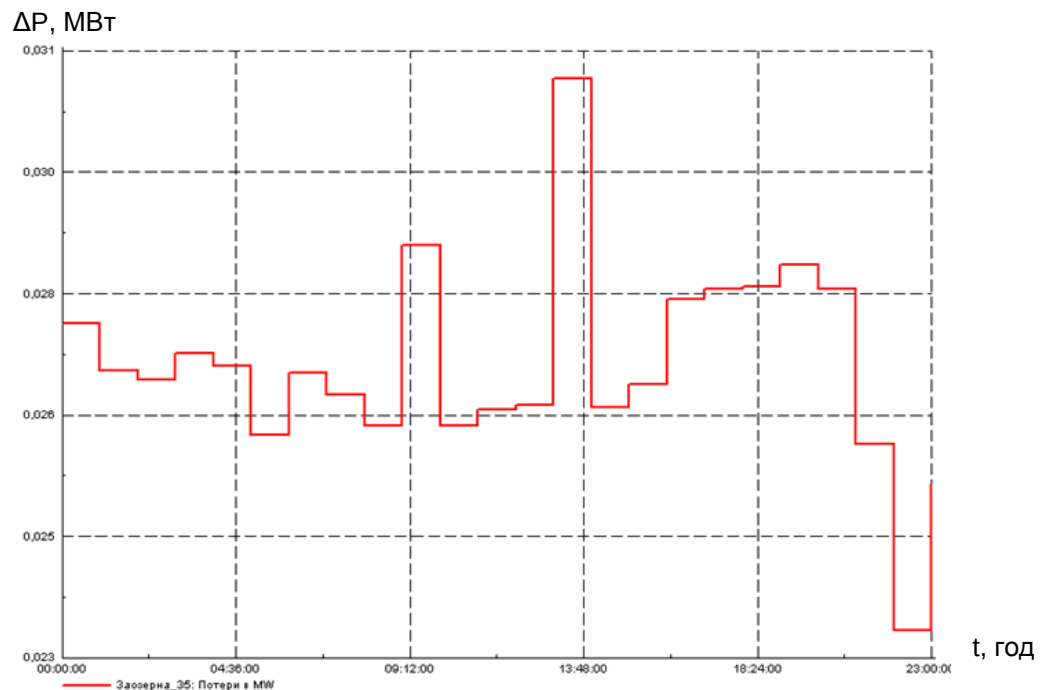


Рисунок 4.5 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "Заозерна"

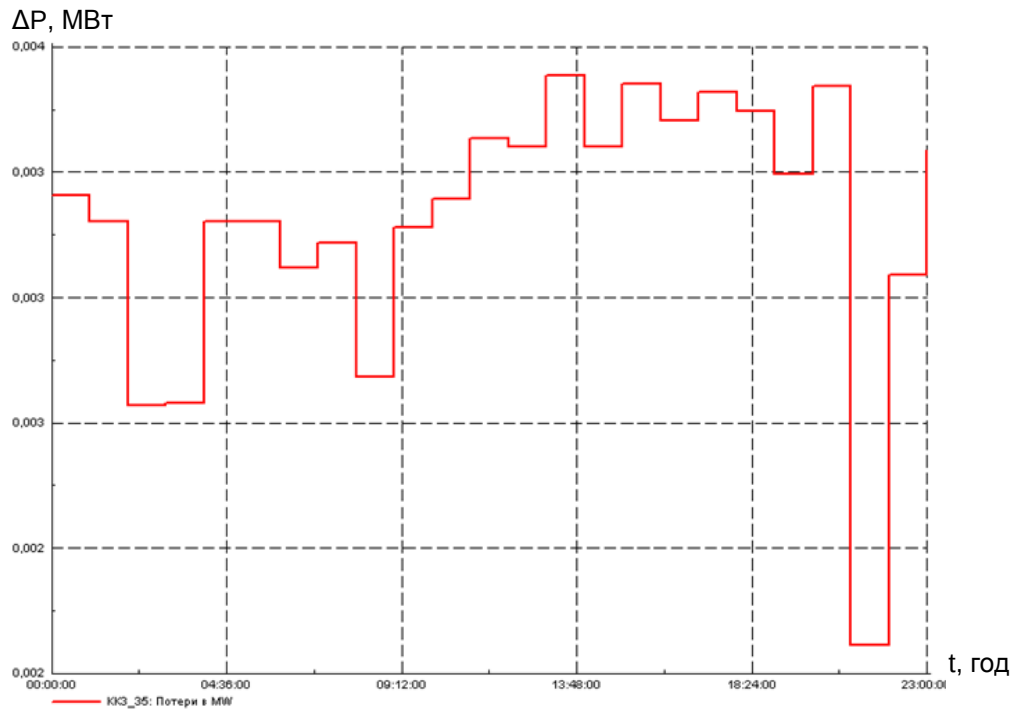


Рисунок 4.6 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "ККЗ"

4.1.2.2 Результати розрахунку існуючої схеми з введенням 2×7МВт ФЕС ПС "Холодівка"

Впровадження 7 МВт ФЕС

На рисунку 4.7 показано рівні напруги зі сторони 35 кВ. Спостерігається значне зростання напруги в часи генерування ФЕС.

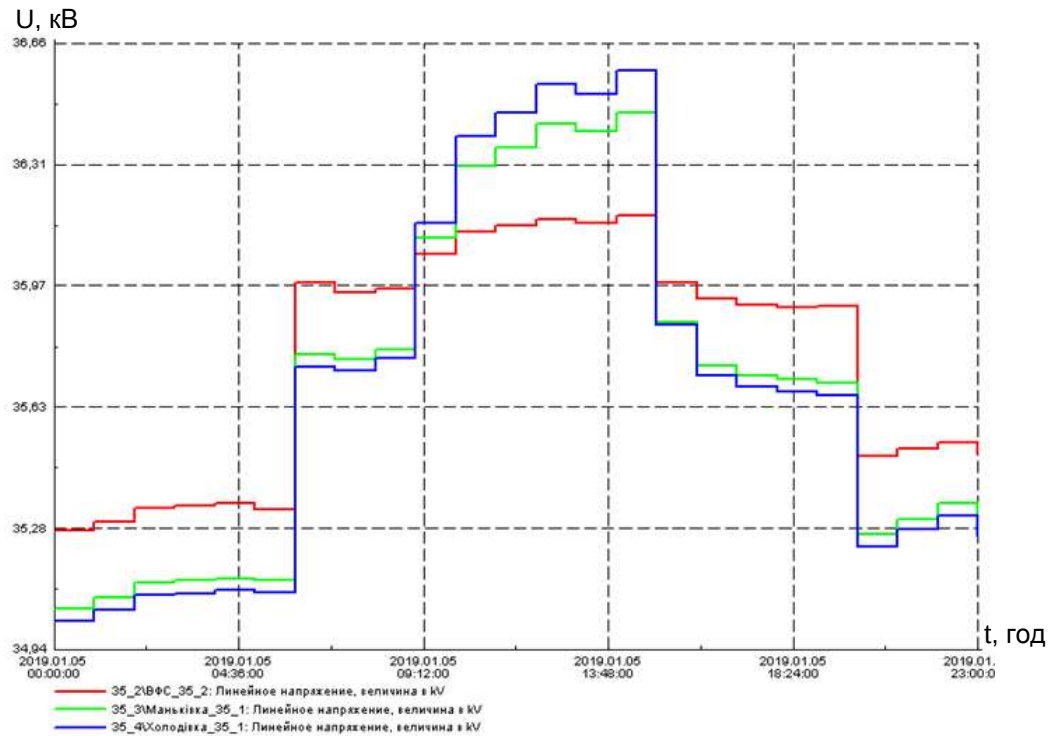


Рисунок 4.7 – Рівні напруги на ПС "ВФС", ПС "Маньківка" та ПС "Холодівка"

Значне перевищення генерованої потужності ФЕС над споживанням призводить до появи зворотних потоків потужності, які призводять до додаткового завантаження ЛЕП, і зростання рівня втрат активної потужності в години максимального генерування майже в 4,5 рази (див. рис. 4.8).

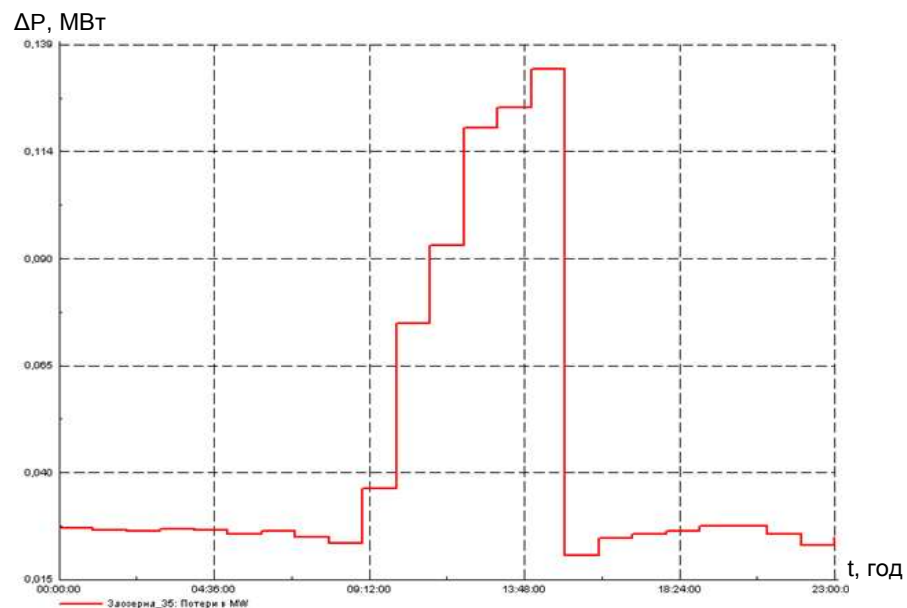


Рисунок 4.8 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "Заозерна"

Впровадження 2×7 МВт ФЕС

Введення другої черги ФЕС на ПС "Холодівка" призведе до понаднормових відхилень напруги (див. рис. 4.9) і подальшого перевантаження елементів електричної мережі.

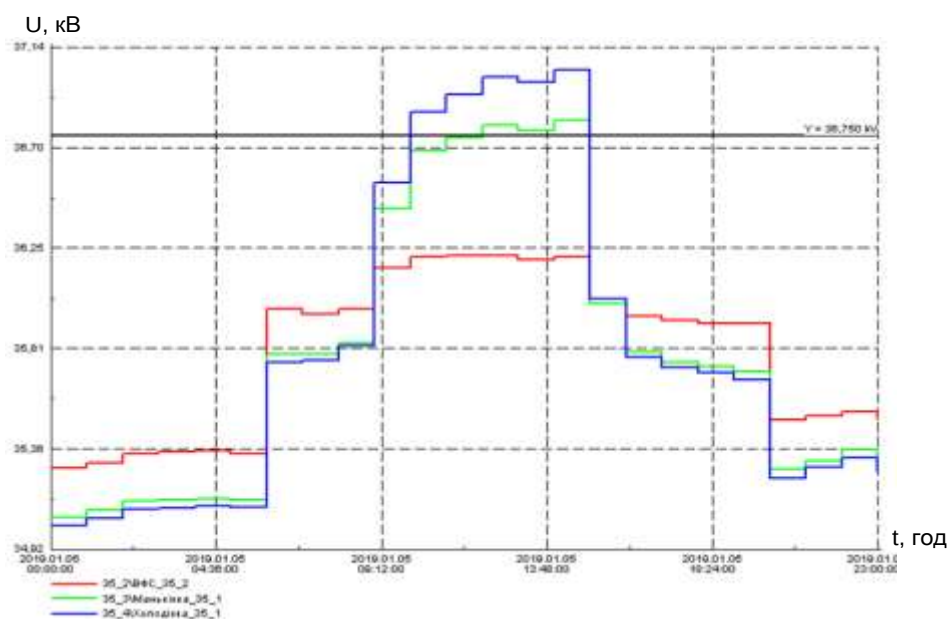


Рисунок 4.9 – Рівні напруги на ПС "ВФС", ПС "Маньківка" та ПС "Холодівка"

Зростання зворотних потоків призводить до зростання втрат активної потужності в години максимального генерування в 4,3 рази порівняно з втратами при введенні 7 МВт ФЕС.

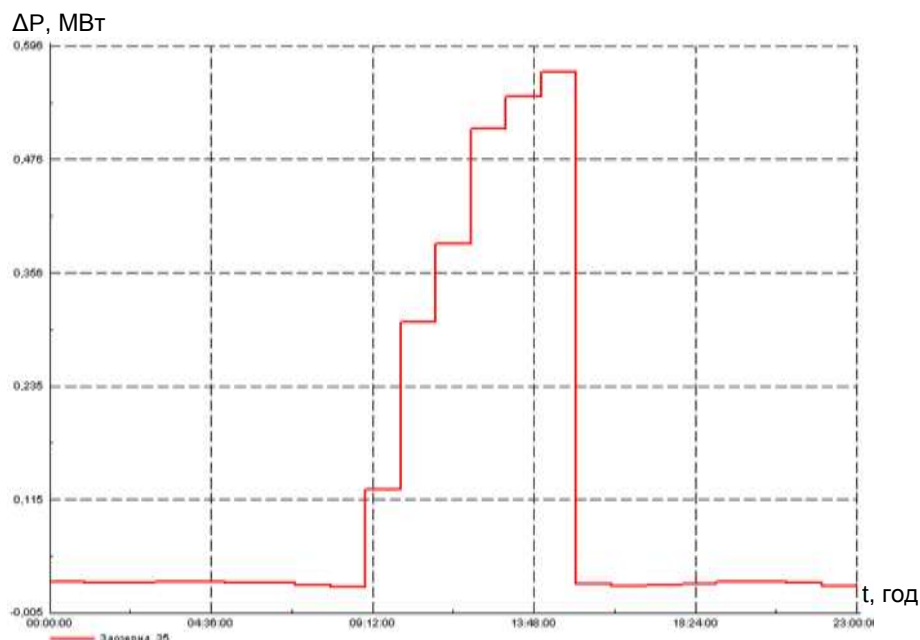


Рисунок 4.10 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "Заозерна"

Порівняння втрат електричної енергії по відношенню до спожитої енергії показано на рисунку 4.11. При цьому втрати електричної енергії для існуючої схеми становлять 0,4% від споживаної енергії. Після введення 7МВт ФЕС на ПС "Холодівка" становитимуть 1,7%. Після введення 14 МВт ФЕС на ПС "Холодівка" становитимуть 7%.

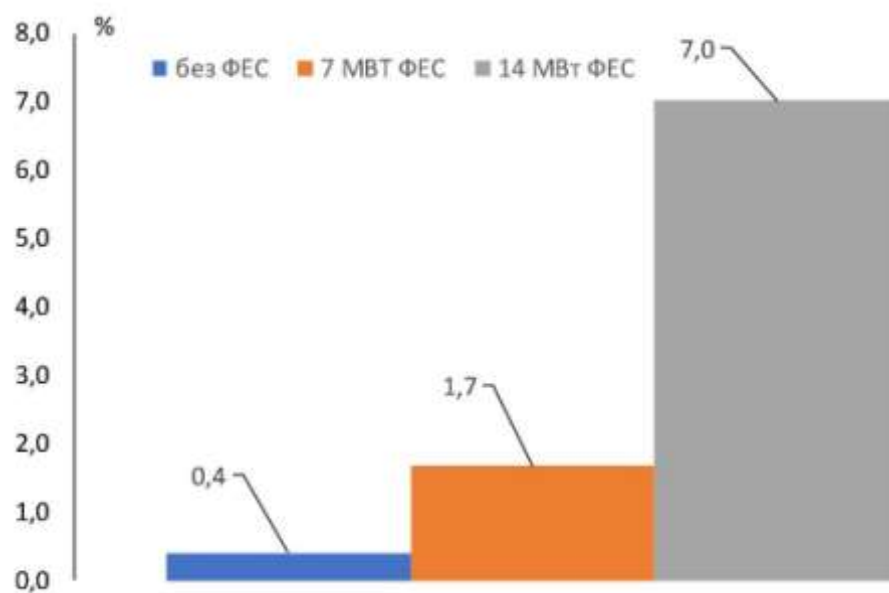


Рисунок 4.11 – Рівні втрати електричної енергії за різної потужності

ФЕС, які планується підключити до ПС "Холодівка"

4.1.2.3 Результати розрахунку існуючої схеми з введенням 7 МВт ФЕС ПС "Оляниця"

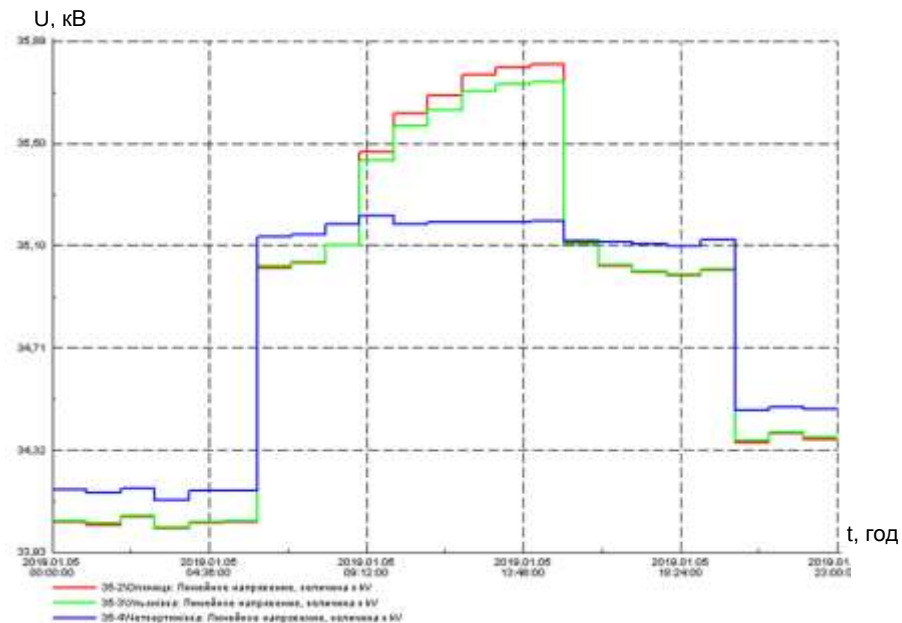


Рисунок 4.11 – Рівні напруги на ПС "Четвертинівка", ПС "Ульянівка" та ПС "Оляниця"

Спостерігається зростання рівнів напруги в години роботи ФЕС. Відхилення напруги не перевищують допустимі межі (див. рис. 4.11).

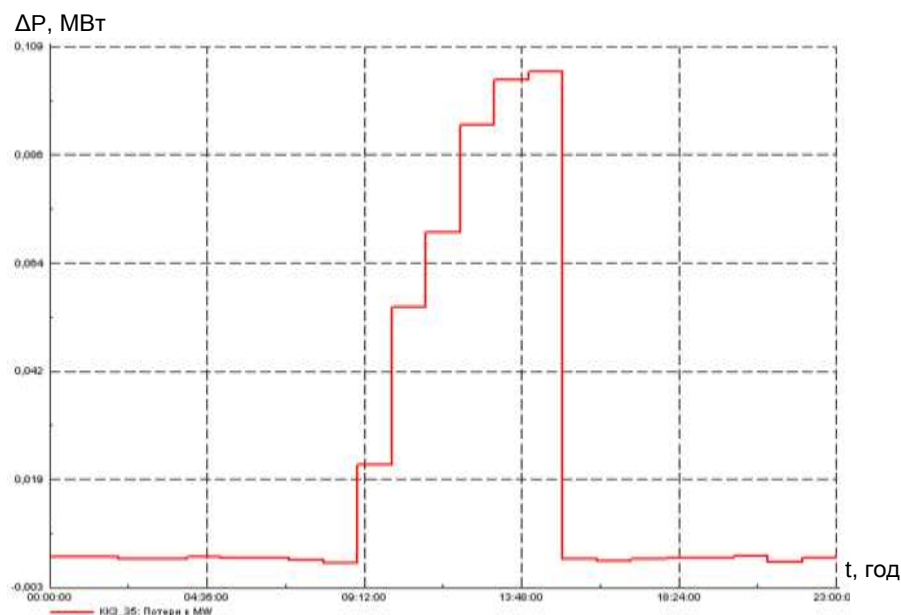


Рисунок 4.12 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "ККЗ"
Після підключення ФЕС 7МВт втрати в мережі зростають понад 25%.

4.1.2.4 Визначення оптимальних за критерієм мінімуму втрат електричної енергії потужностей ФЕС приєднаних до ПС "Холодівка"

Визначення оптимальної потужності виконано запропонованим в роботі методом та виконано перевірку методом перебору. Результати показано на рисунку 4.13. Відповідно оптимальною потужністю є 1,5 МВт.

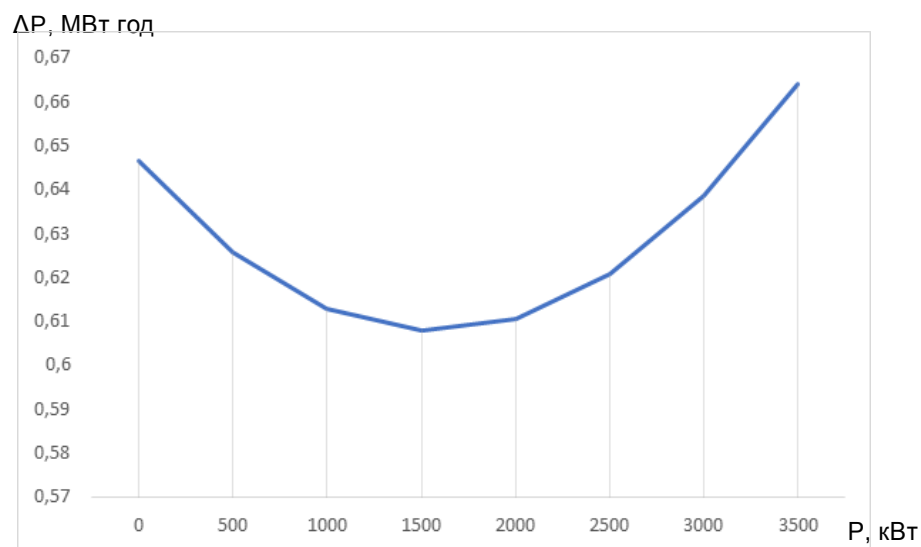


Рисунок 4.13 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від

встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Холодівка"

Відхилення напруги протягом доби (див. рис. 4.14), які відповідають найбільш імовірним графікам споживання та генерування ФЕС потужністю 1,5 МВт.

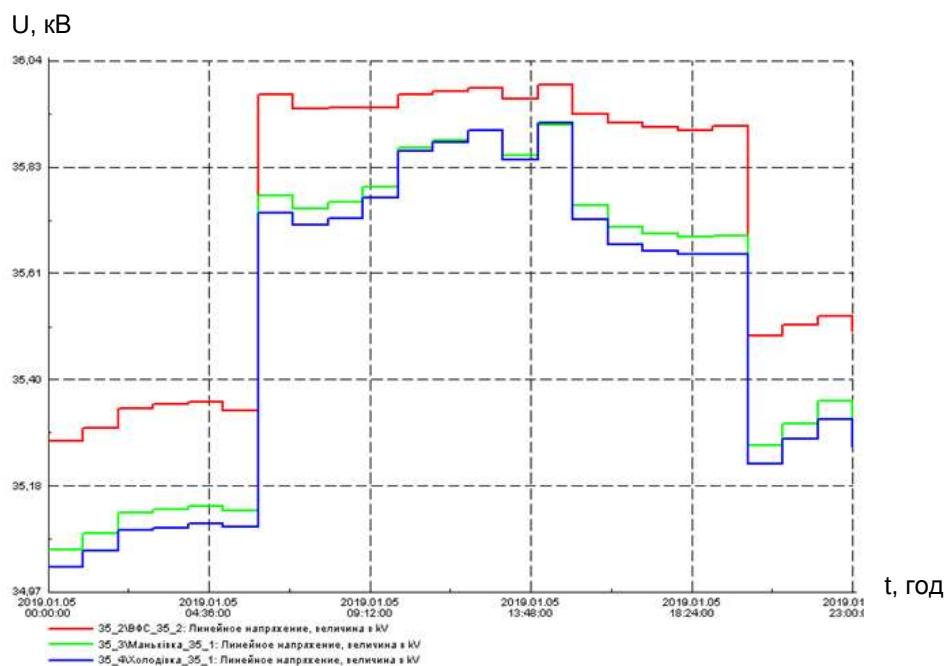


Рисунок 4.14 – Рівні напруги на ПС "ВФС", ПС "Маньківка" та ПС "Холодівка"

Зміна втрат активної потужності протягом доби показані на рисунку 4.14 та 4.15.

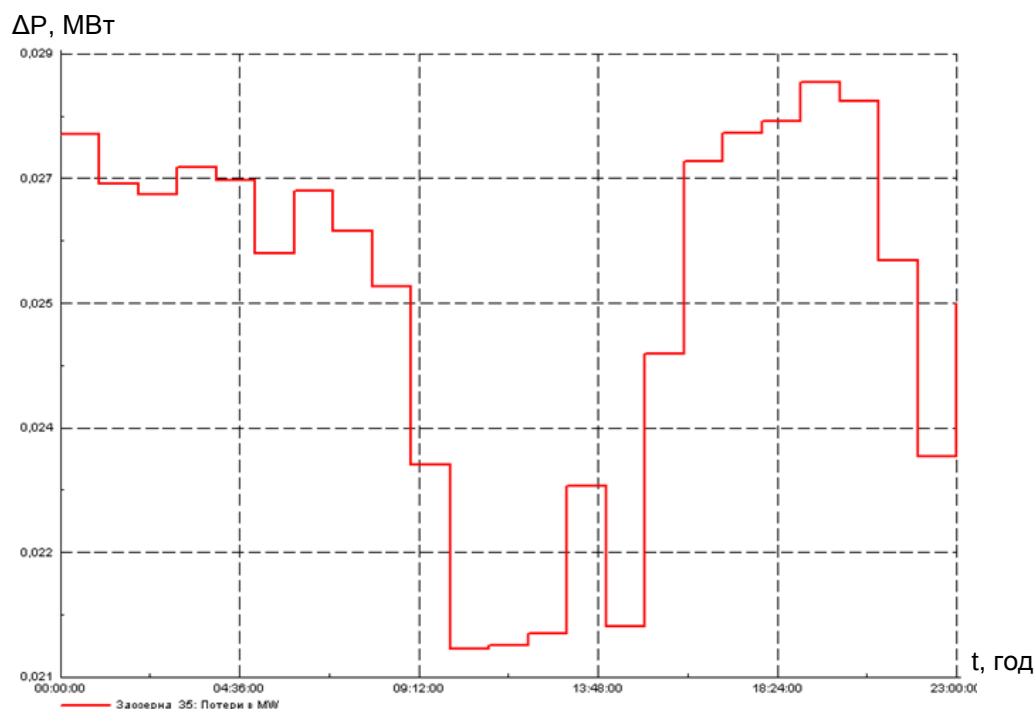


Рисунок 4.14 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», яка живиться від ПС 110/35/10 "Заозерна"

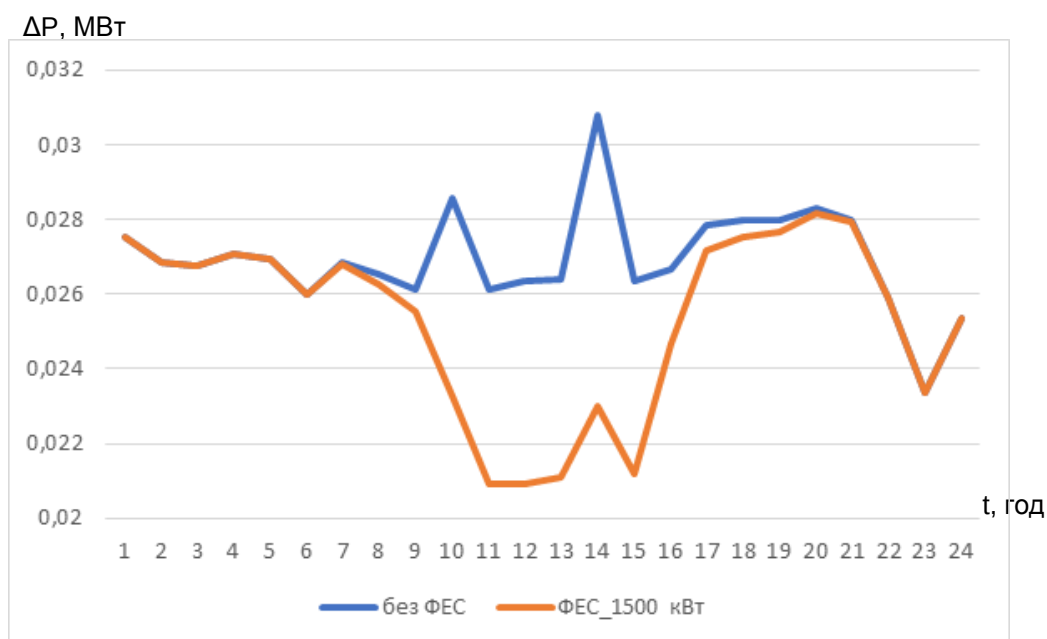


Рисунок 4.15 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ до встановлення ФЕС 1,5МВт та після

4.1.2.5 Визначення оптимальних за критерієм мінімуму втрат електричної енергії потужностей ФЕС приєднаних до ПС "Оляниця"

Результати показано на рисунку 4.16. Відповідно оптимальною

потужністю $\epsilon 0,8$ МВт.

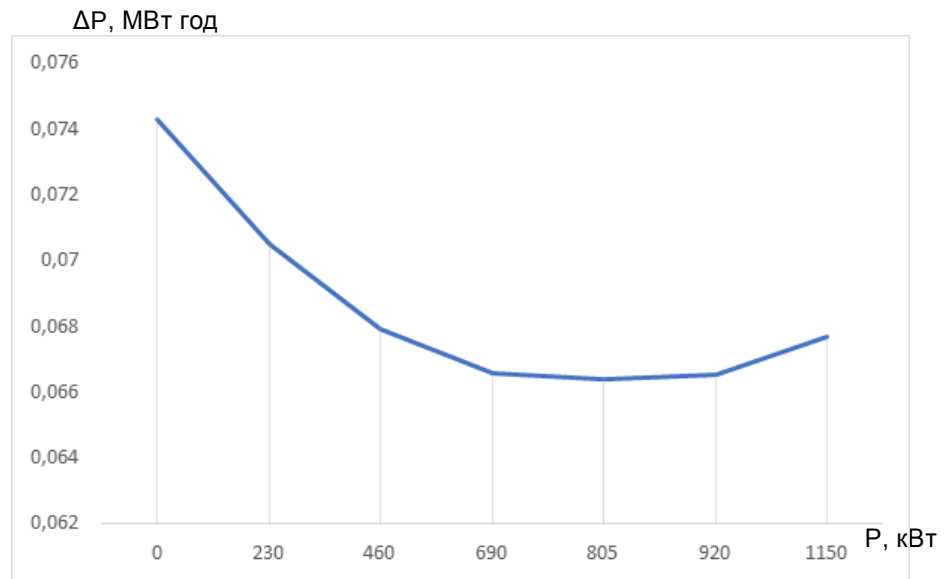


Рисунок 4.16 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Оляниця"

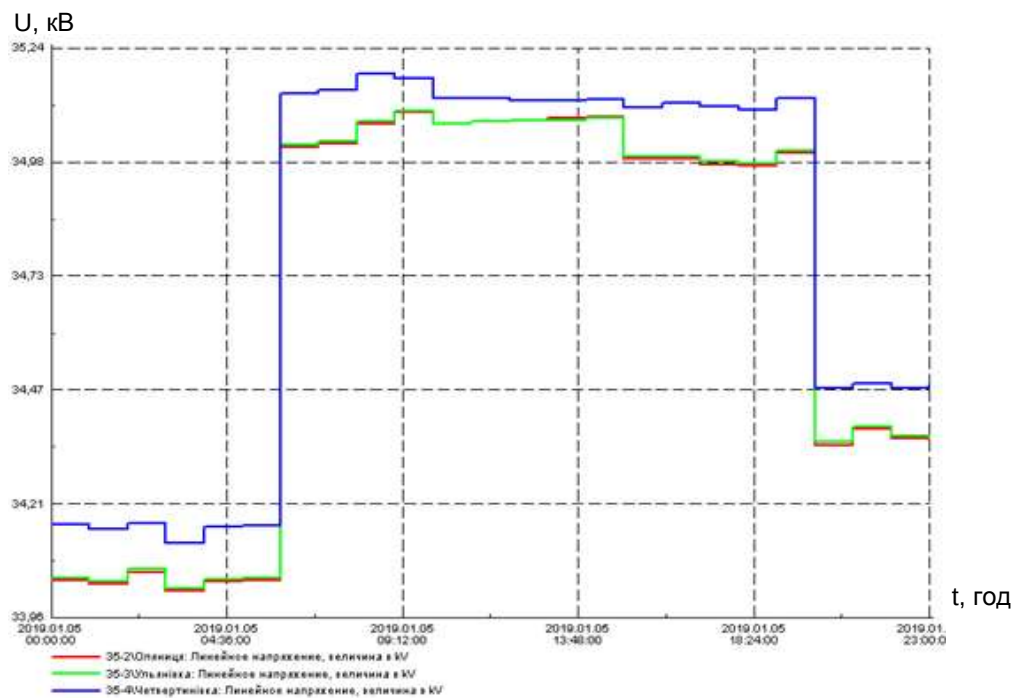


Рисунок 4.17 – Рівні напруги на ПС "Четвертинівка", ПС "Ульянівка" та ПС "Оляниця"

Зміна втрат активної потужності протягом доби показані на рисунку 4.18 та 4.19.

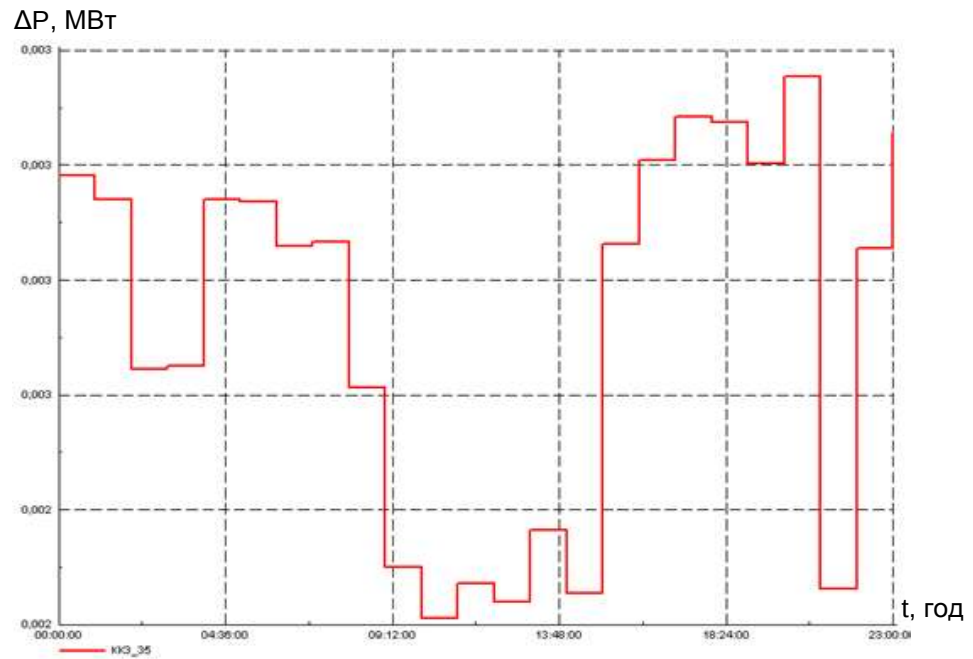


Рисунок 4.18 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика», з ФЕС 0,8 МВт, яка під'єднана до ПС "Оляниця"

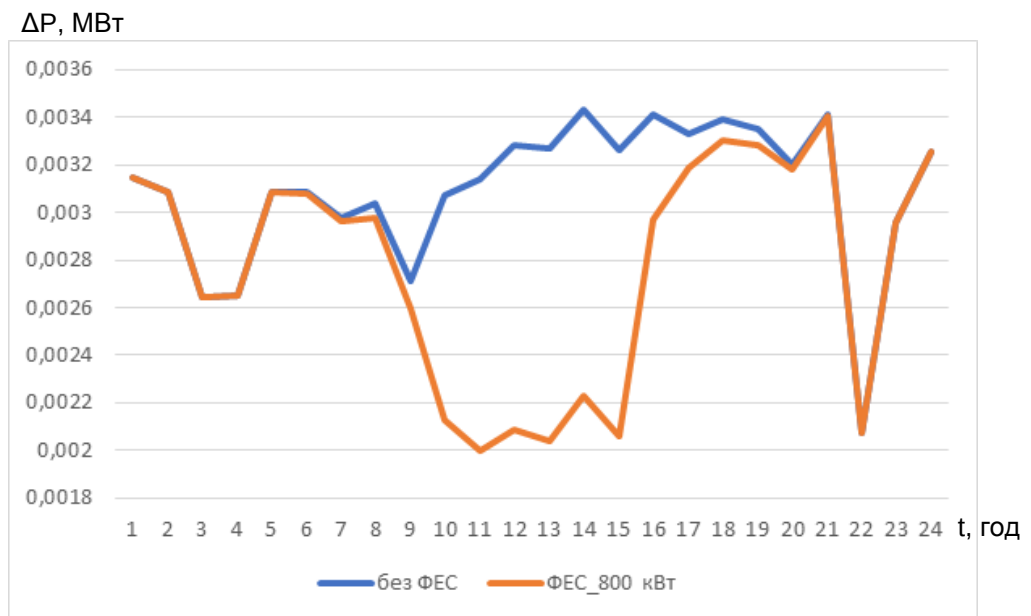


Рисунок 4.19 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ до встановлення ФЕС 0,8МВт та після

4.2 Аналіз можливих точок секціонування електричної мережі з врахуванням перспектив розбудови

4.2.1 Без підключення ФЕС

Будівництво лінії електропередавання між ПС "Білоусівка" та ПС "Оляниця" дозволяє підвищити надійність електропостачання ПС "Білоусівка", ПС "Оляниця", ПС "Ульянівка" та ПС "Четвертинівка".

При переносі точки секціонування таким чином щоб ПС "Білоусівка" та ПС "Оляниця" живились від ПС 110/35/10 кВ "Заозерна" рівні напруги суттєво не змінились (див. рис. 4.20). Втрати активної потужності у фрагменті ПС "Заозерна" – ПС "Білоусівка" – ПС "Оляниця".

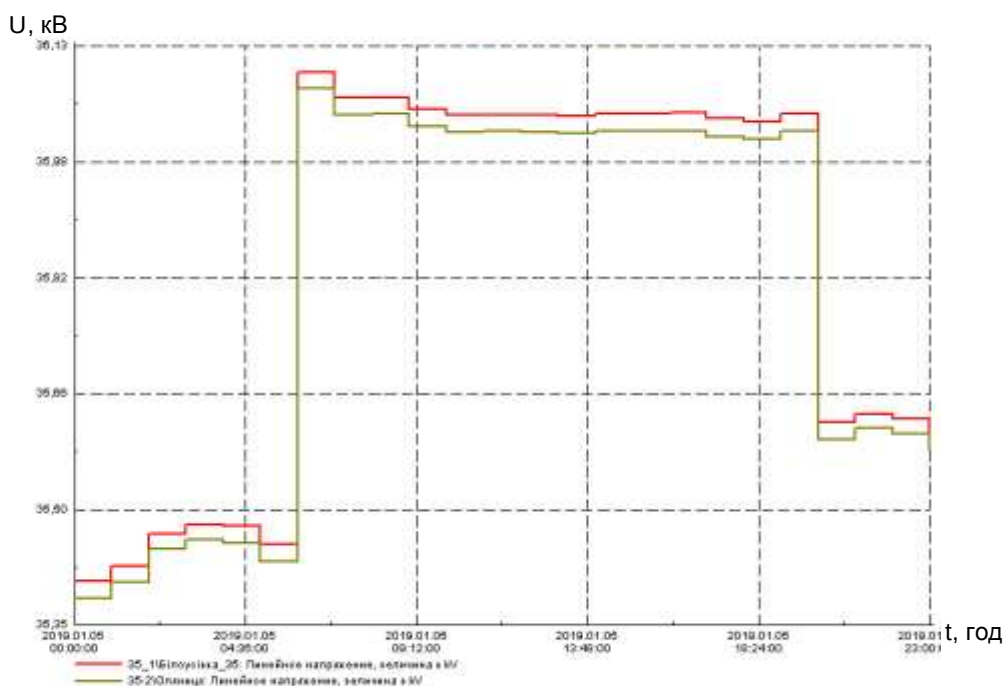


Рисунок 4.20 – Рівні напруги на ПС "Білоусівка" та ПС "Оляниця"

Також не спостерігається суттєве зростання втрат в цьому фрагменті електричних мереж (див. рис. 4.21). Це підтверджує можливість використання такої схеми не лише як ремонтну, але й як нормальну.

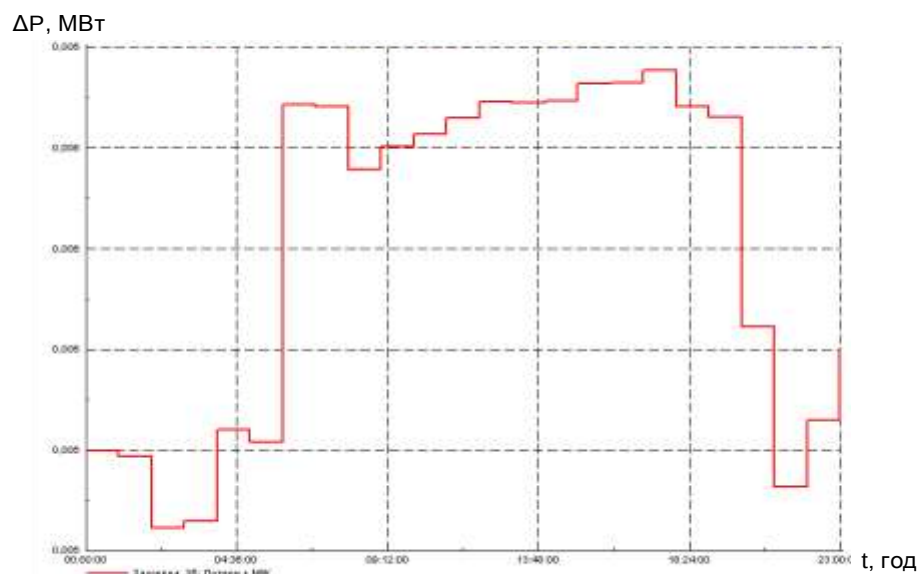


Рисунок 4.21 – Втрати активної потужності у фрагменті електричної мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика»

4.2.2 Визначення оптимальної потужності ФЕС, яка під'єднується до ПС "Оляниця" за умови з'єднання її з ПС "Білоусівка"

Результат оптимізації показано на рисунку 4.22. Оптимальною встановленою потужністю є потужність на рівні 10 кВт.

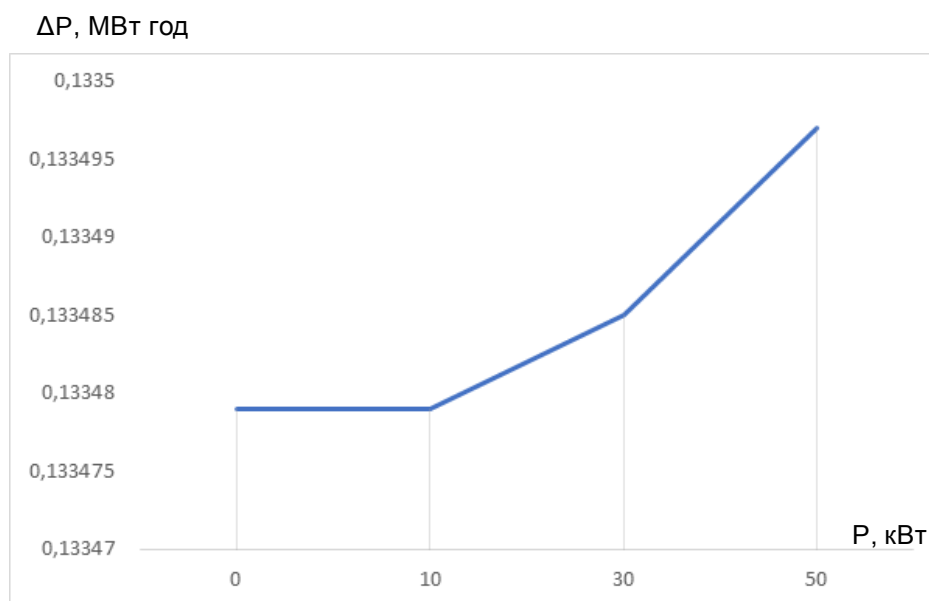


Рисунок 4.22 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Оляниця"

Кращим варіантом схеми для під'єднання ФЕС є схема з'єднання ПС "Оляниця" з ПС 110/35/10 кВ "ККЗ".

4.2.3 Будівництво ПС "Богданівка" без підключення ФЕС

Будівництво ПС "Богданівка" (планується її підключення в розсічку ЛЕП, що з'єднує ПС "Білоусівка" та ПС "Оляниця") та лінії електропередавання між ПС "Богданівка" та ПС "Білоусівка" дозволяє підвищити надійність електропостачання підстанцій, які живляться від ЛЕП 35кВ, та наблизити коефіцієнт готовності до одиниці.

Варіант секціонування ПС 110/35/10 "Заозерна" – ПС "Білоусівка" – ПС "Богданівка" – ПС "Оляниця" – ПС "Холодівка". Розрахунок відхилення напруги у вузлах за такої схеми без ФЕС показано на рисунку 4.23. Відсутність значних перетікань зумовлює відхилення напруги у вузлах мережі в межах норми.

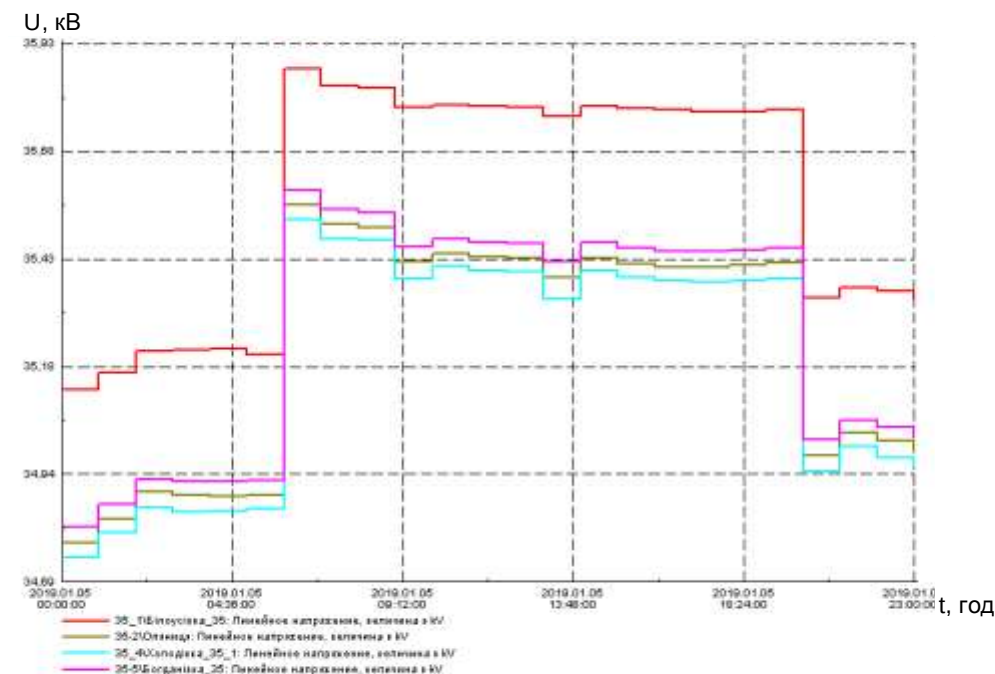


Рисунок 4.23 – Рівні напруги на ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка", ПС "Оляниця" та ПС "Холодівка"

Спостерігається відносне зростання втрат активної потужності. Графік

зміни втрат протягом доби показано на рисунку 4.24.

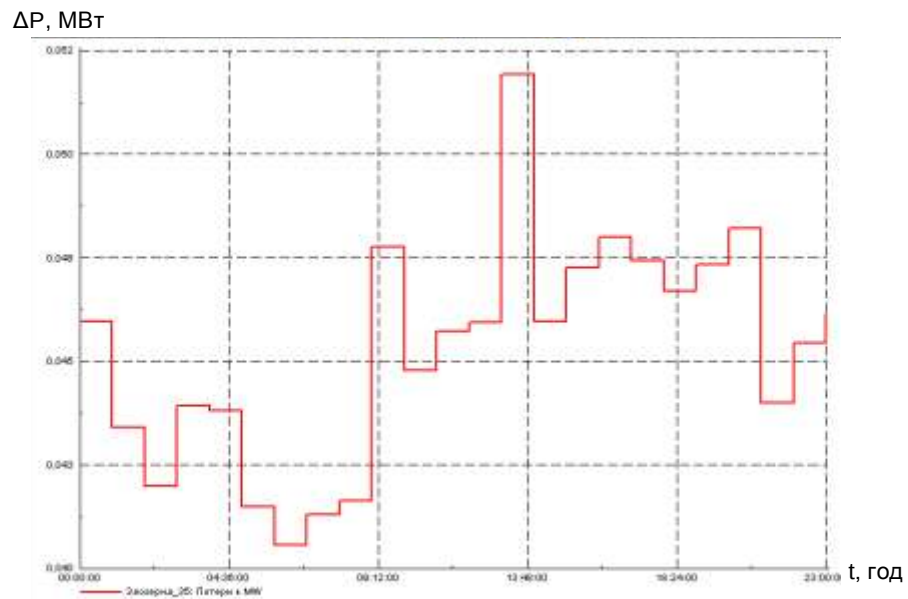


Рисунок 4.24 – Втрати активної потужності у фрагменті електричної мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика»

4.2.4 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Оляниця"

Оптимальною встановленою потужністю ФЕС, яка під'єднується до ПС "Оляниця" є 1,4 МВт (див. рис. 4.25).

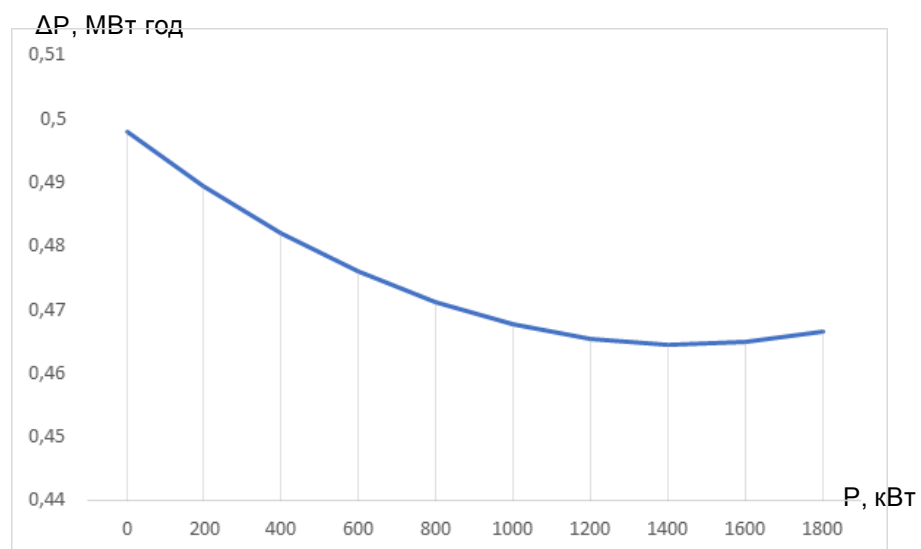


Рисунок 4.25 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Оляниця"

За такої потужності спостерігаються допустимі відхилення напруги у вузлах (рис. 4.26) та максимальне зниження втрат потужності (рис. 4.27).

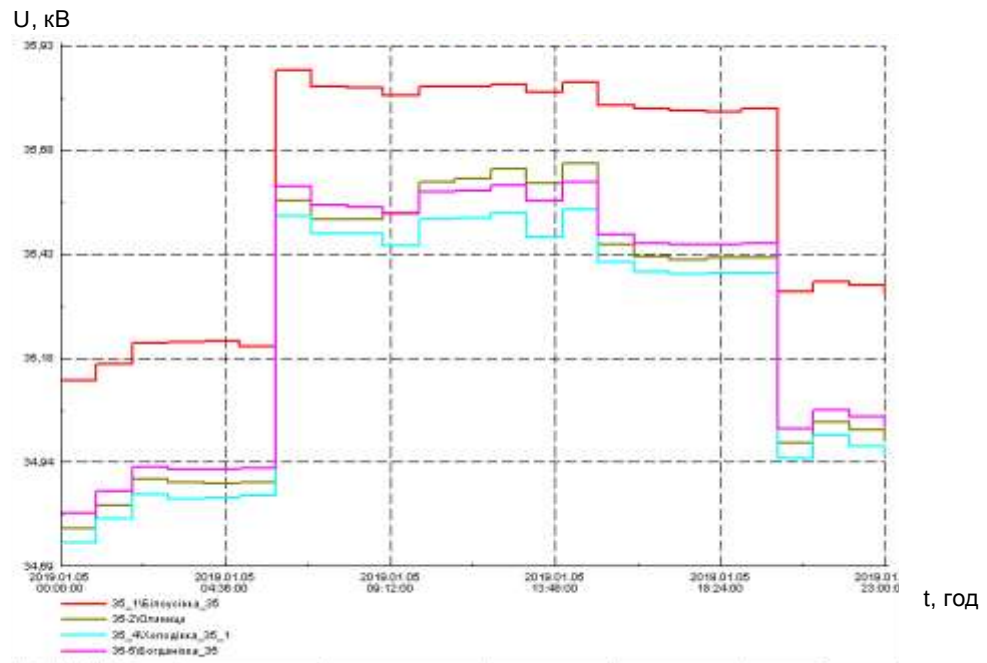


Рисунок 4.26 – Рівні напруги на ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка", ПС "Оляниця" та ПС "Холодівка"

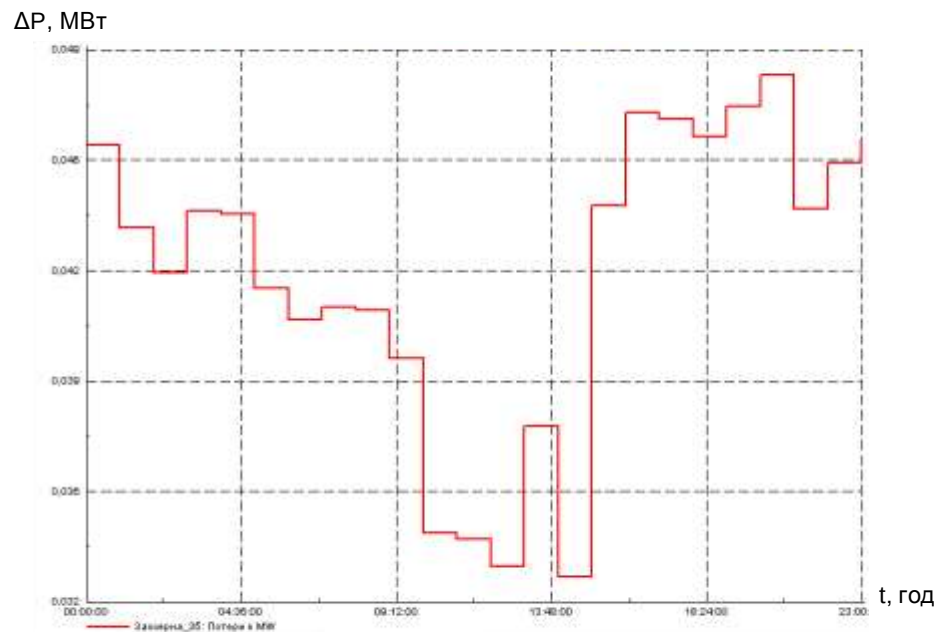


Рисунок 4.27 – Втрати активної потужності у фрагменті електричної мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика»

4.2.5 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Холодівка"

Оптимальною встановленою потужністю ФЕС, яка під'єднується до ПС "Холодівка" є 1,6 МВт (див. рис. 4.28).

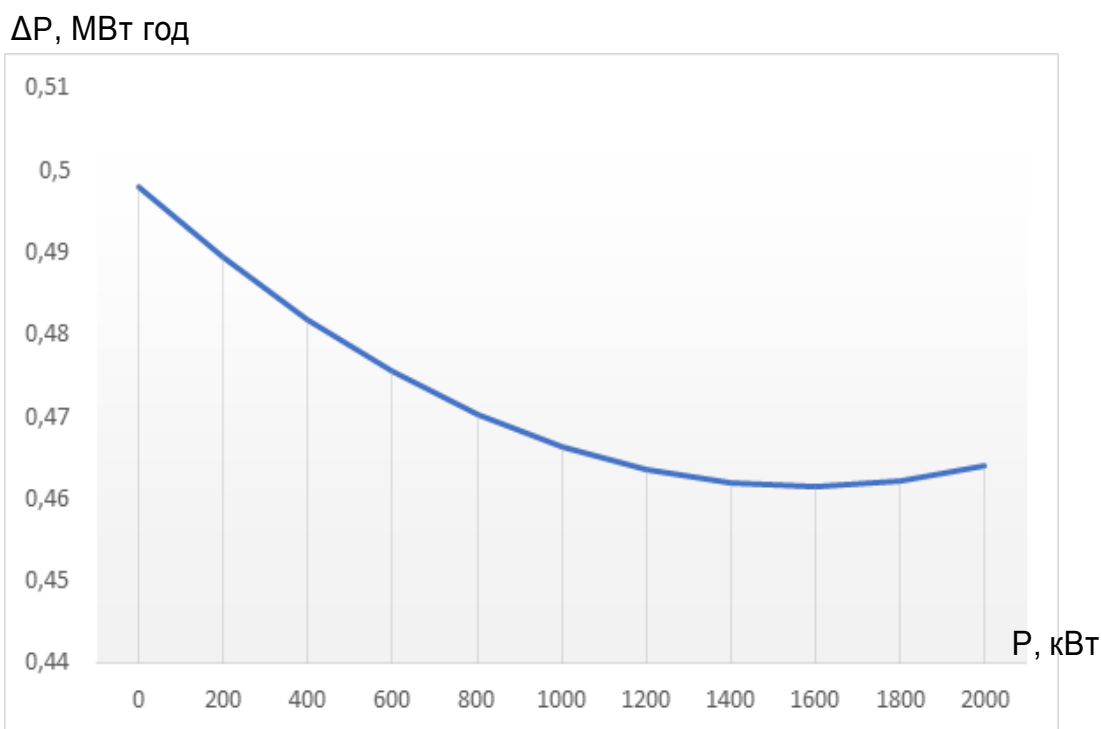


Рисунок 4.28 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Холодівка"

За такої потужності спостерігаються допустимі відхилення напруги у вузлах (рис. 4.29) та максимальне зниження втрат потужності (рис. 4.30).

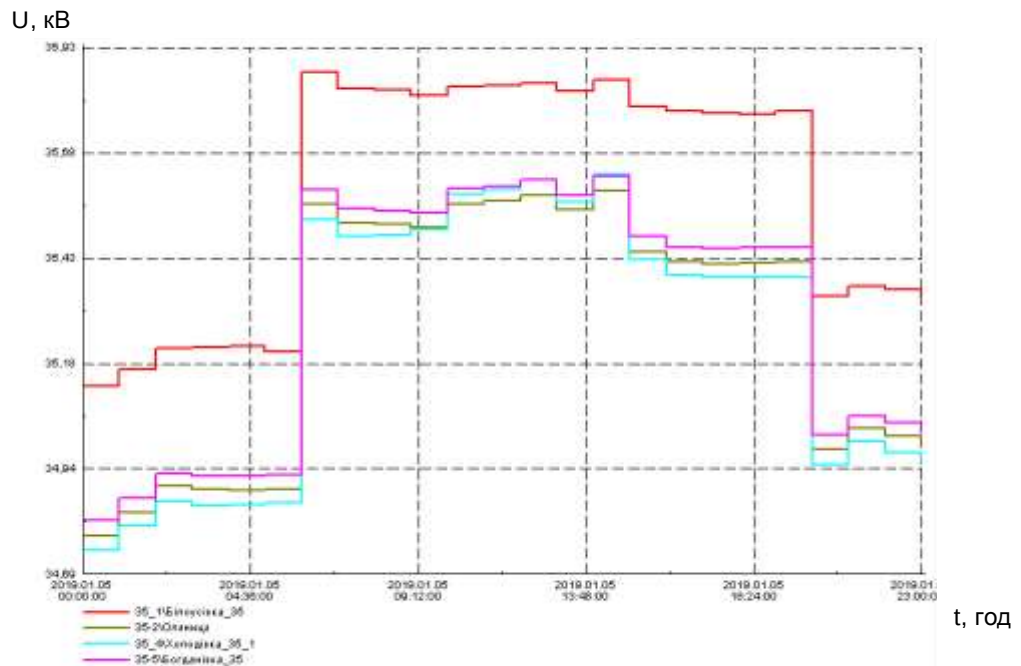


Рисунок 4.29 – Рівні напруги на ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка", ПС "Оляниця" та ПС "Холодівка"

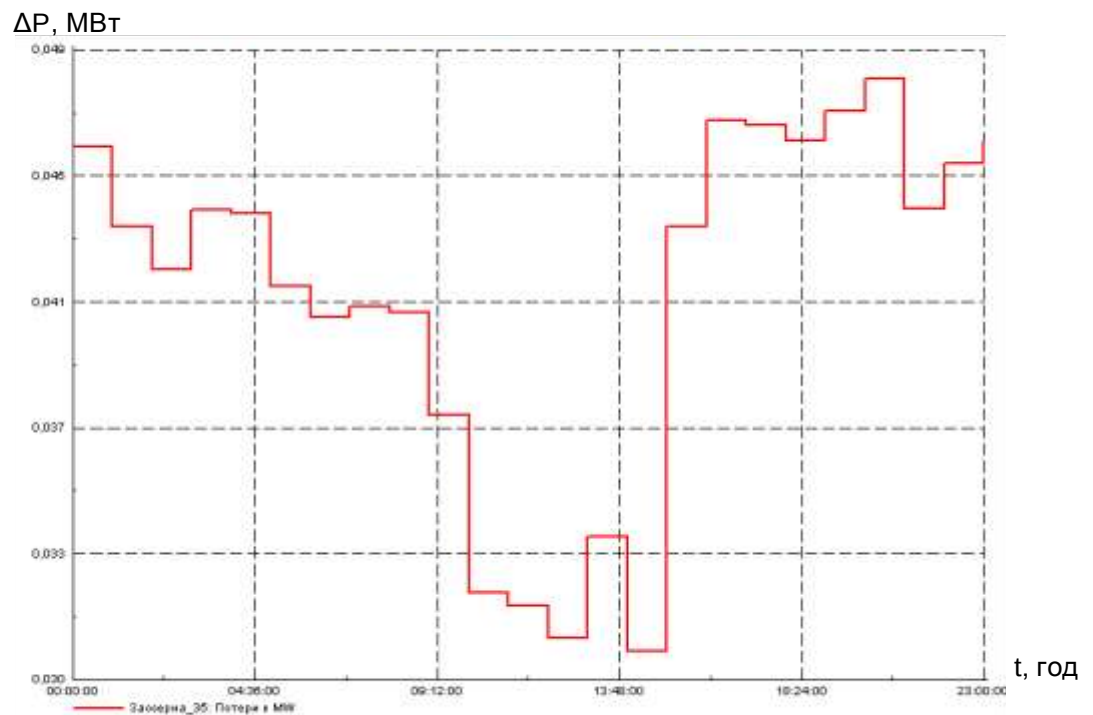


Рисунок 4.30 – Втрати активної потужності у фрагменті електричної мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика»

4.2.6 Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС підключеної до ПС "Холодівка" і ПС "Оляниця"

Оптимальною встановленою потужністю ФЕС, яка під'єднується до ПС "Холодівка" є 0,8 МВт і ПС "Оляниця" 0,8 МВт (див. рис. 4.31).

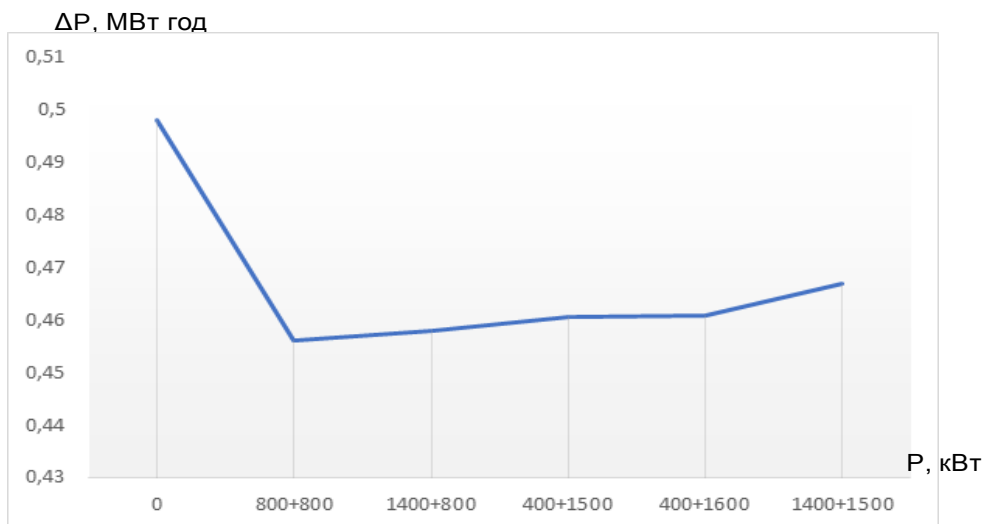


Рисунок 4.31 – Зміна втрат в електричній мережі 35 кВ від встановленої потужності ФЕС під'єднаної до ПС "Холодівка" та ПС "Оляниця"

За такої потужності спостерігаються допустимі відхилення напруги у вузлах (рис. 4.32) та максимальне зниження втрат потужності (рис. 4.33).

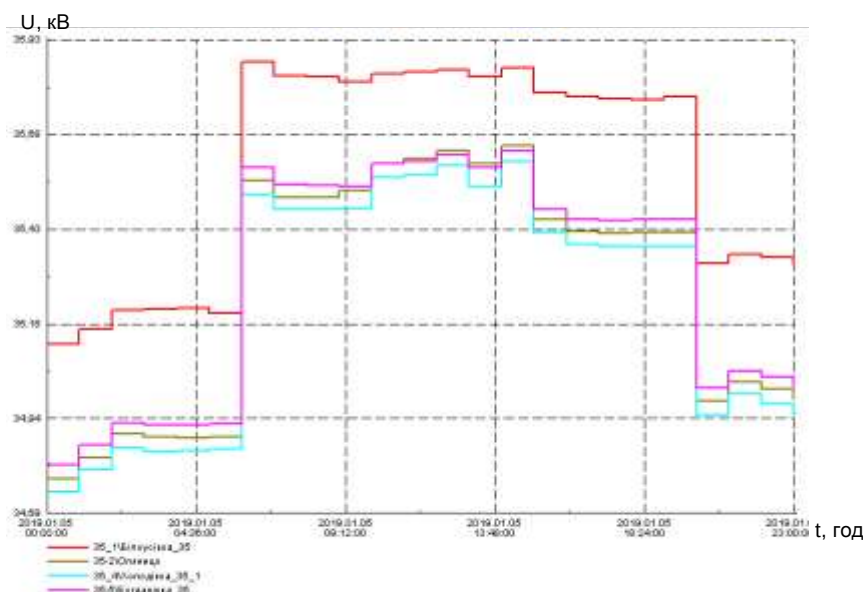


Рисунок 4.32 – Рівні напруги на ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка", ПС "Оляниця" та ПС "Холодівка"

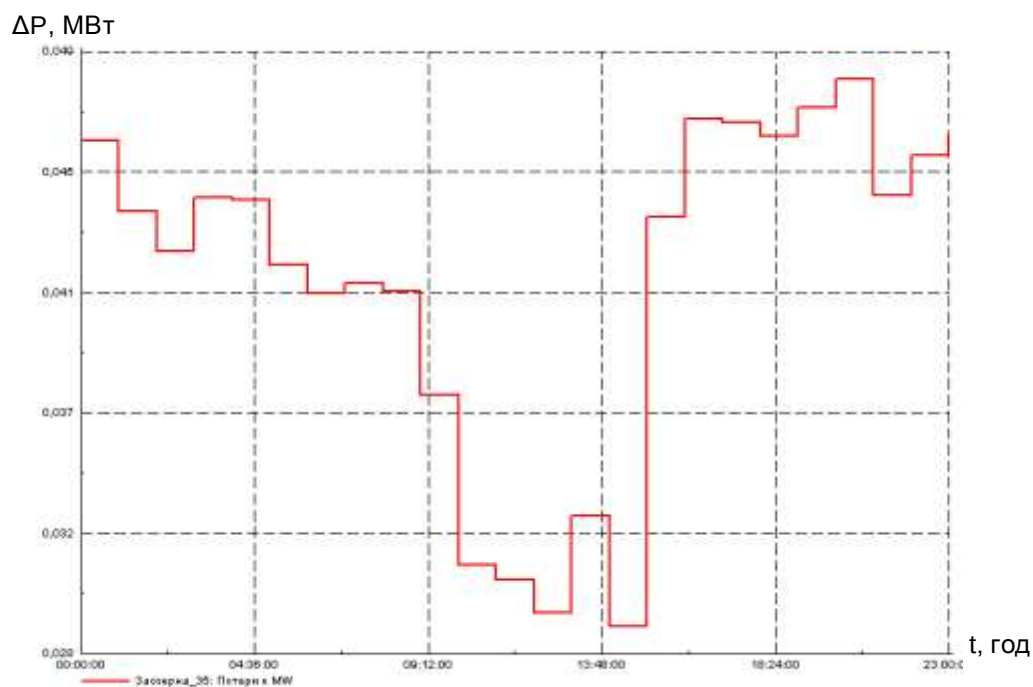


Рисунок 4.33 – Втрати активної потужності у фрагменті електричної мережі 35 кВ ТОВ «Вінницька птахофабрика»

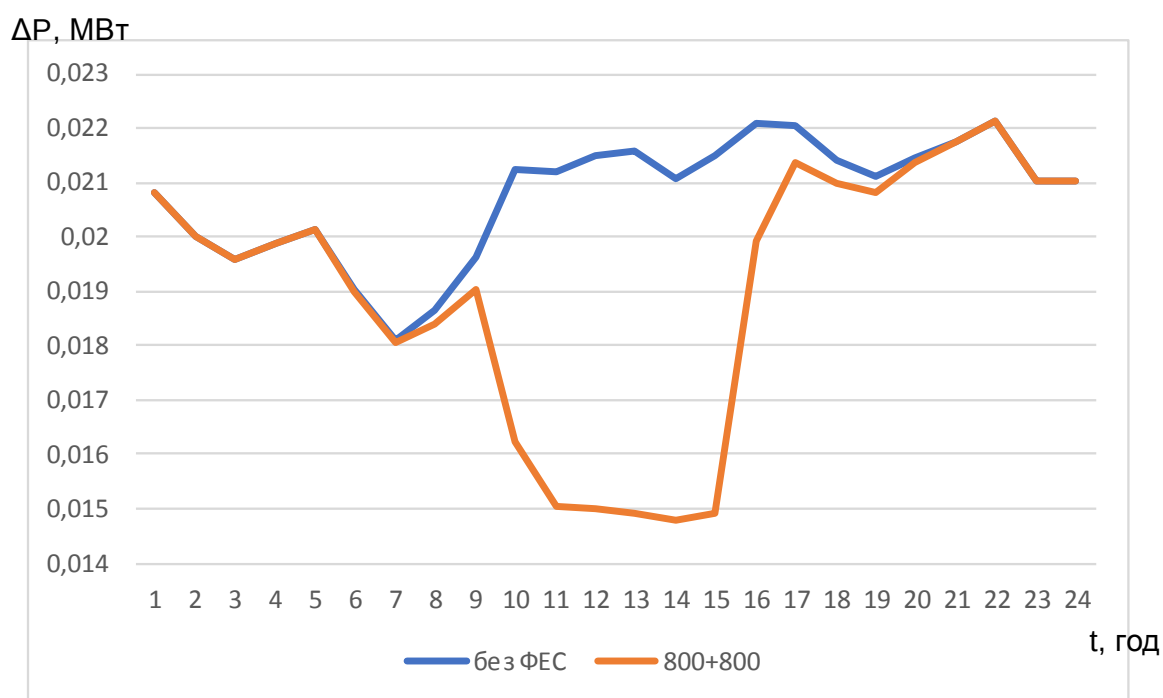


Рисунок 4.34 – Втрати активної потужності в електричній мережі 35 кВ до встановлення по ФЕС 0,8МВт на ПС "Холодівка" та ПС "Оляниця" та після

З врахуванням потужностей отриманих під час аналізу існуючої схеми до ПС "Холодівка" для максимального зниження втрат доцільно підключати ФЕС встановленою потужністю в межах 2,3МВт, до ПС "Оляниця" – 1,6 МВт. Однак при цьому необхідно передбачити можливість секціонування в межах цих підстанцій.

4.3 Розрахунок режиму електричної мережі з використанням фотоелектричних станцій в режимі компенсатора реактивної потужності

Проведемо розрахунковий експеримент з визначення ефекту від використання фотоелектричних станцій в режимі компенсатора, технічна можливість такого режиму була показана в попередніх розділах.

4.3.1 Розрахунок зниження втрат активної потужності в наслідок впливу на перетоки реактивної потужності фотоелектричними станціями

Розглянемо фрагмент схеми Ямпільських електричних мереж (див. рис. 4.35). До цієї електричної мережі приєднана Гальжбіївська ФЕС, яка розділена на дві частини, кожна з яких приєднана до свого фідера.

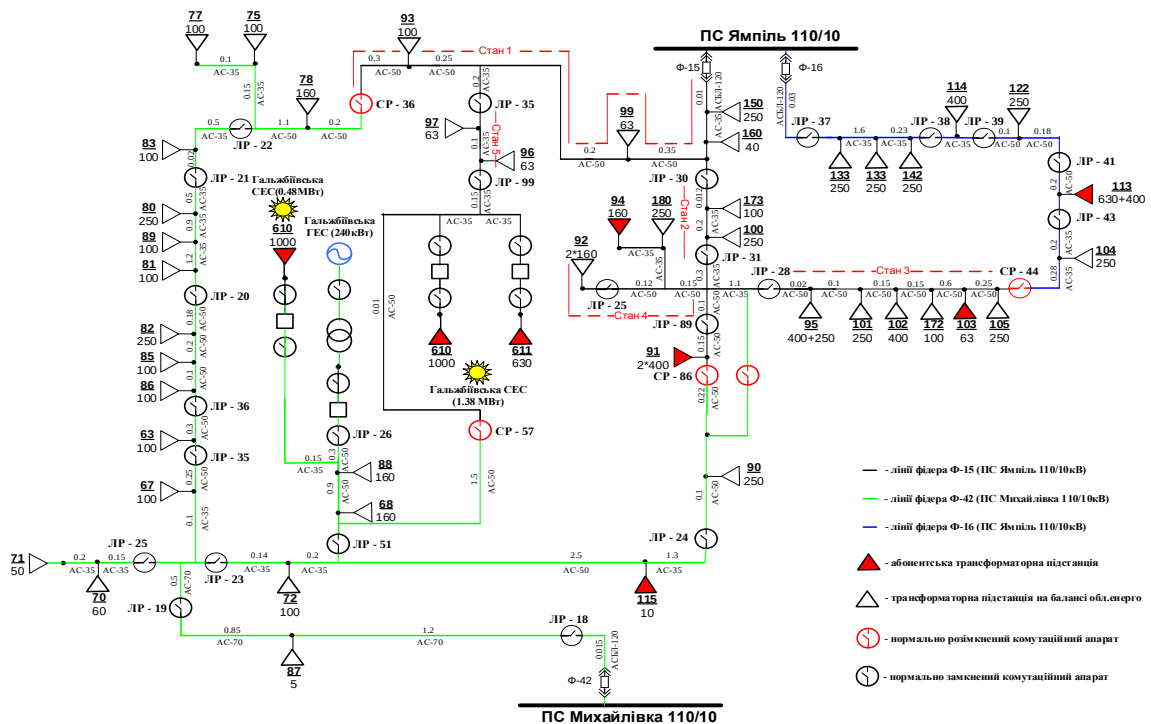


Рисунок 4.35 – Однолінійна схема фрагменту Ямпільських розподільних електричних мереж 10кВ

Розглянемо декілька режимів:

1. Без генерування ФЕС Гальжбіївська;
2. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\tan(\varphi)=0$, $\cos(\varphi)=1$;
3. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\tan(\varphi)=0,1$, $\cos(\varphi)=0,995$;
4. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\tan(\varphi)=0,33$, $\cos(\varphi)=0,95$;
5. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\tan(\varphi)=0,48$, $\cos(\varphi)=0,9$;
6. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\tan(\varphi)=0,75$, $\cos(\varphi)=0,8$.

Розрахунки проведено в програмному комплексі "Втрати". Результати наведені на рисунках 4.36 – 4.41.

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	21.4	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.5	
- навантажувальні:	1.1	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.0	
Сумарні втрати потужності:	45.8	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	17981.5	2.83
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9375.6	1.48
- навантажувальні:	938.6	0.15
- неробочого ходу:	8437.0	1.33
У мережах 0,4 кВ:	10072.6	1.59
Сумарні втрати електроенергії:	37429.6	5.89
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	6546.1	1.03
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	6546.1	1.03
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.36 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0$, $\cos(\varphi)=1$)

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	24.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.9	
- навантажувальні:	1.6	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.6	
Сумарні втрати потужності:	49.8	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	20456.1	2.38
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9772.9	1.14
- навантажувальні:	1335.9	0.16
- неробочого ходу:	8437.0	0.98
У мережах 0,4 кВ:	10631.7	1.24
Сумарні втрати електроенергії:	40860.7	4.76
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	8268.8	0.96
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	8268.8	0.96
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.37 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0$, $\cos(\varphi)=1$)

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	23.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.9	
- навантажувальні:	1.6	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.6	
Сумарні втрати потужності:	48.9	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	19614.2	2.28
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9774.3	1.14
- навантажувальні:	1337.4	0.16
- неробочого ходу:	8437.0	0.98
У мережах 0,4 кВ:	10644.9	1.24
Сумарні втрати електроенергії:	40033.4	4.66
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	8270.1	0.96
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	8270.1	0.96
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.38 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0.1$, $\cos(\varphi)=0.995$)

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	21.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.9	
- навантажувальні:	1.6	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.7	
Сумарні втрати потужності:	46.9	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	17959.7	2.09
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9776.9	1.14
- навантажувальні:	1339.9	0.16
- неробочого ходу:	8437.0	0.98
У мережах 0,4 кВ:	10669.3	1.24
Сумарні втрати електроенергії:	38405.8	4.47
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	8271.6	0.96
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	8271.6	0.96
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.39 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0.33$, $\cos(\varphi)=0.95$)

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	20.2	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.9	
- навантажувальні:	1.6	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.7	
Сумарні втрати потужності:	45.9	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	17038.5	1.98
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9778.1	1.14
- навантажувальні:	1341.1	0.16
- неробочого ходу:	8437.0	0.98
У мережах 0,4 кВ:	10681.2	1.24
Сумарні втрати електроенергії:	37497.8	4.37
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	8271.4	0.96
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	8271.4	0.96
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.40 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0.48$, $\cos(\varphi)=0.9$)

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	18.8	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.9	
- навантажувальні:	1.6	
- неробочого ходу:	11.3	
У мережах 0,4 кВ:	12.7	
Сумарні втрати потужності:	44.5	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	15852.8	1.85
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9779.0	1.14
- навантажувальні:	1342.0	0.16
- неробочого ходу:	8437.0	0.98
У мережах 0,4 кВ:	10693.1	1.25
Сумарні втрати електроенергії:	36325.0	4.23
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	8268.6	0.96
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	8268.6	0.96
>>Час максимальних втрат, год:	366.8	

Рисунок 4.41 – Генерування 300 кВт ($\tan(\varphi)=0.75$, $\cos(\varphi)=0.8$)

Аналіз результатів розрахунку дозволяє зробити висновок про підвищення енергоефективності внаслідок компенсації перетоків реактивної потужності за рахунок зниження втрат активної потужності.

Однак, не треба забувати про те, що завантаження інвертора реактивною потужністю призводить до зниження рівня генерованої активної потужності в наслідок його перегріву. Крім цього не потрібно забувати про рівень спотворень кривої напруги і струму, які можуть мати місце в такому режимі. Тому проведемо аналіз можливих рівнів спотворення в розглянутих режимах засобами Matlab Simulink 2018.

4.3.2 Аналіз рівнів спотворень кривої напруги в мережі 10 кВ для різних рівнів генерованої реактивної потужності на ФЕС

Моделювались такі режими:

1. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\text{tg}(\varphi)=0,1$, $\cos(\varphi)=0,995$;
2. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\text{tg}(\varphi)=0,33$, $\cos(\varphi)=0,95$;
3. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\text{tg}(\varphi)=0,48$, $\cos(\varphi)=0,9$;
4. Генерування ФЕС Гальжбіївська 300кВт з дотриманням $\text{tg}(\varphi)=0,75$, $\cos(\varphi)=0,8$.

Результати моделювання показані на рисунках 4.42 – 4.45.

Відповідно ГОСТ 13109-97, нормально допустимі значення коефіцієнту викривлення синусоїдності кривої напруги для мереж 10 кВ складає 5 %, гранично допустимі значення складає 7,5 %.

Нормально допустимі значення коефіцієнту n -ої гармонічної складової для кожної гармоніки приведено в ГОСТ 13109-97, наприклад, для 5-ої гармоніки – 4,0 %, для 7-ої гармоніки – 3 % і т.д. Гранично допустиме значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової для кожної гармоніки в 1,5 рази більше нормально допустимого.

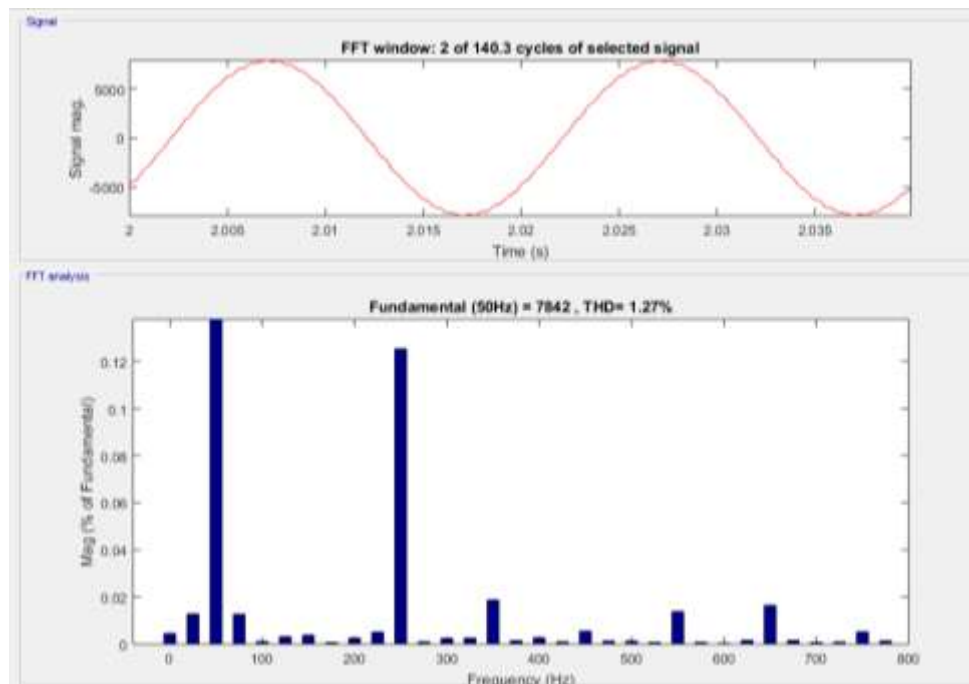


Рисунок 4.42 – Рівні спотворень за режиму дотриманням $\tan(\phi)=0.1$

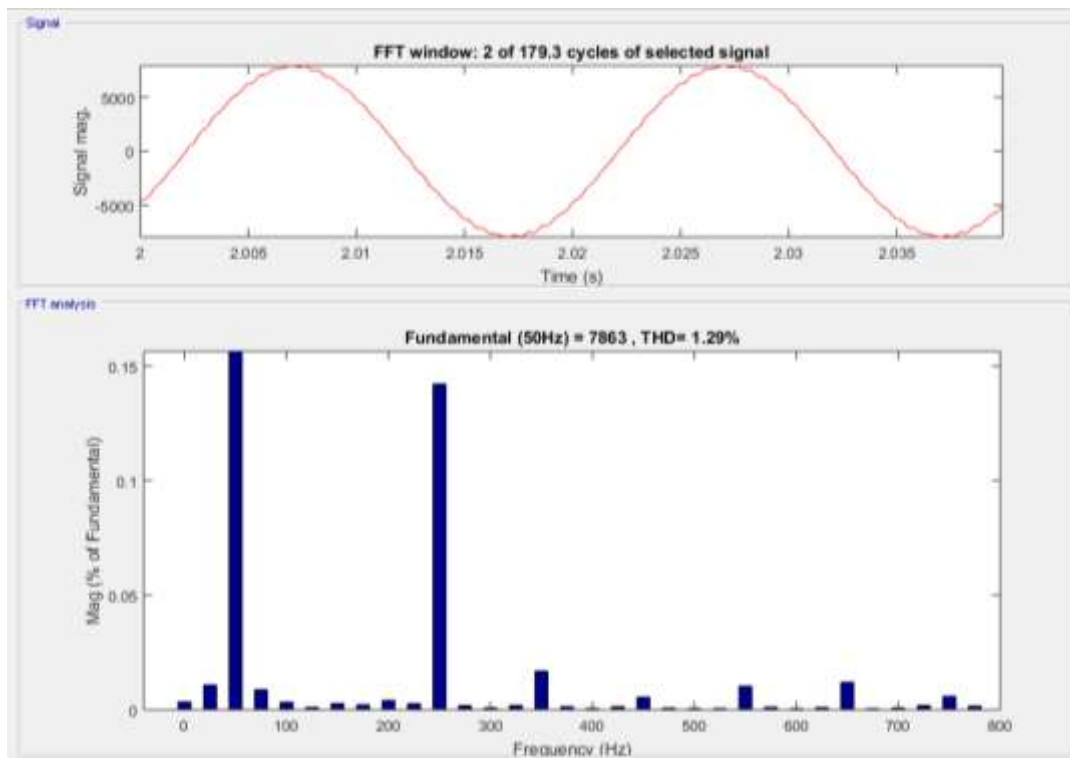
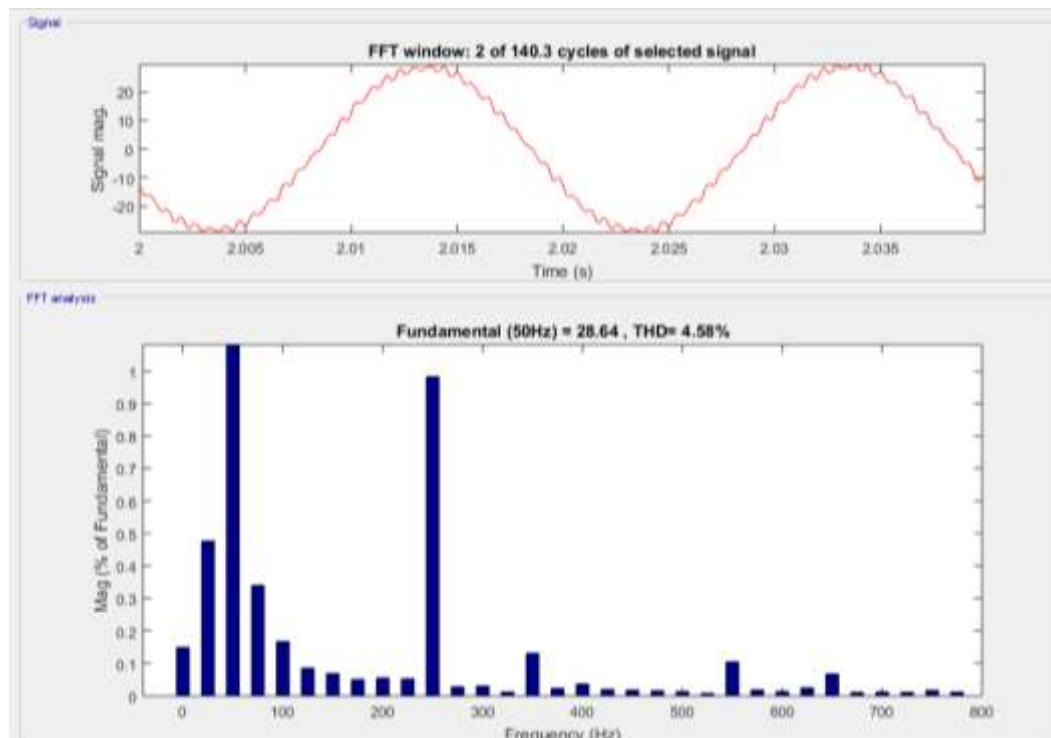


Рисунок 4.43- Рівні спотворень за режиму дотриманням $\tan(\phi)=0.33$



Рисунгк4.44 – Рівні спотворень за режиму дотриманням $\tan(\phi)=0,48$

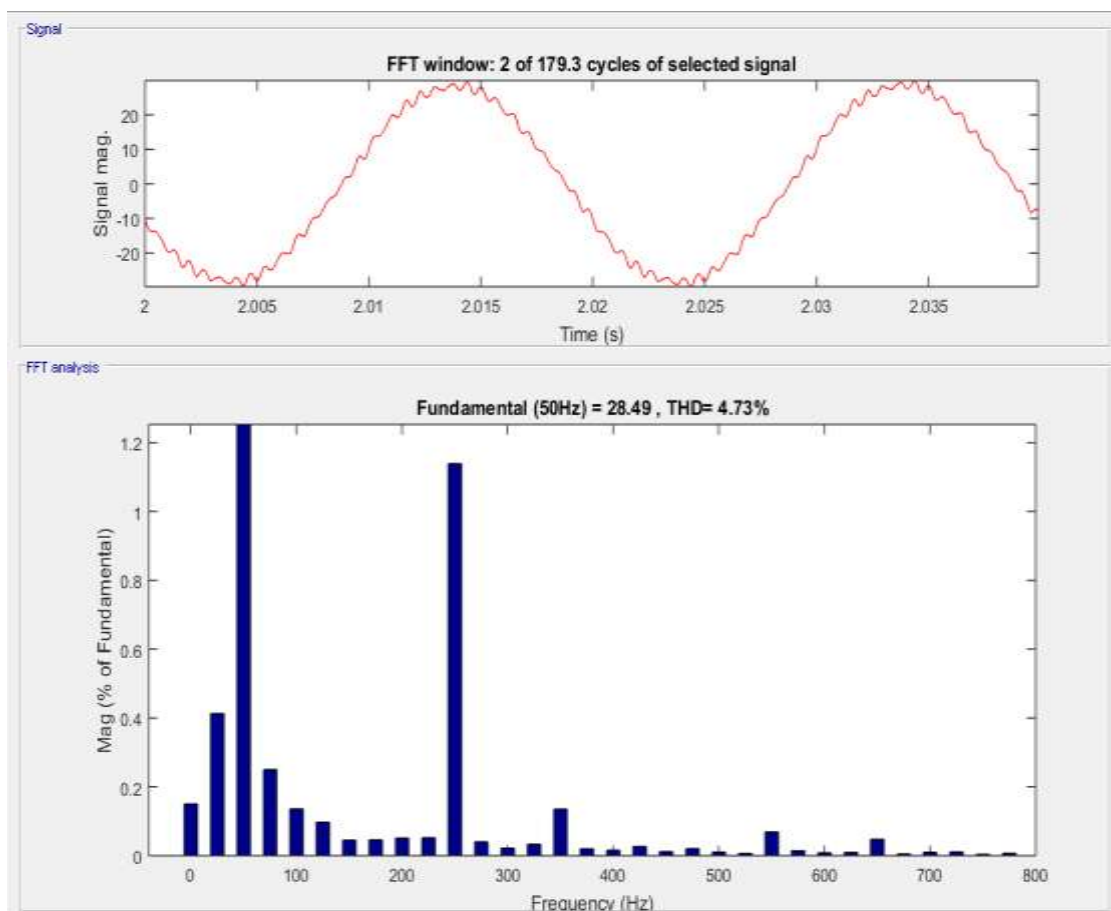


Рисунок 4.45 – Рівні спотворень за режиму дотриманням $\tan(\phi)=0,75$

Аналіз результатів моделювання дозволяє зробити висновок, що спотворення не перевищують допустимі величини. Однак спостерігається зростання непарних гармонік, особливо 5-ої. Крім цього необхідно пам'ятати про допущення прийняте під час моделювання про відсутність спотворень в електричній мережі без ФЕС, що не відповідає реальній ситуації в мережах 10 кВ України.

4.3.3 Вплив різних заходів на енергоефективність електричних мереж Ямпільських РЕМ

В роботі проаналізовані ряд заходів, які можна реалізувати шляхом оптимального розташування точок підключення ВДЕ, виведенням ФЕС в режим компенсатора реактивної потужності, тощо. Для електричної мережі, фрагмент якої показано на рисунку. 4.35, значення показника оцінювання ефективності F_* з врахуванням проведених заходів буде мати значення показані на рисунку 4.51.

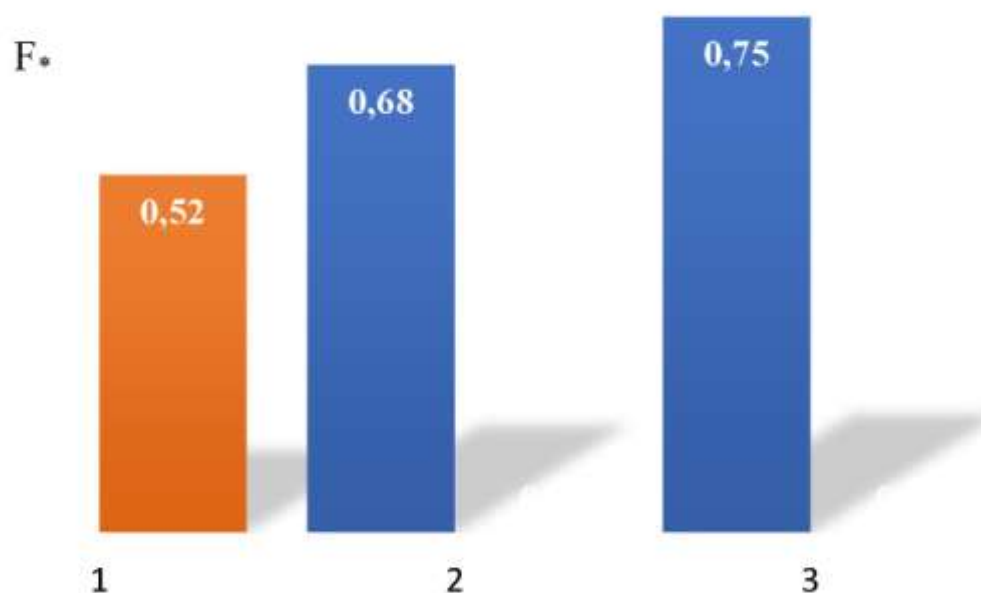


Рисунок 4.51 – Значення показника ефективності для різних заходів, які розглядались в роботі

На рисунку 4.51 показано під номером 1 значення показника F_* для поточного стану електричної мережі з ВДЕ. Під номером 2 значення показника за умови генерування ВДЕ потужності, що відповідає оптимальному значенню встановленої потужності, яка визначена за запропонованим в роботі методом . Під номером 3 значення показника відповідає випадку 2 за умови використання ФЕС приєднаних до мережі і як компенсатор реактивної потужності.

4.4 Висновки до розділу 4

1. Виконано перед проектні розрахунки з введенням до існуючої електричної схеми сонячних електростанцій. Показано, що понаднормове зростання напруги на шинах 10 кВ, до яких планується підключення СЕС, повинно враховуватись під час розроблення проектів, оскільки можуть стати причиною недовідпуску електричної енергії в наслідок відключення інверторного обладнання. Введення потужностей СЕС визначені за площадками для їх побудови (14 МВт ПС "Холодівка" та 7 МВт ПС "Олениця") будуть призводити до понаднормових відхилень напруги в години максимального генерування. Зростання втрат потужності, які зумовлені зустрічними потоками в години максимального генерування, є припустими.

2. У зв'язку з введенням в існуючу електричну мережу ВДЕ виконані відповідні зміни схеми. Аналіз доцільних точок секціонування електричної мережі після її розширення шляхом побудови зв'язків між ПС "Білоусівка", ПС "Богданівка" (нова), ПС "Холодівка" та ПС "Оляниця" показав необхідність забезпечення секціонування на ПС "Холодівка" та ПС "Оляниця" з можливістю перерозподілу потужності ФЕС між секціями шин 35кВ. Таке секціонування з АВР дозволяє підвищити надійність

електропостачання, зменшити втрати електроенергії та покращати якість напруги, тобто підвищити енергоефективність системи електропостачання в цілому. Напруги на шинах 35 і 10 кВ на ПС 110/35/10кВ залежать від значення коефіцієнта трансформації трансформатора. Коефіцієнтом трансформації трансформатора на ПС «Заозерна» може підтримуватися напруга в допустимих межах, проте реальний діапазон регулювання є не великим – це відпайки 6–8. В режимі мінімальних навантажень, коли дві черги когенераційної установки та СЕС генерують максимально, то спостерігається перевищення напруги на шинах 10 і 35 кВ.

3. Вплив реактивної потужності СЕС на якість напруги виконано на прикладі Гільжбіївської СЕС і малої ГЕС. Аналіз результатів розрахунку дозволяє зробити висновок про підвищення енергоефективності внаслідок компенсації перетоків реактивної потужності за рахунок зниження втрат активної потужності. Встановлено, що може мати місце спотворення синусоїди напруги і струму. Тому проведено аналіз можливих рівнів спотворення в розглянутих режимах засобами Matlab Simulink 2018. Показано, що склад гармонік, в основному, визначається гармонічним складом напруги мережі, яка подається на інвертор.

ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі наведено нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що відрізняється від відомих застосуванням засобів аналізу чутливості та критеріального моделювання, що у комплексі дозволило підвищити ефективність локальних електричних систем, застосовуючи технічні можливості відновлюваних джерел енергії.

1. Енергоефективність електричної мережі залежить, в тому числі, від потужності ВДЕ. Важливим є визначити її значення в контексті забезпечення параметрів мережі в межах, встановлених нормативними документами, а також участі ВДЕ в плануванні і підтримці балансу потужності та електроенергії в ЕЕС. Запропоновано метод формування оптимального значення потужності ВДЕ, який пристосований до визначення значень їх потужності і характеру їх зміни, коли критерієм оптимальності є втрати електроенергії в мережі. Отримані залежності втрат потужності та електроенергії дозволяють прогнозувати їх значення в балансі ЕЕС.

2. У відповідності до кодексу електричних мереж передбачено керування реактивною потужністю в ЛЕС і напругою. Розроблено модель компенсації реактивної потужності в електричній мережі і запропоновано вдосконалену систему керування інвертором ФЕС. Результати моделювання режиму дозволяють встановити залежності для підтримання сталого значення генерованої реактивної потужності з заданим коефіцієнтом потужності.

3. В існуючій електричній мережі, яка проектувалася і експлуатувалася від централізованого живлення, розбудова в ній розосередженого генерування призводить до суттєвих змін параметрів режиму. Вплив РДЕ на параметри режиму мережі можливо оцінювати натурно-імітаційним моделюванням. Для цього в програмний комплекс з ОІК вводяться поточні дані параметрів режиму мережі, а режими роботи РДЕ, наприклад ВДЕ, імітуються в допустимих межах. Техніко-економічні параметри (напруга,

втрати потужності, бажані коефіцієнти трансформації трансформаторів та ін.) фіксуються і наносяться на робочу схему.

4. Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності електричних мереж адаптовано до оцінювання впливу ВДЕ, зокрема ФЕС і малих ГЕС, на показник енергоефективності мережі в нових умовах. В першу чергу враховується вплив ВДЕ на відповідність рівнів напруги нормативним значенням та на втрати електроенергії в мережі. В результаті створюються умови для оцінювання можливості і доцільності передачі згенерованої електроенергії з ЛЕС в ЕЕС або навпаки.

5. Ефективність запропонованих методів показана на прикладі розрахунків максимальних та мінімальних режимів підстанції 110/35/10кВ за різних умов генерування ФЕС і установки когенерації. При цьому запропонований підхід забезпечує контроль обмежень на параметри режиму електричної мережі в широкому діапазоні зміни генерування ВДЕ в ЛЕС. Враховується також перспектива розвитку навантаження в ЛЕС і закладається відповідно поетапне нарощування генерування.

6. Для підвищення енергоефективності електричної мережі обов'язковим є узгодження графіків навантаження і генерування ЛЕС з режимами роботи ЕЕС. Необхідно планувати таким чином, що в режимі максимальних навантажень локальна електрична система має бути збалансована і з ЕЕС споживатиметься мінімальна кількість електроенергії, а в режимі мінімальних навантажень в ЛЕС надлишок електроенергії може передаватися в ЕЕС. Такі можливості мають бути забезпечені без відхилення параметрів режиму від їх нормативних значень

7. Виконано перед проектні розрахунки з введенням до існуючої електричної схеми «Вінницька птахофабрика» сонячних електростанцій. Показано, що понаднормове зростання напруги на шинах 10 кВ, до яких планується підключення СЕС, повинно враховуватись під час розроблення проектів, оскільки можуть стати причиною недовідпуску електричної енергії

в наслідок відключення інверторного обладнання. Введення потужностей СЕС визначені за площадками для їх побудови (14 МВт ПС "Холодівка" та 7 МВт ПС "Олениця") будуть призводити до понаднормових відхилень напруги в години максимального генерування. Зростання втрат потужності, які зумовлені зустрічними потоками в години максимального генерування, є припустими.

8. Вплив реактивної потужності СЕС на якість напруги виконано на прикладі Гільжбіївської СЕС і малої ГЕС. Аналіз результатів розрахунку дозволяє зробити висновок про підвищення енергоефективності внаслідок компенсації перетоків реактивної потужності за рахунок зниження втрат активної потужності. Встановлено, що може мати місце спотворення синусоїди напруги і струму. Тому проведено аналіз можливих рівнів спотворення в розглянутих режимах засобами Matlab Simulink 2018. Показано, що склад гармонік, в основному, визначається гармонічним складом напруги мережі, яка подається на інвертор.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] ГНД 34.09.204.2004 Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження, затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 09.06.2004 № 300.
- [2] Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2018 році. Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 440. [Електронний ресурс]. Доступно:
https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf
- [3] 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.
- [4] В.М. Матюшок., Серджио Бруно, С.А. Балашова, и К.Г. Гомонов, "Влияние smart grid и возобновляемых источников энергии на энергоэффективность: зарубежный опыт", *Вестник РУДН. Серия: Экономика*, № 4, с. 583- 598, 2017.
- [5] С.А. Рабчинский, "Стадии и этапы создания интегрированных автоматизированных систем диспетчерского управления и учета электроэнергии", *Енергетика и електрифікація.*, № 2., с. 6-12, 2004.
- [6] С.А. Рабчинский, "Основные принципы создания современных автоматизированных систем учета электроэнергии Оптового рынка электрической энергии Украины", *Енергетика и електрифікація*, № 1, с. 13-17, 2001.
- [7] А.В. Праховник, О.В. Коцар, та В.І. Прокопєць, "Сучасні принципи побудови АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОВЕ споживачів в умовах енергоринку України", *Енергетика і електрифікація*, № 4, с. 2-7, 2006.
- [8] А.В. Праховник, В.П. Калинчик, и В.И. Прокопєц, "Проблемы,

- препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии", *Новини енергетики*, № 5, с. 51-54, 2007.
- [9] П.Д. Лежнюк, та О.А. Буславець, "Застосування Smart Grid технологій для балансування режимів в локальних електричних системах", *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства. Серія «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*, №195, с. 3-6, 2018.
- [10] P. Lezhniuk, O. Rubanenko, V. Komar, and O. Sikorska, "The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units", in *Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 2020, pp. 247-252.
- [11] Ю.В. Щербина, Н.Д. Бойко, и А.Н. Бутенко, *Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях*. Киев, Україна: Техніка, 1981.
- [12] Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, и О. В. Савченко, *Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях*. Москва, Российская Федерация: ЭНАС, 2008.
- [13] Ю.С. Железко, *Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов*. Москва, Российская Федерация: ЭНАС, 2009.
- [14] Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ, Україна: Міненерговугілля України, 2013. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.leonorm.com/p/NL_DOC/UA/201301/Nak399.htm
- [15] О.А. Буславець, П.Д. Лежнюк, та М.М. Черемісін, *Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2020.
- [16] Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2019 році. Постановою НКРЕКП від 27.05.2020 № 975. [Електронний

ресурс].

Доступно:

https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2019.pdf

- [17] О.В. Кузьмик, В.В. Комар, та О.А. Ковальчук, "Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж", *Технічна електродинаміка*, №2. с. 34-35, 2012.
- [18] О.В. Кузьмик, В.В. Комар, та С.Я. Вишневський, "Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №186, В.11, с. 182-186, 2011.
- [19] P. Lezhniuk, V. Komar, O. Rubanenko, and N. Ostra, "The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources", *Przeglad Elektrotechniczny*, no.10, 2020, pp. 32-38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.
- [20] П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, та О.Б. Бурикін, *Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-ВІННИЦЯ-Вінниця, 2008.
- [21] О.А. Буславець, О.Б. Бурикін, та П.Д. Лежнюк, "Вплив транзитних перетоків потужності на втрати електроенергії в електричних мережах", *Технічна електродинаміка*, №4, с. 71-73, 2016.
- [22] Н.М. Черемисин, О.А. Буславец, и В.В. Черкашина, "Перспективные оценки повышения эффективности электрических сетей" *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №2(2), с.6 – 9, 2014.
- [23] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук, та І.В. Котилко, "Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж", *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.*, №45, с. 25-31, 2018. doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04
- [24] Б.С. Рогальський, О.М. Нанака, А.В. Праховник, М.А. Денисенко, та

- В.М. Божко, "Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній", *Енергетика та електрифікація*, № 6, с. 23-30, 2006.
- [25] П.Д. Лежнюк, *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: Монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-ВІННИЦЯ, 2003.
- [26] П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, та В.В. Кулик, *Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: Монографія*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2014.
- [27] В.Г. Дерзский, "Тарифная политика и потери электроэнергии в распределительных сетях", *Энергетика и электрификация*, № 4, с. 25-30, 2003.
- [28] А.А. Потребич, "Определение цены на продаваемую электроэнергию по классам напряжения электрической сети энергокомпании", *Энергетика и электрификация*, № 10, с. 13–15, 2005.
- [29] М.М. Черемісін, В.В. Черкашина, та В.О. Поясник, "Особливості керування режимами роботи електричних мереж на сучасному етапі", *Наукові праці Донецького технічного університету. Серія "Електротехніка і електроенергетика"*, Вип. 1(14), с.300 - 304, 2013.
- [30] Б. В. Циганенко, Д. М. Сумський, В. В. Кирик, та Т. Л. Кацадзе, "Підвищення енергоефективності розподільних мереж з використанням SMART-технологій", *Electronics and communications*. Т. 21, № 4, с. 58-64, 2016.
- [31] В.О. Комар, та А.Л. Поліщук, "Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж", *Вісник Львівського національного технічного університету*, №666, с. 47-52, 2010.
- [32] І.В. Кузьмін, "Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №1, с. 5-9, 1994.

- [33] Л.Н. Добровольська, В.О. Бондаренко, та В.В. Черкашина, *Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах. Монографія*. Луцьк, Україна: ЛНТУ, 2017.
- [34] В.Ф. Коротков, *Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах*. Москва, Российская Федерация: ИД МЭИ, 2013.
- [35] Ф.Г. Гусейнов, и О.С. Мамедьяров, *Планирование эксперимента в задачах электроэнергетики*. Москва, Российская Федерация: Энергоатомиздат, 1988.
- [36] Л.А. Жуков, и И.П. Стратан, *Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчётов*. Москва, Российская Федерация: Энергия, 1979.
- [37] Под общ. ред. И.В. Кузьмина, *Основы моделирования сложных систем: Учеб. пособие для студентов вузов*. Киев, СССР: Вища школа, 1981.
- [38] Б.М. Бухгольц, и Э.А. Стычински, *SmartGrids – основы и технологии энергосистем будущего*. Москва, Российская Федерация: ИДМЭИ, 2017.
- [39] P. Lezhniuk, S. Kravchuk, and O. Buslavets, "Selfoptimization Modes of Electric Grids with Renewable Energy Sources Using the Principle of Least Action", in *Proceeding of the IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems*, 2019. DOI: 10.1109/ESS.2019.8764181
- [40] В.М. Сулейманов, В.А. Баженов, та Т. Л. Кацадзе, "Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах ринкових відносин", *Енергетика*. № 4, с. 58-66, 2014.
- [41] В.Ф. Коротков, *Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах*. Москва, Российская Федерация: ИД МЭИ, 2013.
- [42] Fausto A.Canales, Jakub Jurasz, Alexandre Beluco, and Alexander Kies, "Assessing temporal complementarity between three variable energy sources by means of correlation and compromise programming," *Preprint*, pp.1-17, 2019. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/1905.00117>
- [43] Y. Xu, Z. Yang, W. Gu, M. Liand Z. Deng, "RobustReal-

- TimeDistributedOptimalControlBasedEnergyManagementin a SmartGrid," *IEEE Transactionson SmartGrid*, vol. 8, no. 4, pp. 1568-1579, 2017.
- [44] А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, и Ю.Г. Шакарян, *Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем*. Москва, Российская Федерация: ИД МЭИ, 2012.
- [45] Efim Rozenwasser, and Rafael Yusupov, *Sensitivity of Automatic Control Systems*. CRC Press, 2019.
- [46] B.T. Rearden, "Perturbation Theory Eigenvalue Sensitivity Analysis with Monte Carlo Techniques", *Nuclear Science and Engineering*, vol.146, no.3, pp. 367-382, 2004. DOI: 10.13182/NSE03-03.
- [47] Angela Dean, Daniel Voss, and Danel Draguljic, *Design and Analysis of Experiments. Second Edition*. New York, USA: Springer Texts in Statistics", 2017. DOI: 10.1007/978-3-319-52250-0
- [48] С.С. Ананичева, П.Е. Мезенцев, и А.Л. Мызин, *Электроэнергетические системы и сети: модели развития*. Москва, Российская Федерация: Юрайт, 2018.
- [49] В.А. Веников. *Теория подобия и моделирования*. Москва, СССР: Высшая школа, 1976.
- [50] Ю.Н. Астахов, и П.Д. Лежнюк, "Применение теории подобия в задачах управления нормальными режимами электроэнергетических систем", *Энергетика и транспорт*, № 5, с. 3-11, 1990.
- [51] P.D. Lezhniuk, V.O. Komar, D.S. Sobchuk, V.V. Teptia, and Michalina Gryniewicz-Jaworska, "Integral Index of Quality for Evaluation of Impact of Distributive Generation Sources on Electric Network Modes", *Advances in Science and Technology. Research Journal*, vol. 11, no.2, pp. 65-71, June, 2017. DOI: 10.12913/22998624/70760.
- [52] P.D. Lezhniuk, V.V. Kulik, and D.I. Obolonsky, "Modeling and compensation of the influence of heterogeneity of electric networks on the efficiency of their modes", *Electricity*, no. 11, pp. 2-8, 2007.

- [53] Е.Н. Розенвассер, и Р.М. Юсупов, *Чувствительность систем управления*. Москва, СССР: Наука, 1981.
- [54] R. Duffin, E. Peterson, and C. Zener, *Geometric programming*. Per. Sangl. Moskva, USSR: Mir, 1972.
- [55] А.Н. Тихонов, А.В. Гончарский, В.В. Степанов, и А.Г. Ягола, *Численные методы решения некорректных задач*. Москва, Российская Федерация: Наука, 1990.
- [56] П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, та О.Б. Бурикін, *Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами. Монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.
- [57] П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, та О.Б. Бурикін, "Оцінка взаємовпливу електричних мереж енергосистем з трансформаторними зв'язками ", *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки*, ч.7, с. 27-30, 2006.
- [58] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, та А. Л. Поліщук, "Додаткові втрати електроенергії як результат взаємовпливу електричних мереж ", *Енергетика: проблеми та перспективи. Погляд громадськості*, №4, с. 180-184, 2007.
- [59] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, Н.В. Остра, та С.Г. Гуцол, "Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №1(14), с. 104-108, 2013.
- [60] О.Є. Рубаненко, та О.В. Сікорська "Еквівалентування локальних електричних систем та оцінювання їх впливу на режими електричних мереж живлення підприємств АПК", *на II науково-технічної конф. Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК*, Вінниця, 2014, с. 28.

- [61] A.A. Ishchenko, M.A. Myrzik, and W.L. Kling, "Dynamic Equivalencing of Distribution Networks with Dispersed Generation ", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 06, pp. 1-8, 2006.
- [62] Feng Ma, Xiaochuan Luo, and Vijay Vittal, "Application of Dynamic Equivalencing in Large-scale Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 05, pp. 1-10, 2011.
- [63] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Комп'ютерне моделювання режимів лес з використанням їх еквівалентів". *Науковий вісник Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича. Серія: Комп'ютерні системи та компоненти*, Том 6, В.1, с.101-110, 2015.
- [64] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Дослідження методів побудови еквівалентів локальних електричних систем", *Вісник Хмельницького національного університету*, №4, с. 165-173, 2015.
- [65] В.О. Комар, Н.В. Остра, та О.В. Кузьмик, "Врахування динамічних еквівалентів локальних електричних систем при оптимізації режимів ЕЕС", *на IV Міжн. Наук.-техн. конф. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах*, Луцьк, 2012, с. 57-58.
- [66] P. Lezhniuk, V. Komar, N. Sobchuk, and O. Sikorska, "Evaluation of Functioning Quality of Local Electrical Systems by the Criterion Method Based on Markov Processes", in *Proceedings of Int. Scient. and Pract. Conf. Modeling, Control and Information Technologies*, Rivne, 2019, pp. 169-172, doi: 10.31713/MCIT.2019.37.
- [67] П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, О.В. Сікорська, та В.О.Комар "Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням", *МПК (2006.01) G01R31/00. №u201604575*. Лист. 11, 2016.
- [68] О.В. Кузьмик, та В.О. Комар, "Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж", *Вісник*

НТУ України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво», №25, с. 108-113, 2014.

- [69] О.В. Кузьмик, П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та В.В. Лесько, "Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування", *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П.Василенка*, №129, с. 29-31, 2012.
- [70] В.О. Комар, та О.В. Кузьмик, "Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування", *на Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012), Вінниця: ВНТУ, 2012, с. 156*
- [71] А.Ф. Верлань, и В.В. Галкин, *Имитация динамики энергетических объектов в системах испытания программных средств управления*. Киев, Украина: Наукова думка, 1991.
- [72] Б.І. Мокін, П.Д. Лежнюк, та Ю.В. Лук'яненко, "Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи", *Вісник ВПІ*, № 3, с. 5-9, 1995.
- [73] П.Д. Лежнюк, та В.М. Гайдамака, "Натурно-імітаційне моделювання з використанням критеріального методу в оптимальному керуванні електроненергетичними системами", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1, с. 37-41, 2003.
- [74] О.Є. Рубаненко, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Аналіз нормальних режимів розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії засобами натурно-імітаційного моделювання", *на V Всеукр. наук. семін. Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах*, Луцьк, 2015, с. 133-135.
- [75] Л.Н. Добровольська, В.В. Кулик, та П.Д. Лежнюк, *Електроощадні технології в електроенергетичних системах*. Луцьк, Україна: Вежа-Друк, 2018.

- [76] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та Д.С. Собчук, *Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: монографія*. Луцьк, Україна: Видавництво Луцького НТУ, 2015.
- [77] Т. Л. Кацадзе, О. М. Паненко, та О. М. Янковська, "Мультиагентне управління оптимальним розмиканням розподільних електричних мереж". *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 1, с. 41-48, 2019.
- [78] P. Lezhniuk, V. Komar, S. Kravchuk, and D. Sobchuk, "Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy", in *Proceeding of the IEEE Intern. Conf. Modern electrical and energy systems*, 2017, pp. 324 - 327.
- [79] P. Lezhniuk et.al, "Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy", in *Proceeding of the IEEE Inter. Conf. Modern electrical and energy systems*, 2017, pp. 324-327.
- [80] Ю.Н. Астахов, и П. Д. Лежнюк, *Применение критериального метода в электроэнергетике*. Киев, СССР: УМК ВО, 1989.
- [81] Jean-Pierre Ngoma, Adolphe Imano Moukengue, O. Burykin, and O. Sikorska, "Power losses sensitivity to electrical power systems transits changes", in *Proceeding of the XI Intern. Scient. And Pract. Conf. Бъдещите изследавания*, Republic of Bulgaria, Sofia, 2015, pp. 6-11.
- [82] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Покращення техніко-економічних показників розподільних електричних мереж засобами розосередженого генерування на основі моніторингу їх режимів", на *I Всеукр. Наук. Семін. Моніторинг енерго- та ресурсовикористання в складних виробничих системах*, Луцьк, 2015, с. 91-93.
- [83] O. Sikorska, A. Kylymchuk, O. Rubanenko, V. Teptia, Mergul Kozhamberdiyeva, and Konrad Gromaszek, "Control of power flow and voltage in parallel working electrical GRIDS", *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 93, no. 3, pp 88-92, 2017.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Результати розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах 35 – 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго"

Таблиця А.1 – Втрати електроенергії в мережах 35кВ та 110 кВ
(19.06.2019)

без ФЕС		з ФЕС 2010-2020		з ФЕС 2010-2013		з ФЕС 2010-2016		з ФЕС 2010-2018	
35_кВ	110 кВ	35_кВ	110 кВ	35_кВ	110 кВ	35_кВ	110 кВ	35_кВ	110 кВ
Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh
2,43	3,79	2,42	3,79	2,43	3,79	2,43	3,79	2,44	3,79
2,38	3,69	2,37	3,69	2,38	3,69	2,38	3,69	2,39	3,69
2,37	3,63	2,36	3,63	2,37	3,63	2,37	3,63	2,37	3,63
2,36	3,58	2,35	3,58	2,36	3,58	2,36	3,58	2,37	3,58
2,35	3,63	2,35	3,62	2,35	3,63	2,35	3,62	2,36	3,62
2,40	3,66	2,39	3,65	2,40	3,66	2,40	3,65	2,40	3,65
2,54	3,86	2,52	3,81	2,54	3,86	2,54	3,83	2,55	3,81
2,64	4,02	2,62	3,82	2,65	4,01	2,66	3,93	2,66	3,86
2,93	4,31	2,98	3,98	2,95	4,29	2,98	4,15	2,98	4,05
2,96	4,54	3,39	4,19	2,99	4,51	3,03	4,33	3,03	4,23
3,15	4,65	4,09	4,42	3,20	4,63	3,24	4,43	3,24	4,41
3,26	4,77	4,40	4,47	3,31	4,73	3,33	4,53	3,34	4,46
3,24	4,88	3,86	4,50	3,29	4,84	3,31	4,61	3,32	4,53
3,32	4,99	4,08	4,74	3,38	4,96	3,44	4,74	3,46	4,74
2,95	4,96	5,22	4,79	3,04	4,92	3,09	4,70	3,12	4,71
3,26	5,09	5,06	4,77	3,32	5,05	3,36	4,76	3,39	4,75
3,23	5,00	4,56	4,66	3,27	4,97	3,31	4,73	3,34	4,70
3,25	4,90	3,79	4,51	3,28	4,88	3,31	4,69	3,33	4,63
3,55	4,82	3,50	4,53	3,56	4,80	3,58	4,72	3,60	4,67
2,65	4,47	2,65	4,35	2,65	4,46	2,66	4,44	2,66	4,41
2,68	4,46	2,66	4,42	2,68	4,45	2,69	4,45	2,69	4,44
2,77	4,59	2,75	4,59	2,77	4,59	2,77	4,59	2,77	4,59
2,77	4,47	2,75	4,48	2,77	4,47	2,77	4,47	2,77	4,48
2,58	4,10	2,57	4,11	2,58	4,10	2,58	4,10	2,58	4,11

Таблиця А.2 – Втрати електроенергії в мережах 35кВ та 110 кВ
(18.12.2019)

без ФЕС		з ФЕС 2010-2020		з ФЕС 2010-2013		з ФЕС 2010-2016		з ФЕС 2010-2018	
35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ
Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh
2,60	3,82	2,61	3,89	2,62	3,83	2,62	3,83	2,62	3,87
2,53	3,74	2,52	3,80	2,53	3,74	2,53	3,74	2,53	3,78
2,52	3,63	2,51	3,69	2,52	3,63	2,52	3,63	2,53	3,67
2,53	3,59	2,52	3,66	2,53	3,59	2,53	3,59	2,54	3,63
2,53	3,68	2,52	3,75	2,53	3,68	2,53	3,68	2,54	3,72
2,63	3,88	2,62	3,95	2,63	3,88	2,63	3,88	2,64	3,92
2,89	4,28	2,90	4,34	2,89	4,28	2,90	4,27	2,91	4,32
3,04	4,62	3,08	4,65	3,05	4,62	3,08	4,58	3,09	4,63
3,10	4,97	3,18	4,91	3,11	4,96	3,19	4,86	3,21	4,90
3,04	5,40	3,11	5,10	3,05	5,36	3,11	5,17	3,12	5,16
2,97	4,92	3,02	4,70	3,00	4,86	2,98	4,82	2,99	4,79
2,94	4,74	3,07	4,82	2,99	4,70	2,90	4,88	2,91	4,86
2,84	4,62	2,96	4,79	2,86	4,57	2,78	4,80	2,77	4,78
2,85	4,64	2,87	4,64	2,85	4,55	2,81	4,74	2,80	4,72
2,85	4,80	2,85	4,44	2,84	4,72	2,85	4,63	2,84	4,61
3,01	5,40	3,19	4,99	3,06	5,39	3,20	5,13	3,23	5,14
3,15	5,80	3,32	5,65	3,18	5,81	3,32	5,61	3,35	5,66
3,27	6,00	3,38	5,88	3,28	6,01	3,38	5,83	3,40	5,88
3,17	5,59	3,23	5,57	3,18	5,59	3,24	5,52	3,25	5,56
3,09	5,20	3,10	5,24	3,09	5,20	3,11	5,18	3,12	5,23
3,10	4,93	3,10	4,99	3,10	4,93	3,11	4,93	3,12	4,97
3,06	4,88	3,06	4,93	3,06	4,88	3,06	4,88	3,07	4,92
3,00	4,54	2,99	4,60	3,00	4,54	3,00	4,54	3,01	4,58
2,79	4,21	2,78	4,26	2,79	4,21	2,79	4,21	2,79	4,24

ДОДАТОК Б

Розрахунки режимів електричної мережі 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго»

Б.1 Режим максимальних навантажень електричної мережі 110/35/10 кВ

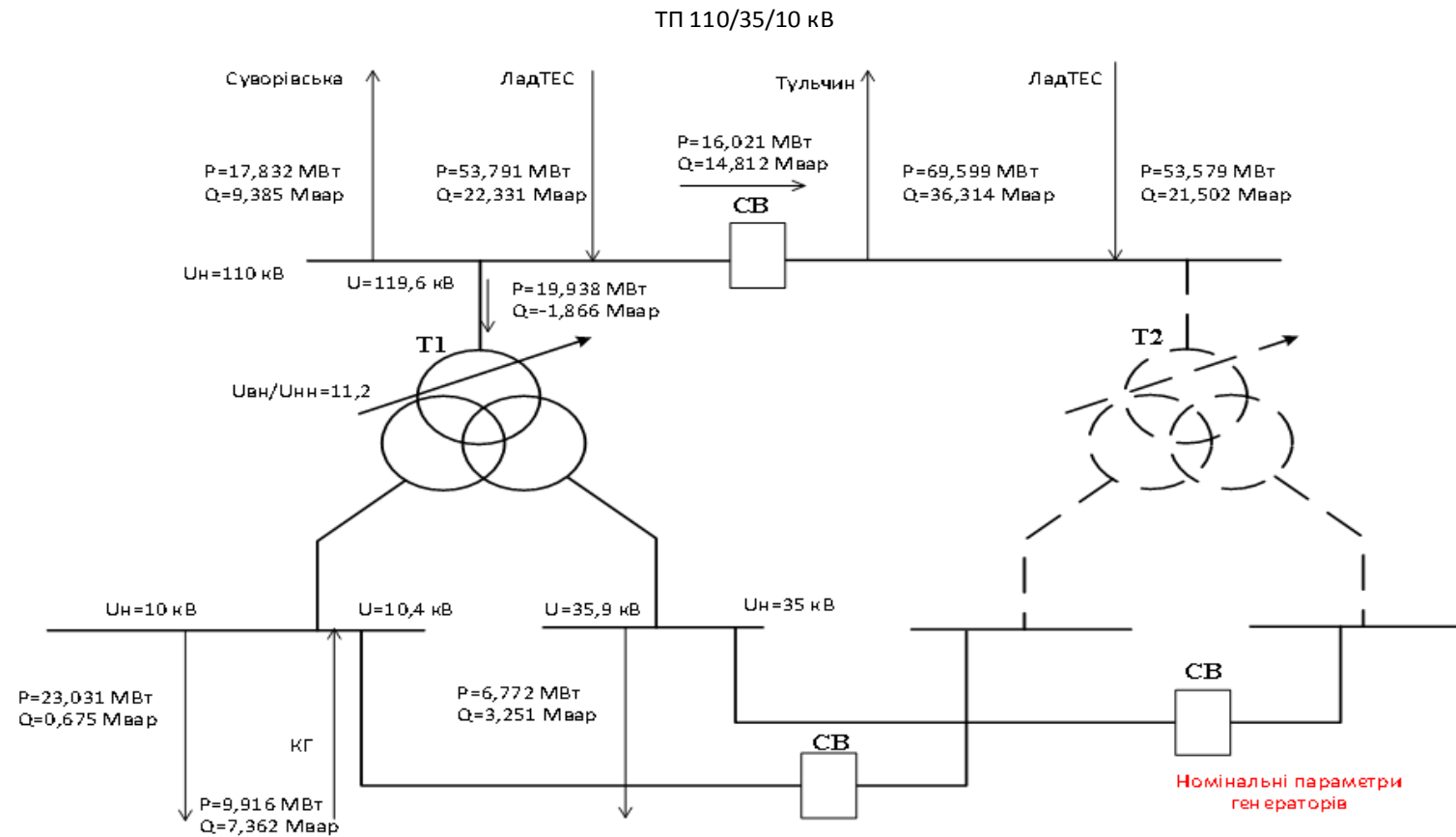


Рисунок Б.1– Режим максимального навантаження з КГ (U=120кВ)

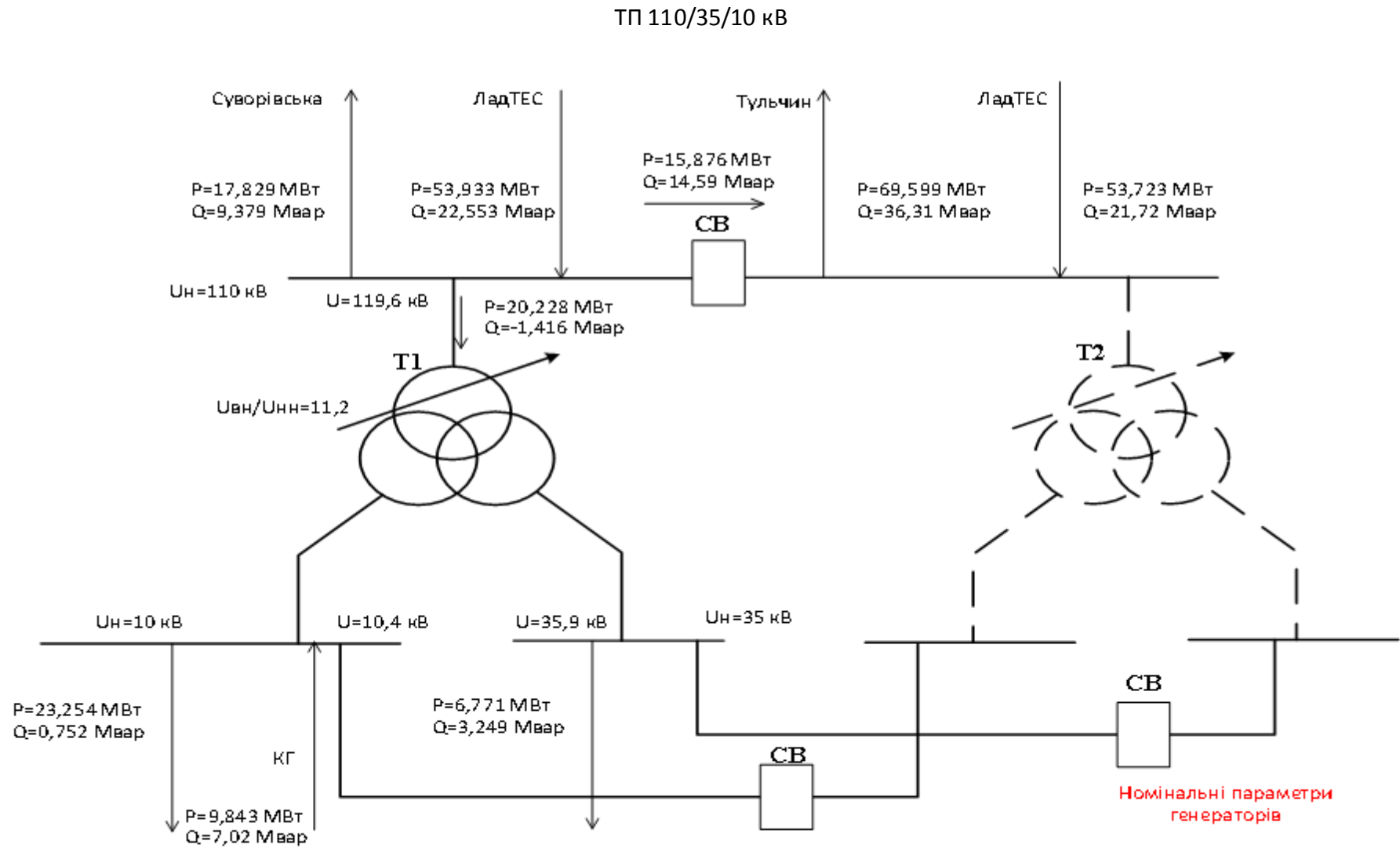
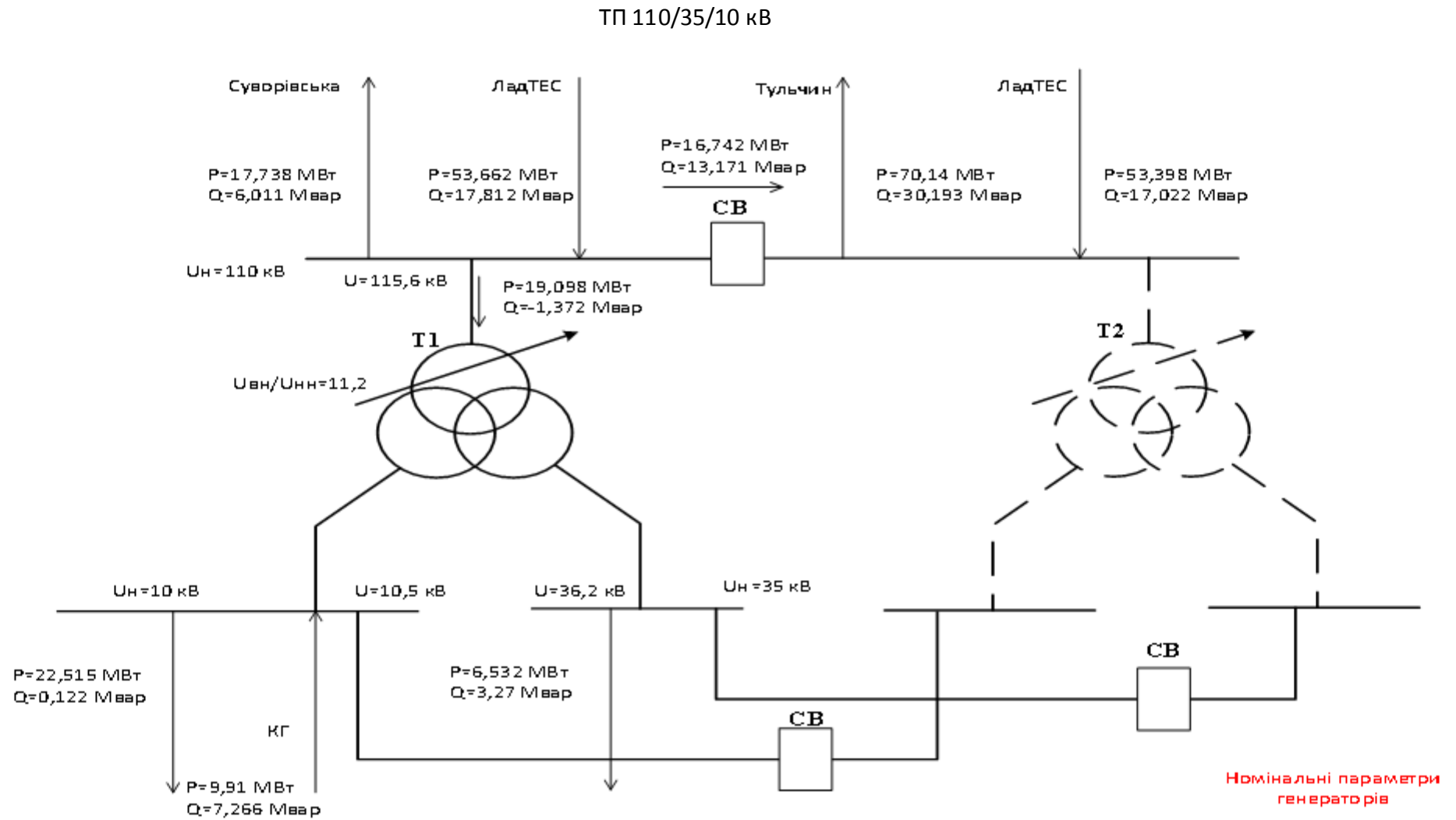


Рисунок Б.2 – Режим максимального навантаження з КГ ($U=120 \text{ кВ}$) з живленням по одній кабельній лінії

Рисунок Б.4 – Режим максимального навантаження з КГ ($U=116 \text{ кВ}$)

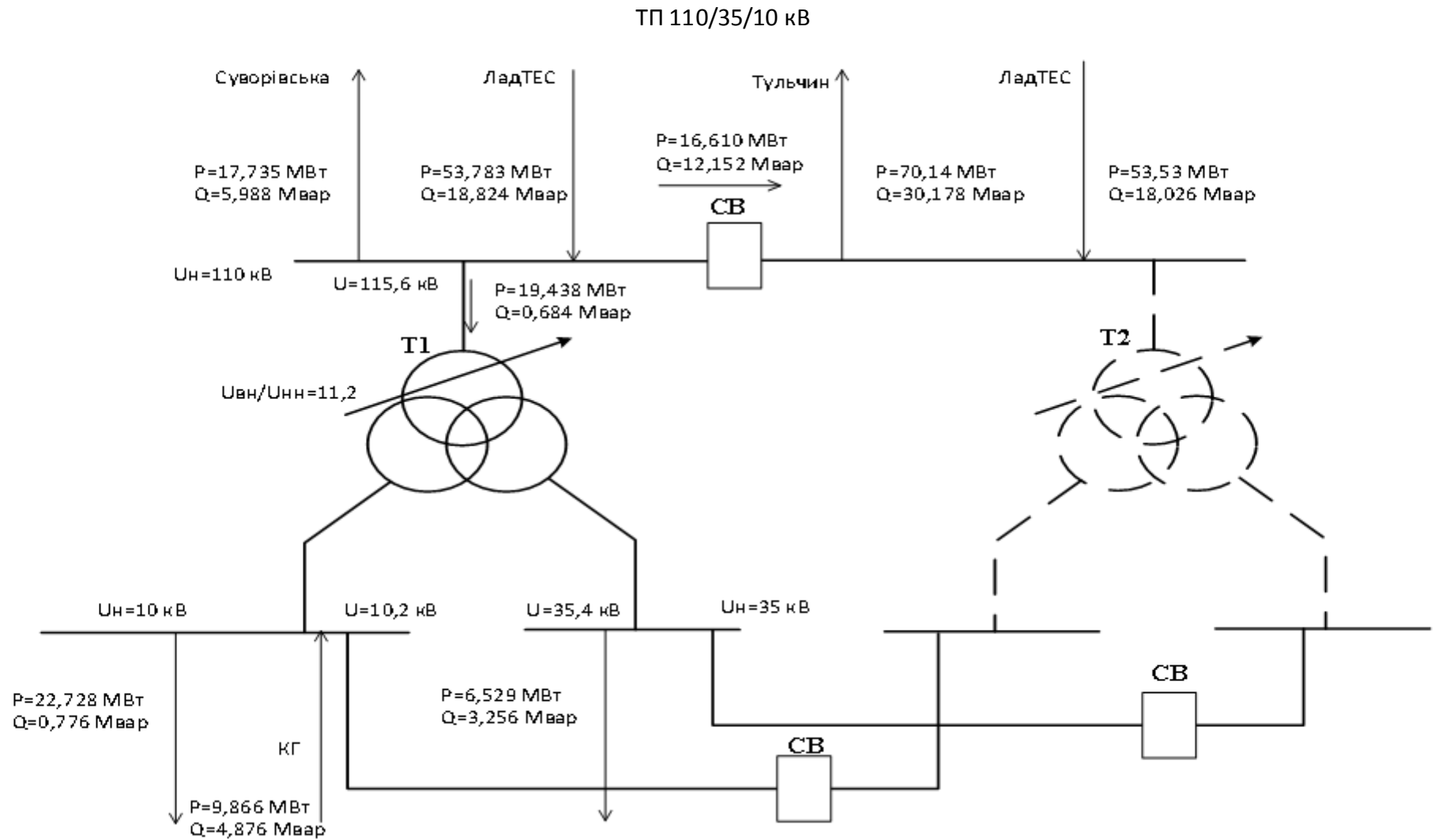


Рисунок Б.5 – Режим максимального навантаження з КГ ($U=116 \text{ кВ}$) з живленням по одній кабельній лінії

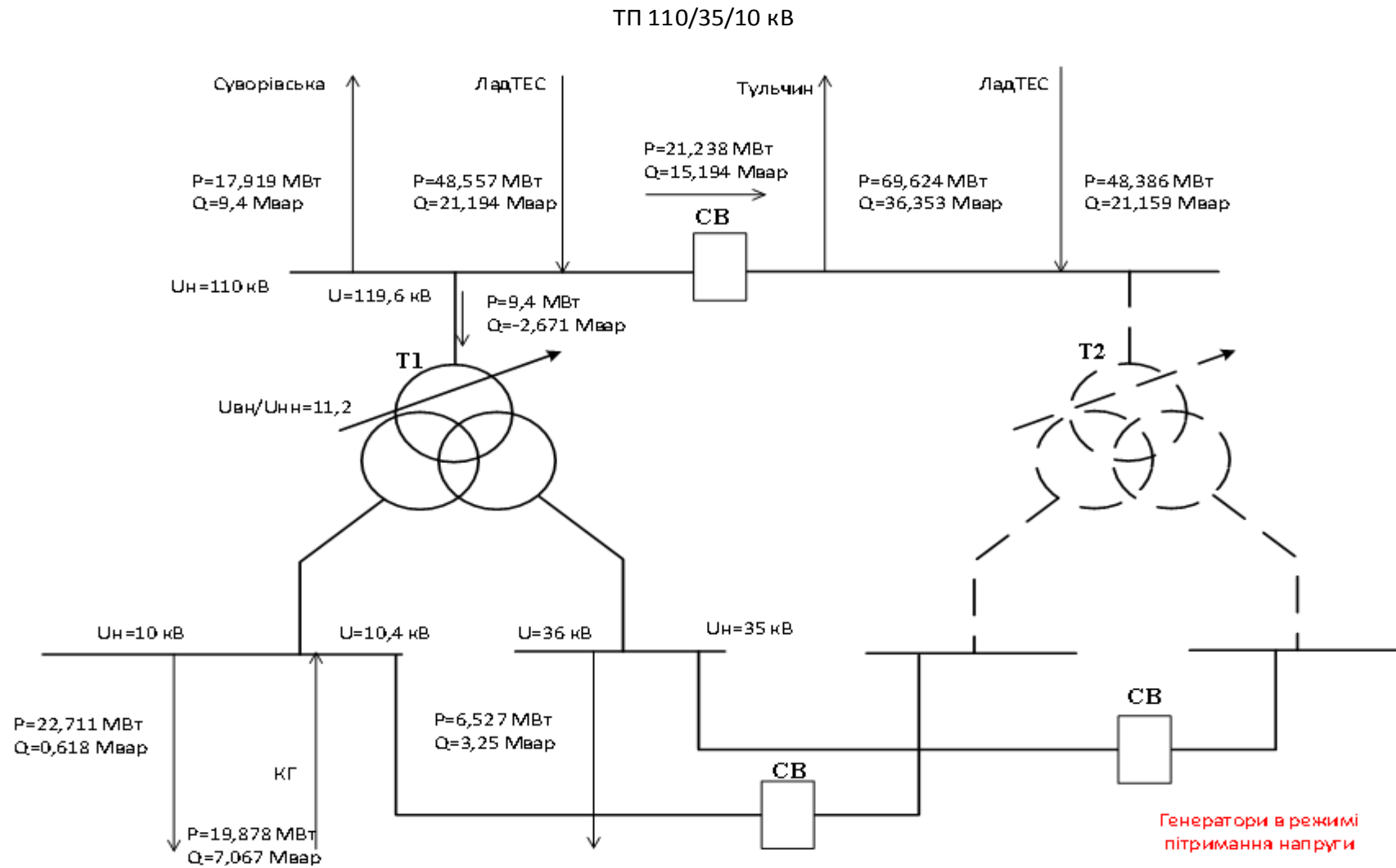


Рисунок Б.6 – Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ ($U=120 \text{ кВ}$)

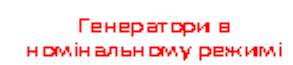


Рисунок Б.7 – Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС (U=120кВ)

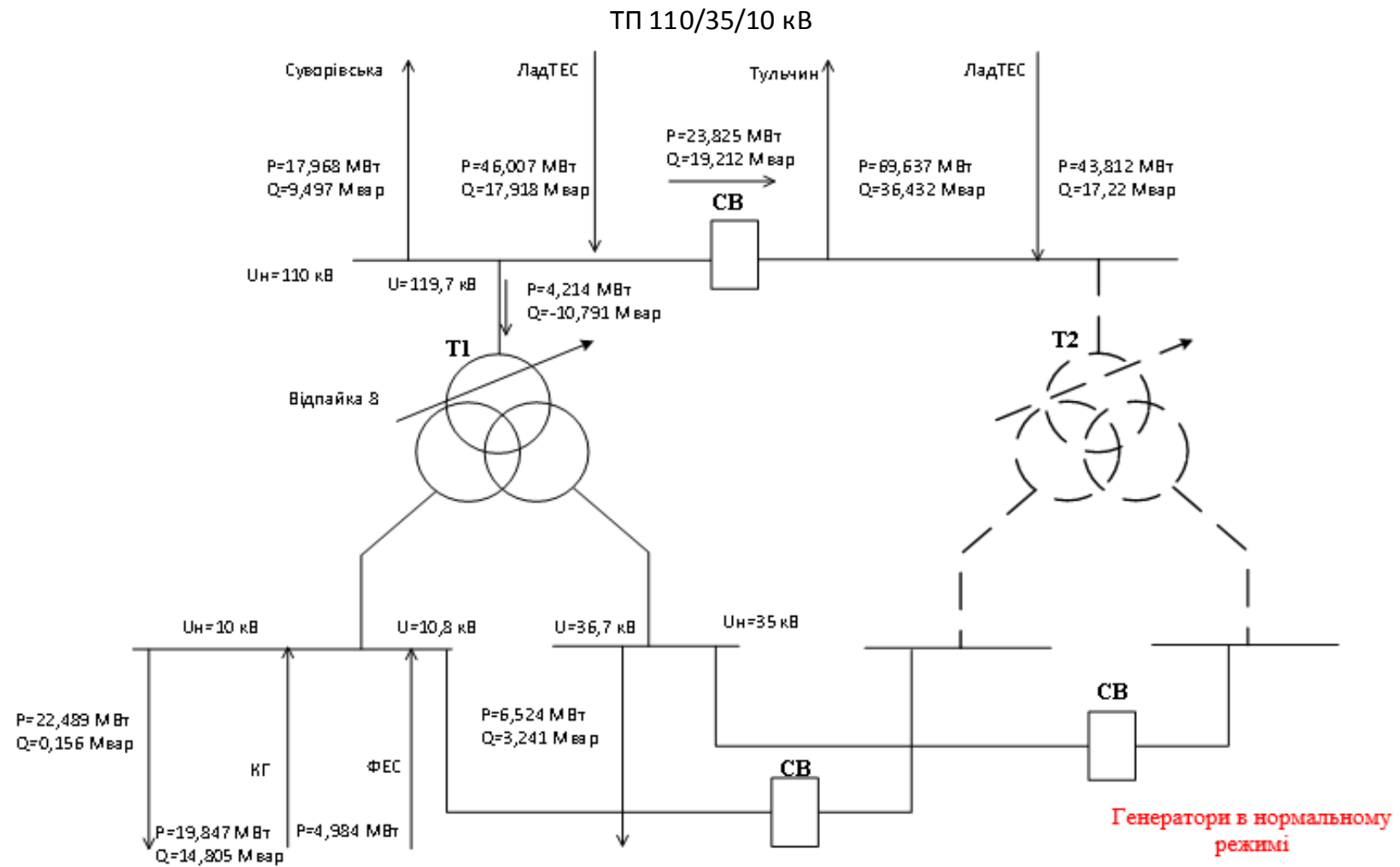


Рисунок Б.8 – Режим максимального навантаження з 20МВт КГ та 5 МВт ФЕС ($U=120$ кВ)

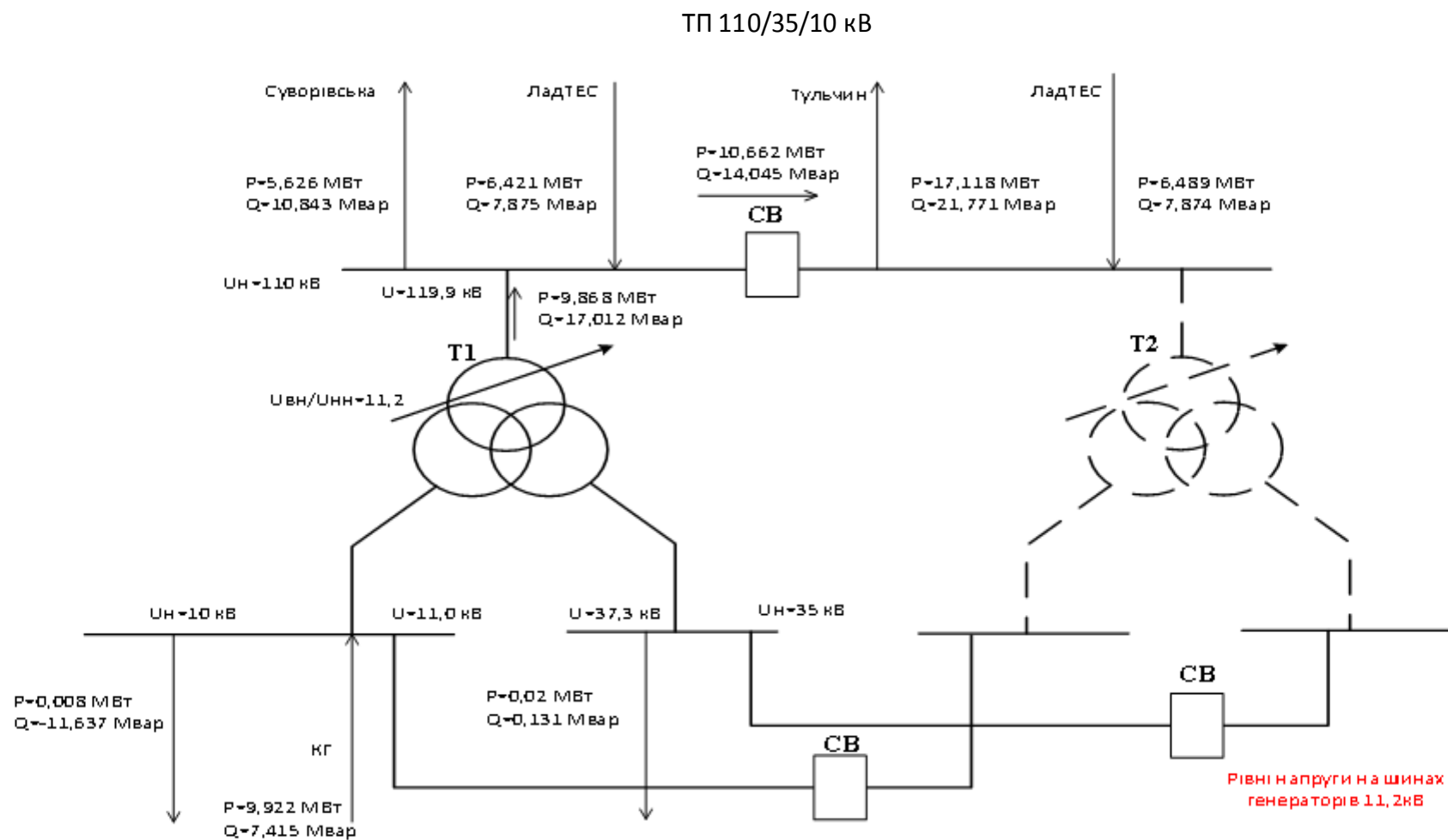


Рисунок Б.11 – Режим мінімального навантаження з КГ (U=120 кВ)

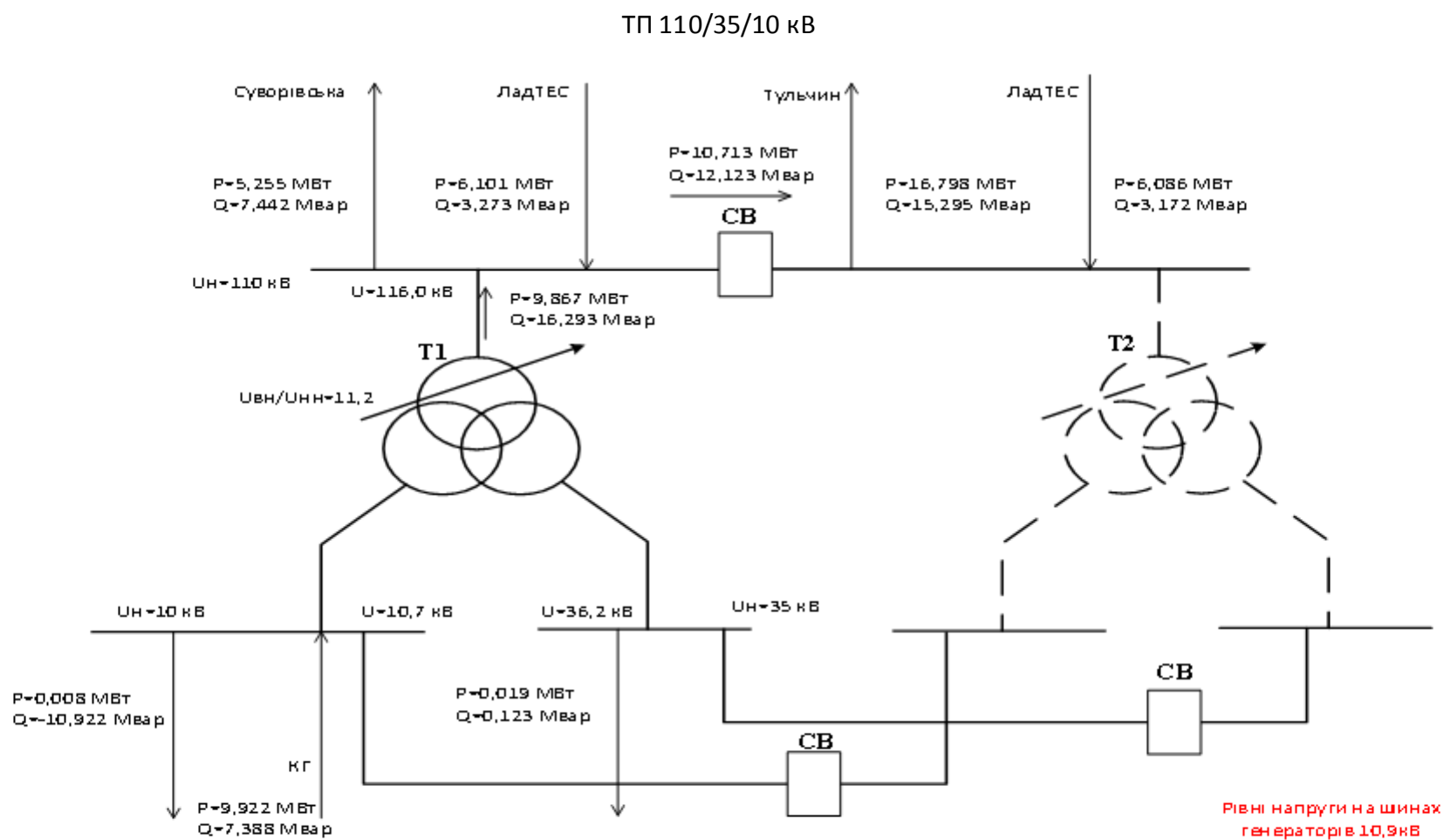


Рисунок Б.12 – Режим мінімального навантаження з КГ ($U=116$ кВ)

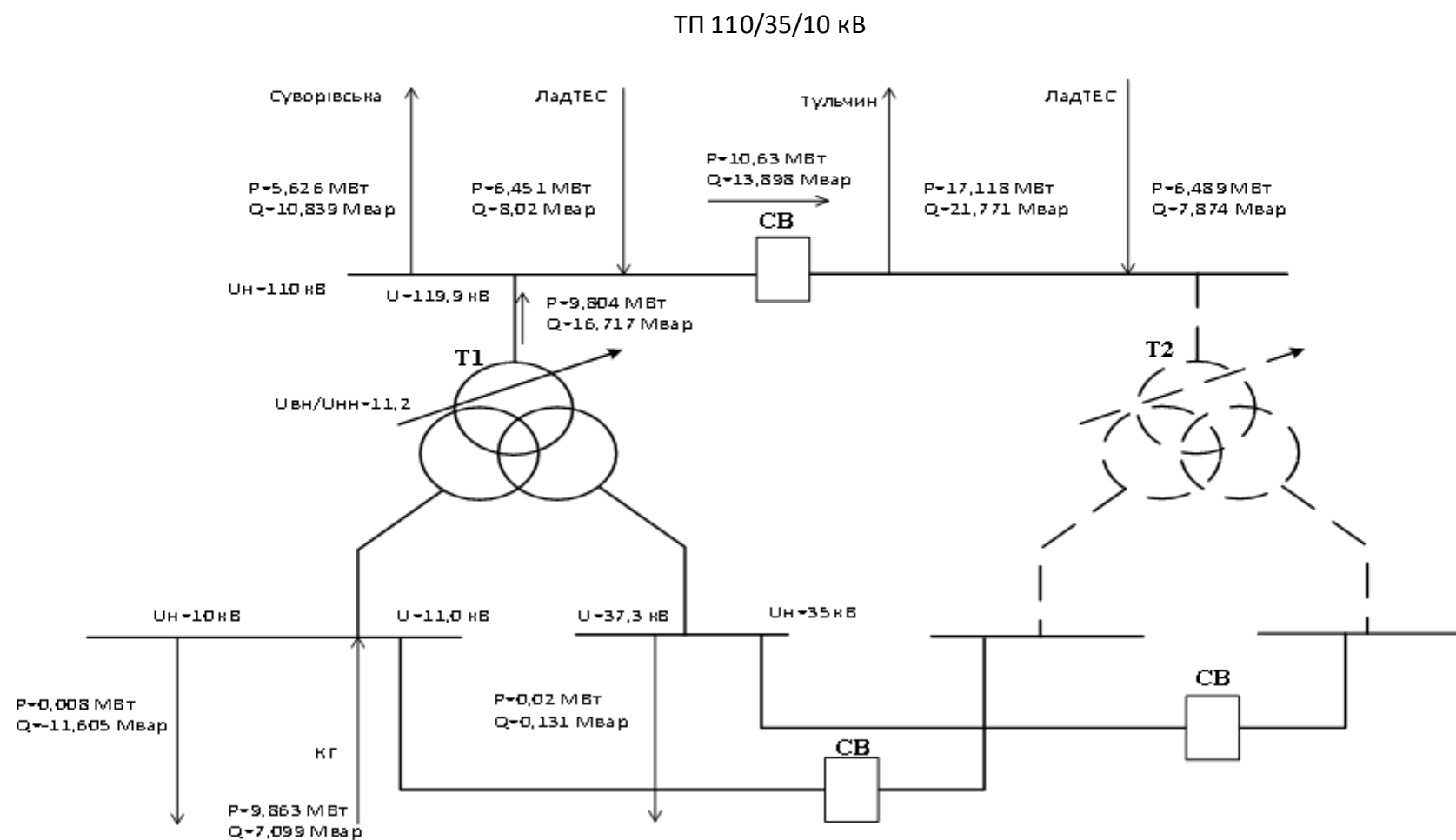


Рисунок Б.13 – Режим мінімального навантаження з КГ ($U=120 \text{ кВ}$) з живленням по одній кабельній лінії



Рисунок Б.14 – Режим мінімального навантаження з КГ (U=116 кВ) з живленням по одній кабельній лінії

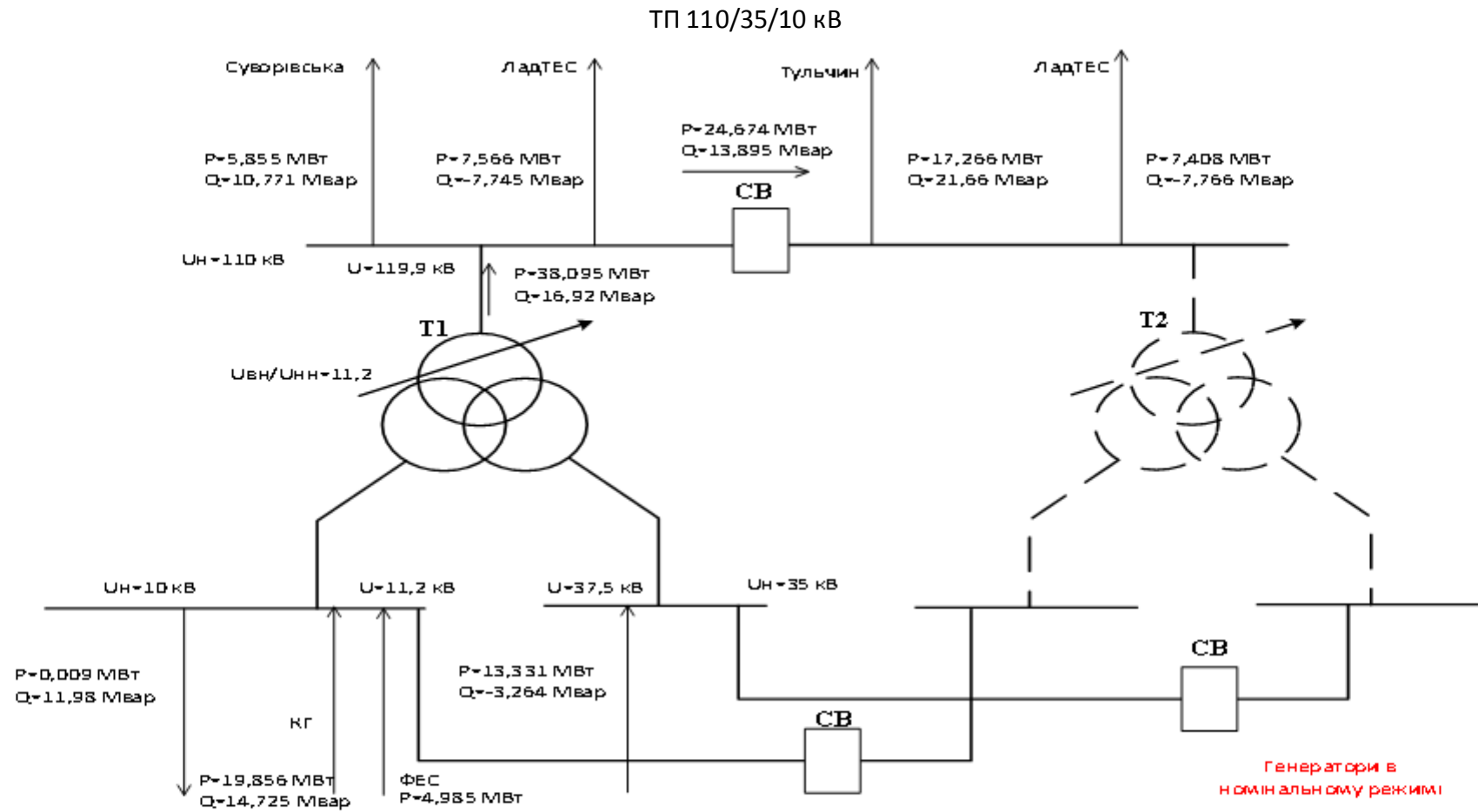


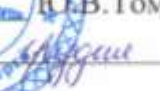
Рисунок Б.15 – Режим мінімального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС (U=120кВ)

ДОДАТОК В

Довідки про впровадження результатів досліджень

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор з ІТ
АТ «Вінницяобленерго»
Ю.В.Томашевський

 2010 р.



АКТ

Про впровадження результатів дисертаційної роботи
Сікорської Олени Вікторівни
на тему «Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності
розподільних електричних мереж»

Комісія в складі директора з ІТ Томашевського Ю.В., головного технолога відділу формування корисного відпуску Матвієнка С.В. і заступника директора комерційного Яненка В.В. склала цей акт про те, що в АТ «Вінницяобленерго» з метою підвищення надійності, якості та економічності електропостачання споживачів, шляхом узгодженого керування режимами енергопостачальних компаній та розосереджених джерел енергії використовуються такі результати дисертаційної роботи Сікорської О. В.:

- метод визначення вузлових струмів та напруг в розподільних електричних мережах за умови неповноти вихідних даних про поточний режим;
- метод визначення взаємовпливу розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням на режими мереж вищої напруги АТ «Вінницяобленерго».

Головний технолог відділу
формування корисного відпуску

Заступник директора комерційного

 Матвієнко С.В.

 Яненко В.В.

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Генеральний директор
 ТОВ «Енергоінвест»
 О. А. Ковальчук
 01 2021р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ результатів дисертаційної роботи Сікорської Олени Вікторівни

Цим актом підтверджується, що результати дисертаційного дослідження на тему “Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж”, що виконані Сікорською О. В. впроваджені на підприємстві ТОВ «Енергоінвест», а саме:

- ☐ метод визначення оптимальної потужності джерела енергії, що підключається в певному вузлі розподільної мережі, за критерієм мінімуму втрат активної потужності;
- ☐ метод оцінювання впливу розосереджених джерел енергії, який ґрунтується на використанні інтегрального показника якості функціонування розподільних електричних мереж для надійного постачання електричної енергії належної якості;
- ☐ метод оптимальної компенсації збурень, зумовлених зміною генерації відновлюваних джерел енергії.

Від організації:

Головний інженер
 ТОВ «Енергоінвест»



О.Л. Рудський



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Перший проректор з науково-педагогічної
роботи по організації навчального
процесу та його науково-методичного
забезпечення Вінницького
національного технічного університету
д.т.н., проф. Васілевський О.М.
" 20 " січня 2021 р.

А К Т

впровадження результатів дисертаційної роботи

Сікорської Олени Вікторівни

на тему " Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності
розподільних електричних мереж "
у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, доцента Розводюка М.П., заступника декана з навчально-методичної роботи, доцента Ведміцького Ю.Г., завідувача кафедри «Електричні станції та системи», професора Лежнюка П.Д. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», а також для вивчення дисциплін «Розосереджені джерела енергії», «Локальні електроенергетичні системи» та «АСК електричних систем» впроваджено такі результати, розроблені Сікорською О.В.:

– метод визначення взаємовпливу електричних мереж різних класів напруги, через уточнення напрямків перетікання потужності та її значення в точці примикання локальних електричних систем до мереж вищих класів напруги;

– методика застосування показника якості функціонування для аналізу можливостей мережі щодо транспортування і розподілу електроенергії заданої якості і надійності, що дозволяє обґрунтовано приймати оптимальні рішення щодо етапності розбудови розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

Включення результатів дослідження до розділів дисциплін, в яких вивчаються методи оптимізації та заходи зменшення втрат електроенергії, доповнює знання студентів щодо ефективного керування технологічними процесами на етапах формування та практичної реалізації оптимальних рішень.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ

Завідувач кафедри ЕСС

М.П. Розводюк

В.Ю. Ведміцький

П.Д. Лежнюк

ДОДАТОК Д

Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

[1] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, та О.А. Ковальчук, "Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж", *Технічна електродинаміка*, №2, с. 34-35, 2012.

[2] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, та С.Я. Вишневський, "Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №186, вип. 11, с. 182-186, 2011.

[3] О.В. Кузьмик, П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та В.О. Лесько, "Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування", *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П.Василенка*, №129, с. 29-31, 2012.

[4] О.В. Кузьмик, В.О. Комар, Н.В. Остра, та С.Г. Гуцол, "Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж", *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, №1(14), с. 104-108, 2013.

[5] О.В. Кузьмик, та В.О. Комар, "Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж", *Вісник НТУ України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво»*, №25, с. 108-113, 2014.

[6] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Комп'ютерне моделювання режимів ЛЕС з використанням їх еквівалентів". *Науковий вісник Чернівецького національного університету імені Юрія Федьковича. Серія: Комп'ютерні системи та компоненти*, Том 6, В.1, с.101-110, 2015.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

[7] P. Lezhniuk, O. Rubanenko, V. Komar, and O. Sikorska, "The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units", in *Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 2020, pp. 247-252.

[8] В.О. Комар, Н.В. Остра, та О.В. Кузьмик, "Врахування динамічних еквівалентів локальних електричних систем при оптимізації режимів ЕЕС", на *IV Міжн. Наук.-техн. конф. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах*, Луцьк, 2012, с. 57-58.

[9] В.О. Комар, та О.В. Кузьмик, "Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування", на *Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, Вінниця: ВНТУ, 2012, с. 156

[10] О.Є. Рубаненко, та О.В. Сікорська "Еквівалентування локальних електричних систем та оцінювання їх впливу на режими електричних мереж живлення підприємств АПК", на *II науково-технічної конф. Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК*, Вінниця, 2014, с. 28.

[11] Jean-Pierre Ngoma, Adolphe Imano Moukengue, O. Burykin, and O. Sikorska, "Power losses sensitivity to electrical power systems transits changes", in *Proceeding of the XI Intern. Scient. And Pract. Conf. Бъдещите изследвания*, Republic of Bulgaria, Sofia, 2015, pp. 6-11.

[12] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Покращення техніко-економічних показників розподільних електричних мереж засобами розосередженого генерування на основі моніторингу їх режимів", на *I Всеукр. Наук. Семін. Моніторинг енерго- та*

ресурсовикористання в складних виробничих системах, Луцьк, 2015, с. 91-93.

[13] О.Є. Рубаненко, В.О. Комар, та О.В. Сікорська, "Аналіз нормальних режимів розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії засобами натурно-імітаційного моделювання", *на V Всеукр. наук. семін. Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах*, Луцьк, 2015, с. 133-135.

[14] P. Lezhniuk, V. Komar, N. Sobchuk, and O. Sikorska, "Evaluation of Functioning Quality of Local Electrical Systems by the Criterion Method Based on Markov Processes", in *Proceedings of Int. Scient. and Pract. Conf. Modeling, Control and Information Technologies*, Rivne, 2019, pp. 169-172, doi: 10.31713/MCIT.2019.37.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

[15] О.В. Сікорська, О.Є. Рубаненко, та В.О. Комар, "Дослідження методів побудови еквівалентів локальних електричних систем", *Вісник Хмельницького національного університету*, №4, с. 165-173, 2015.

Наукові праці у фахових періодичних виданнях Європейського Союзу:

[16] O. Sikorska, A. Kylymchuk, O. Rubanenko, V. Teptia, Mergul Kozhamberdiyeva, and Konrad Gromaszek, "Control of power flow and voltage in parallel working electrical GRIDS", *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 93, no. 3, pp 88-92, 2017.

Патент України на корисну модель:

[17] П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Сікорська, та В. О. Комар, «Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням», *МПК(2006.01) G01R 31/00. №u201604575*, Лист.11, 2016.

Апробація результатів дисертації:

Результати дисертаційної роботи доповідалися на таких конференціях та семінарах:

- на XL, XLI, XLII, XLIII, XLIV, XLIX регіональній науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету з участю працівників науково-дослідних організацій та інженерно-технічних працівників підприємств м. Вінниці та області (м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2020);

- на I, II, III Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками» (м. Вінниця, 2011, 2013, 2015);

- на IV та V Міжнародній науково-технічній конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах» (м. Луцьк – Шацькі озера, 2012, 2014);

- на XII Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми сучасної електротехніки (ПСЕ–2012)» (м. Вінниця, 2012); на XI Міжнародній науковій конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)» (м. Вінниця, 2012);

- на науково-технічних семінарах НАН України «Електричні мережі енергосистем з нетрадиційними і відновлювальними джерелами енергії», (м. Вінниця, 2013, 2014, 2015, 2020);

- на VI міжнародній науково-технічній конференції «Керування режимами роботи об'єктів електричних та електромеханічних систем – 2013» (м. Донецьк, 2013);

- на VI міжнародній науково-технічній конференції «Енергетика. Екологія. Людина» (м. Київ, 2014);

- на II науково-технічній конференції «Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК» (м. Вінниця, 2014);

- на I всеукраїнській науково-технічній конференції «Електротехнічні системи, електрифікація й автоматизація в агропромисловому комплексі» (м.

Вінниця, 2014);

– на I всеукраїнському науковому семінару «Моніторинг енерго- та ресурсовикористання в складних виробничих системах» (м. Луцьк, 2015); на V Всеукраїнському науковому семінару «Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах», (м. Луцьк, 2015);

– на Міжнародної науково-практичної конференції: Моделювання, управління та інформаційні технології (м. Рівне, 2019); на Міжнародній науковій конференції з енергетики, електроніки та сучасних технологій «IEEE KhPI Week on Advanced Technology», (м. Харків, 2020).