

ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Горський Віталій Вікторович

УДК 620.9

ДИСЕРТАЦІЯ

Триетапний метод прогнозування попиту на енергоресурси

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

В.В. Горський

Науковий керівник Маляренко Олена Євгеніївна, кандидат технічних наук,
старший науковий співробітник

Київ – 2023

АНОТАЦІЯ

Горський В.В. Триетапний метод прогнозування попиту на енергоресурси. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Інститут загальної енергетики, Національна академія наук України, Київ, 2023.

Прогнозування попиту на енергоресурси в економіці країни, регіонів та за видами економічної діяльності необхідне для визначення можливостей їх подальшого розвитку та забезпечення енергоресурсами як на рівні країни, так і на рівні регіону. Темпи розвитку і пропорції в економіці країни та регіону впливають на рівні енергоспоживання, а останні визначають перспективи самої країни та власне регіонів, тобто ці показники є взаємозалежними.

Протягом багатьох років в Інституті загальної енергетики (ІЗЕ) НАН України проводилися методологічні розробки і розрахунки перспективних рівнів енергоспоживання економіки та її складових, зокрема і соціальної сфери. Однією з останніх розробок є комплексний (двоетапний) метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси.

Зміна формування статистичних даних сприяла трансформації розробленого в ІЗЕ НАН України комплексного методу на основі дворівневої моделі та методу узгодження прогнозних рішень у трирівневу модель з подвійним узгодженням отриманих прогнозів, що ґрунтується на статистичних даних, які доступні у відкритому доступі.

У **першому розділі** виконано аналітичний огляд існуючих моделей довгострокового прогнозування попиту на енергоресурси, який показав, що при прогнозуванні попиту на енергоресурси враховуються такі параметри як: динаміка соціально-економічних показників за ретроспективний період; зміна фізичного валового внутрішнього продукту (ВВП); прогноз ВВП на перспективу (в постійних цінах), електроємність ВВП, теплоємність ВВП; обсяг ВВП на особу; чисельність населення; ціна на електроенергію; інфляція; рівень безробіття, обсяг житлового фонду, частка міського населення. Для секційного або регіонального

прогнозування попиту на енергоресурси – енергоємність економіки країни, енергоємність економіки секцій (розділів, груп, класів) та енергоємність економіки регіонів; рівні енергоспоживання секторів економіки (об'єднаних секцій), секцій (галузей), рівні енергоспоживання в регіонах.

У **другому розділі** запропоновано триетапний метод та відповідну трирівневу математичну модель прогнозування енергоспоживання на рівнях країни, регіонів та видів економічної діяльності регіонів, що є розвитком комплексного методу прогнозування попиту на енергоресурси на основі дворівневої моделі прогнозування енергоспоживання на рівнях країни та видів економічної діяльності. На всіх рівнях прогнозування енергоспоживання обрано показник енергетичної ефективності – енергоємність валової доданої вартості (ВДВ) відповідного рівня, що на відміну від енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП) на верхньому рівні та енергоємності валового регіонального продукту (ВРП) на другому, зменшує розбіжність між отриманими прогнозами.

Запропоновано узгоджувати отримані прогнози за двома етапами: I-е узгодження – між сумарним обсягом енергоресурсу за ВЕД в регіоні та регіональним обсягом енергоспоживання з подальшим підсумовуванням результатів по всіх регіонах і II-е узгодження – між сумарним регіональним рівнем і національним з подальшим розподілом остаточно узгодженого прогнозу зверху донизу.

Для оцінки енергетичної ефективності на прикладі виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралі у **третьому розділі** запропоновано визначати їх енергоємність на таких ієрархічних рівнях: технологічного агрегату - пряму; технологічного процесу чи цеху виробництва кінцевої продукції - технологічну; підприємства (електростанції) – повну заводську; на рівні країни – повну енергоємність.

Удосконалено методичний підхід до визначення кількох видів енергоємності теплової та електричної енергії при їх виробництві за оновленим методом, що враховує коефіцієнти розподілу спільних енергетичних витрат. Запропоновано показник технологічної енергоємності із врахуванням

енергоємності природоохоронних заходів. Це дозволяє оцінити енергетичні витрати на зменшення шкідливого пливу на довкілля у конкретній технології. До складу повної заводської енергоємності включено оновлену технологічну, а також енергоємності трудовитрат і основних виробничих фондів, що обчислюються за існуючими методами із використанням запропонованого коефіцієнту розподілу цих спільних енерговитрат. До складу повної енергоємності додатково включено оновлену повну заводську та енергоємність видобутку та транспортування палива до ТЕЦ згідно діючого ДСТУ 3682-98 з використанням запропонованого коефіцієнту розподілу цих спільних енерговитрат.

У **четвертому розділі** для оцінки показника технічно можливого потенціалу енергозбереження вперше використано новий показник технологічної енергоємності енергоносіїв та застосовано нову розрахункову математичну модель його визначення, яка враховує крім питомих енергетичних витрат на основні та допоміжні технологічні процеси, ще й енергоємність природоохоронних заходів. Для визначення економічно доцільного потенціалу енергозбереження найкраще використовувати показник повної заводської енергоємності, що включає крім технологічної складової ще й енергоємність основних виробничих фондів та енергоємність трудовитрат.

У **п'ятому розділі** наведено результати розрахунків прогнозування електричної та теплової енергії за розробленою трьохрівневою математичною моделлю. Зокрема при визначенні технологічного потенціалу енергозбереження на всіх ієрархічних рівнях враховано енергозберігаючі заходи. Попит на енергоресурси для населення визначено за окремою розрахунковою математичною моделлю. З урахуванням очікуваних втрат енергоресурсів, які до 2035 року досягнуть нормативних показників, та попиту на енергоресурси для населення визначено до 2040 року загальний попит на теплову та електричну енергію по країні, регіонах та видах економічної діяльності регіонів країни за прогнозною регіональною структурою відносно 2017 р. Прогнози виконано у довоєнний період станом на 31.12. 2021 р. Вони враховують ті тенденції, які були

закладені для подолання COVID-пандемії (темпи відновлення економіки після стагнації).

Отже, в роботі вирішено актуальну задачу розроблення нового методу прогнозування попиту на енергетичні ресурси, із використанням статистичних даних у відкритому доступі. Отримані наукові результати є важливими для прогнозування попиту на енергоресурси в економіці країни, регіонів та за видами економічної діяльності.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Розвинуто комплексний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси, який на відміну від існуючого (прогнозування на двох рівнях економіки), дає можливість отримувати прогнозні рівні споживання енергетичних ресурсів одночасно на трьох ієрархічних рівнях економіки: країна, регіони, види економічної діяльності в регіонах та дозволяє виконувати прогнозування на основі доступних статистичних даних.

2. Вперше розроблено трьохрівневу математичну модель прогнозування енергоспоживання, в якій запропоновано використовувати однотипні показники енергоефективності – енергоємність валової доданої вартості (ВДВ) для відповідних ієрархічних рівнів з урахуванням регіональних особливостей економіки на відміну від використовуваних раніше показника енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП) на рівні країни та енергоємності валового регіонального продукту (ВРП) на рівні регіону, використання яких збільшує розбіжність між прогнозами до 30 %.

3. Адаптовано метод узгодження прогнозних рішень для подвійного узгодження результатів, отриманих за допомогою розробленої трьохрівневої математичної моделі прогнозування енергоспоживання, шляхом застосування методу узгодження прогнозних рішень на двох етапах: I – узгодження суми енергоспоживання за ВЕД в регіоні та регіонального рівня з подальшим підсумовуванням результатів за регіонами, II – узгодження суми попередньо узгоджених регіональних рівнів з національним, що дозволяє зменшити похибку

та врахувати у повному обсязі потенціали енергозбереження на нижніх рівнях, відповідно до регіональних програм енергозбереження.

4. В межах розробленого методу для визначення технологічних потенціалів енергозбереження на рівні виробництва енергоносіїв запропоновано використати новий показник технологічної енергоемності, який включає коефіцієнт розподілу спільних енергетичних витрат на виробництво двох видів енергоносіїв, та враховує крім енергетичних витрат в основному та допоміжному обладнанні ще енергетичні витрати на природоохоронні заходи для зменшення шкідливого навантаження на довкілля, які раніше враховувались лише у повній енергоемності продукції, що дозволяє оцінити частку енерговитрат на екологічні заходи при виборі технології спалювання палива.

Практичне значення. Результати наукової роботи було використано в Інституті загальної енергетики НАН України при підготовці пропозицій та зауважень: до проекту структури прогнозного паливно-енергетичного балансу України, розробленого Міністерством розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України (лист Президії НАН України № 443 від 09.09.2020 за дорученням Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України від 09.09.2020 № 3801-06/55121-03);

Також результати наукової роботи було використано при підготовці інформаційно-аналітичних матеріалів до протокольної робочої наради НЕК «Укренерго» «Альтернативні сценарії розвитку економіки та енергетики України (лист НЕК «Укренерго» від 20.07.21 № 013895).

Розробки були використані при підготовці доповнень до ДСТУ 3682-98 «Методика визначення повної енергоемності продукції, робіт, послуг» та надані до технічному комітету ТК 48 Енергозбереження Державного комітету стандартизації України. Пройшли рецензування та рекомендовані до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р.

Ключові слова: енергоресурси, попит, прогноз, метод, узгодження, вид економічної діяльності, узгодження.

Список публікацій здобувача

В яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Maliarenko O., **Horskyi V.**, Stanytsina V., Bogoslavska O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. *Studies in Systems, Decision and Control* this link is disabled. 2020. Print ISSN 2198-4182. Online ISSN: 2198-4190. P. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>, https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_13 . (Особистий внесок здобувача – удосконалено методичний підхід до визначення технологічної енергоємності енергоносіїв, що виробляються у процесі їх виробництва на теплоелектроцентралі, з виділенням енергетичних витрат на окремі технології
2. Маляренко О.Є., **Горський В.В.** Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. №4(59). С. 24-31. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.024> . (Особистий внесок здобувача – надано методичний підхід та виконано оцінку потенціалів енергозбереження для вугільних та газових ТЕЦ при впровадженні енергоефективних технологій).
3. Тесленко О.І., **Горський В.В.**, Маляренко О.Є. Аналіз тенденцій та напрямів розвитку теплової електроенергетики в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. №1(60). С. 38-46. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.038> . (Особистий внесок здобувача – проаналізовано перспективні технології та заходи з підвищення ефективності роботи ТЕЦ).
4. Майстренко Н.Ю., Маляренко О.Є., **Горський В.В.** Триетапний метод прогнозування рівнів енергоспоживання в економіці з урахуванням регіональних потенціалів енергозбереження. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. №3 (62). С. 37-45. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.037> . (Особистий внесок здобувача – удосконалено розрахункову математичну модель прогнозування

енергоспоживання на трьох рівнях економіки в частині запропонування на третьому рівні прогнозування за видами економічної діяльності в регіонах на основі наявних статистичних даних).

5. Маляренко О.Є., Майстренко Н.Ю., Горський В.В. Прогноз споживання палива та вугілля в Україні до 2040 р. за комплексним методом прогнозування енергоспоживання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. №3. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.028> . (Особистий внесок здобувача – визначено прогнозний попит на паливо-разом для енергетичного сектору економіки комплексним методом за запропонованою структурою електрогенерувальних і теплогенерувальних потужностей).

6. Горський В.В. Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв та застосування його на прикладі вугільної ТЕЦ. . *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 4(67). С. 56-63. doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.056> .

7. Горський В.В. Технологічна енергоємність комбінованих циклів парогазових станцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. №3. С. 91—97. DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.272083 .

які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

8. V Horskyi, N Y Maistrenko, O Y Maliarenko and O I Teslenko. Three-level model of forecasting demand for energy resources at different hierarchy levels of economy. Book of Abstracts of the 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters, Ukraine, 24-27 May 2022. Ed. by Anna Iatsyshyn. Kyiv. 2022. P 66. ISBN: 978-617-8007-62-1. <http://ds.knu.edu.ua/jspui/handle/123456789/4218> . (Особистий внесок здобувача – представлення триетапного методу прогнозування попиту, його ідеї та переваг при прогнозуванні енергоспоживання).

9. V. V. Horskyi, O. Ye. Maliarenko, N. Yu. Maistrenko, O. I. Teslenko and H O Kuts. Modified three-stage model for forecasting the demand for energy resources at various hierarchy levels of the economy. IOP Conference Series: Earth and

Environmental Science, Volume 1049, 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters 24/05/2022 - 27/05/2022 Kryvyi Rih, Ukraine. Online ISSN:17551315. Print ISSN:17551307 <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1049/1/012054> та

<https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85134812193&origin=resultslist&sort=plf-f> . (Особистий внесок здобувача – розрахунок прогнозів теплової та електричної енергії за нижнім рівнем трьохрівневої моделі з подальшим узгодження прогнозів всіх трьох рівнів за триетапним методом).

10. **Горський В.В.** Триетапний метод прогнозування попиту на електроенергію. Збірник тез XL науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 11 травня 2022 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. С. 59-61.

11. **Горський В.В.**, Маляренко О.Є. Оцінка потенціалу енергозбереження для вугільних ТЕС при впровадженні інноваційних технологій. Збірник тез міжнародної науково-практичної конференції. International scientific and practical conference “Science, engineering and technology: global and current trends”: Conference proceedings, December 27-28, 2019. Prague: Izdevnieciba “Baltija Publishing”. ISBN 978-9934-588-23-5. Р. 77-81. (Особистий внесок здобувача – виконано оцінку потенціалу енергозбереження для вугільних ТЕС при впровадженні енергоефективних технологій).

12. **Горський В.В.** Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв на ТЕЦ. Збірник тез XXXIX науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 12 травня 2021 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. 2021. С. 26-28.

13. **Горський В.В.** Повна енергоємність виробництва теплової і електричної енергії на вугільних ТЕЦ. Збірка наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку . Інститут теплоенергетичних технологій НАН України. 19–20

жовтня 2021 р. Київ: ТОВ «Гнозіс . ISBN 978-617-7852-27-7. С.188-193.
DOI 10.48126/conf2021

<https://drive.google.com/file/d/19G52P-ZXyTSLPW029Xal878UZkq1WayK/view> .

14. Малярєнко О.Є., Горський В.В., Майстрєнко Н.Ю., Тєслєнко О.І.
Прогнозний попит на теплову енергію за моделлю «країна-регіони-сектори
єкономіки Матеріали XII Міжнародної онлайн-конференції «Проблеми
теплофізики та теплоенергетики . 26-27 жовтня 2021 р. Київ: Видавець Симонєнко
О.І. 2021. 160 с. ISBN 978-617-7979-05-9. С. 27.

<http://ittf.kiev.ua/wp-content/uploads/2021/10/zbirka-tez-.pdf> . (Особистий внесок
здобувача – наведено методичні підходи та результати прогнозування теплової
енергії за запропонованою моделлю).

ABSTRACT

Horskyi V. A three-stage method of forecasting the demand for energy resources.
- Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics" ("Power systems and complexes"). - General Energy Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv. 2023.

Forecasting the demand for energy resources in the economy of the country, regions and by types of economic activity is necessary to determine the possibilities of their further development and provision of energy resources both at the level of the country and at the level of the region. Development rates and proportions in the economy of the country and the region affect the level of energy consumption, and the latter determine the prospects of the country itself and the regions themselves, that is, these indicators are interdependent.

For many years, the Institute of General Energy (IZE) of the National Academy of Sciences of Ukraine conducted methodological developments and calculations of perspective levels of energy consumption of the economy and its components, including the social sphere. One of the latest developments is a complex (two-stage) method of forecasting the demand for energy resources.

The change in the formation of statistical data contributed to the transformation of the complex method developed at the IEZ of the National Academy of Sciences of Ukraine based on a two-level model and the method of matching forecast solutions into a three-level model with double matching of the received forecasts, which is based on publicly available statistical data.

In the first section, an analytical review of the existing models for long-term forecasting of demand for energy resources was carried out, which showed that when forecasting demand for energy resources, such parameters are taken into account as: the dynamics of socio-economic indicators for the retrospective period; change in physical gross domestic product (GDP); forecast of GDP for the future (in constant prices), electricity capacity of GDP, heat capacity of GDP; volume of GDP per person;

population size; electricity price; inflation; the unemployment rate, the volume of the housing stock, the share of the urban population. For sectional or regional forecasting of demand for energy resources - energy intensity of the country's economy, energy intensity of the economy of sections (sections, groups, classes) and energy intensity of the economy of regions; energy consumption levels of economic sectors (united sections), sections (industry), energy consumption levels in regions.

In the second section, a three-stage method and a corresponding three-level mathematical model of forecasting energy consumption at the levels of the country, regions and types of economic activity of regions are proposed, which is the development of a comprehensive method of forecasting the demand for energy resources based on a two-stage method with a two-level model of forecasting energy consumption at the levels of the country and types of economic activity. At all levels of energy consumption forecasting, an energy efficiency indicator was selected - the energy intensity of the gross added value (GVA) of the corresponding level, which, unlike the energy intensity of the gross domestic product (GDP) at the top level and the energy intensity of the gross regional product (GRP) at the second, reduces the discrepancy between the obtained forecasts .

It is proposed to reconcile the obtained forecasts in two stages: the 1st reconciliation – between the total volume of energy resources for foreign investment in the region and the regional volume of energy consumption with further summarization of the results for all regions, and the 2nd reconciliation – between the total regional level and the national level with further distribution of the finally agreed forecast top to bottom

In order to assess the energy efficiency of thermal and electrical energy production at the thermal power plant, in the third section, it is proposed to determine their energy intensity at the following hierarchical levels: technological unit - direct; of the technological process or workshop for the production of final products - technological; enterprises (power plants) - full factory; at the country level – full energy intensity.

The methodical approach to determining the energy intensity of several types of thermal and electrical energy during their production has been improved according to updated algorithms that take into account the use of secondary energy resources in direct energy intensity, an indicator of technological energy intensity has been proposed, taking into account the energy intensity of environmental protection measures, and not only in the total energy intensity of products. This makes it possible to estimate the energy costs for reducing the harmful impact on the environment in a specific technology. The complete factory energy intensity includes the updated technological energy intensity, as well as the energy intensity of labor costs and main production assets, which are calculated according to existing calculation mathematical models. The total energy intensity additionally includes the full factory and energy intensity of production and transportation of fuel to the CHP. For all types of energy intensity, the coefficient of distribution of joint energy costs in the production of energy carriers at the thermal power plant is proposed.

In the fourth chapter, a new indicator of the technological energy intensity of energy carriers was used for the assessment of the indicator of the technically possible energy saving potential for the first time and a new calculation mathematical model of its definition was applied, which takes into account, in addition to the specific energy costs of the main and auxiliary technological processes, the energy intensity of environmental protection measures. To determine the economically feasible energy saving potential, it is best to use the indicator of full factory energy intensity, which includes, in addition to the technological component, energy intensity of the main production assets and the energy intensity of labor costs.

The fifth section presents the results of the calculations. In particular, when determining the technological potential of energy saving at all hierarchical levels, energy-saving measures are taken into account. The demand for energy resources for the population is determined according to a separate existing calculation mathematical model. Taking into account the expected losses of energy resources, which will reach normative indicators by 2035, and the demand for energy resources for the population, the total demand for thermal and electric energy by the country, regions and types of

economic activity of the country's regions has been determined until 2040 according to the forecast regional structure relative to 2017. Forecasts performed in the pre-war period as of 31.12. 2021. They take into account those trends that were laid to overcome the COVID pandemic (the pace of economic recovery after stagnation).

So, the work solves the urgent task of developing a new method of forecasting the demand for energy resources, using publicly available statistical data. The obtained scientific results are important for forecasting the demand for energy resources in the economy of the country, regions and by types of economic activity.

Scientific novelty of the obtained results:

1. A complex method of forecasting the demand for energy resources has been developed, which, unlike the existing one (forecasting at two levels of the economy), makes it possible to obtain forecast levels of consumption of energy resources at the same time at three hierarchical levels of the economy: the country, regions, types of economic activity in the regions and allows perform forecasting based on available statistical data.

2. For the first time, a three-level mathematical model of forecasting energy consumption was developed, in which it is proposed to use the same type of energy efficiency indicators - the energy intensity of gross value added (GVA) for the corresponding hierarchical levels, taking into account the regional characteristics of the economy, in contrast to the previously used indicator of energy intensity of GDP at the country level and energy intensity of GRP at the level region, the use of which increases the discrepancy between forecasts to 30%.

3. The method of matching forecast solutions was adapted for double matching, obtained with the help of the developed three-level mathematical model of energy consumption forecasting, forecasts of energy consumption at three hierarchical levels by applying the method of matching forecast solutions in two stages: I – matching the amount of energy consumption by VED in the region and at the regional level with further summarization of the results by region, II – reconciliation of the sum of pre-agreed regional levels with the national level, which allows to reduce the error and fully

take into account energy saving potentials at the lower levels, in accordance with regional energy saving programs.

4. Within the framework of the developed method for determining the technological potential of energy saving at the level of production of energy carriers, it is proposed to use a new indicator of technological energy intensity, which includes the coefficient of distribution of joint energy costs for the production of two types of energy carriers, and takes into account, in addition to energy costs in the main and auxiliary equipment, energy costs for environmental protection measures to reduce the harmful load on the environment, which were previously taken into account only in the total energy intensity of products, which allows to estimate the share of energy consumption for environmental measures when choosing a fuel burning technology.

Practical meaning. The results of the scientific work were used in the Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine in the preparation of proposals and comments: to the project of the structure of the forecast fuel and energy balance of Ukraine, developed by the Ministry of Economic Development, Trade and Agriculture of Ukraine (letter of the Presidium of the National Academy of Sciences of Ukraine No. 443 dated 09.09.2020 by order of the Ministry of Economic Development, Trade and Agriculture of Ukraine dated September 9, 2020 No. 3801-06/55121-03);

Also, the results of the scientific work were used in the preparation of informational and analytical materials for the protocol working meeting of NEC "Ukrenergo" "Alternative scenarios for the development of the economy and energy industry of Ukraine" (letter of NEC "Ukrenergo" dated 20.07.21 No. 013895).

The developments were used in the preparation of the specified materials for the technical committee TC 48 of the State Committee for Standardization of Ukraine. They were reviewed and recommended for inclusion in the National Standardization Plan for 2022.

Key words: energy resources, demand, forecast, method, agreement, type of economic activity, agreement.

List of publications of the acquirer

In which the main scientific results of the dissertation are published

1. Maliarenko O., Horskyi V., Stanytsina V., Bogoslavska O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. *Studies in Systems, Decision and Control* this link is disabled. 2020. ISSN 2198-4182. E-ISSN: 2198-4190. P. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.085088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>, DOI:10.1007/978-3-030-48583-2_13 . (Personal contribution of the acquirer – a method for calculating the technological energy intensity of thermal and electric energy during their joint production with the coefficient of distribution of joint energy costs is proposed).
2. Maliarenko O.Ie., Horskyi V.V. Improved approach to the estimation of efficiency of energy-saving measures and technologies at TPP. *The Problems of General Energy*. 2019. №4(59). S. 24-31. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.024> . (Personal contribution of the acquirer – methodical approach to determining end-to-end technological energy intensity of energy carriers produced at a thermal power plant has been improved).
3. Teslenko O.I., Horskyi V.V., Maliarenko O.Ie. Analysis of tendencies and directions of development of thermal power in ukraine. *The Problems of General Energy*. 2020. №1(60). S. 38-46. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.038> . (Personal contribution of the acquirer - promising technologies and measures to increase the efficiency of the CHP operation are analyzed).
4. Maistrenko N.Iu., Maliarenko O.Ie., Horskyi V.V. Three-stage method of forecasting energy consumption levels in the economy with regard for regional energy saving potentials. *The Problems of General Energy*. 2020. №3 (62). S 37-45. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.037> . (Personal contribution of the acquirer – the calculated mathematical model of forecasting energy consumption at three levels of the

economy has been improved in the part of the offer at the third level to be accepted by types of economic activity in the regions).

5. Maliarenko O.Ie., Maistrenko N.Iu., Horskyi V.V. Forecast of fuel and coal consumption in Ukraine until 2040 by a complex method of forecasting energy consumption. *The Problems of General Energy*. 2021. №3. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.028> . (The acquirer's personal contribution – the forecasted demand for fuel is determined in total for the energy sector of the economy using a comprehensive method).

6. V.V. Horskyi The selection of the method to divide total expenses of energy consumed for the combined production of energy products and its application for coal-fired CHP. . *The Problems of General Energy*. 2021. Vyp. 4(67). S. 56-63. doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.056>

7. Horskyi V.V. Technological energy capacity of combined cycles of steam gas stations. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2022. №3. S. 91—97. DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.272083

which certify the approval of the dissertation materials

8. V Horskyi, N Y Maistrenko, O Y Maliarenko and O I Teslenko. Three-level model of forecasting demand for energy resources at different hierarchy levels of economy. *Book of Abstracts of the 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters, Ukraine, 24-27 May 2022*. Ed. by Anna Iatsyshyn. Kyiv. 2022. P 66. ISBN: 978-617-8007-62-1.

9. V. V. Horskyi, O. Ye. Maliarenko, N. Yu. Maistrenko, O. I. Teslenko and H O Kuts. Modified three-stage model for forecasting the demand for energy resources at various hierarchy levels of the economy. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 1049, 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters 24/05/2022 - 27/05/2022 Kryvyi Rih, Ukraine*. Online ISSN:17551315. Print ISSN:17551307 <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1049/1/012054> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=> . (Personal

contribution of the acquirer - a methodical approach to the reconciliation of predictive solutions obtained according to the three-level model is proposed).

10. V.V. Horskyi A three-stage method of forecasting electricity demand. Collection of theses of the XL scientific and technical conference of young scientists and specialists of the IPME named after G.E. Pukhova National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, May 11, 2022 / IPME named after G.E. Pukhov National Academy of Sciences of Ukraine. P. 59-61.

11. Horskyi V.V., Maliarenko O.Ie. Assessment of energy saving potential for coal-fired thermal power plants when implementing innovative technologies. Collection of theses of the international scientific and practical conference. International scientific and practical conference "Science, engineering and technology: global and current trends": Conference proceedings, December 27-28, 2019. Prague: Izdevnieciba "Baltija Publishing". ISBN 978-9934-588-23-5. P. 77-81.;

12. Horskyi V.V. The choice of the method of distribution of joint total energy costs in the combined production of energy carriers at the CHPP. Collection of theses of the XXXIX scientific and technical conference of young scientists and specialists of the IPME named after G.E. Pukhova National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, May 12, 2021 / IPME named after G.E. Pukhov National Academy of Sciences of Ukraine. 2021. P. 26-28.

13. Horskyi V.V. Full energy intensity of thermal and electrical energy production at coal-fired thermal power plants. A collection of scientific works of the XVII International scientific and practical conference "Coal thermal power: ways of reconstruction and development. Institute of Thermal Energy Technologies of the National Academy of Sciences of Ukraine. October 19–20, 2021. Kyiv: Gnosis LLC. ISBN 978-617-7852-27-7. P.188-193.

14. Maliarenko O.Ie., Horskyi V.V., Maistrenko N.Iu., Teslenko O.I. Forecast demand for thermal energy according to the model "country-regions-sectors of the economy". Materials of the XII International online conference "Problems of thermal physics and thermal energy. October 26-27, 2021. Kyiv: Publisher O.I. Simonenko. 2021. 160 p. ISBN 978-617-7979-05-9. P. 27.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	22
ВСТУП.....	23
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ.....	32
Висновки до розділу 1	47
РОЗДІЛ 2 КОМПЛЕКСНИЙ ТРИЕТАПНИЙ МЕТОД НА ОСНОВІ ТРЬОХРІВНЕВОЇ МОДЕЛІ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ НА ДОВГОСТРОКОВУ ПЕРСПЕКТИВУ	48
2.1 Три етапи прогнозування та фактори, що впливають на енергоспоживання країни, регіонів та видів економічної діяльності в регіонах	48
2.2 Групи показників енергетичної ефективності на трьох рівнях функціонування економіки: країна, регіони, види економічної діяльності в регіонах.....	49
2.3 Трьохрівнева модель прогнозування енергоспоживання на довгострокову перспективу	51
2.4 Методичний підхід до визначення технологічного потенціалу енергозбереження для трьохрівневої моделі прогнозування енергоспоживання.....	56
2.5 Узгодження прогнозних рішень за двома етапами	59
2.6 Оцінка прогнозного споживання електроенергії населенням на побутові потреби.....	62
2.7 Напрями скорочення споживання енергоресурсів у домогосподарствах	66
Висновки до розділу 2	69
РОЗДІЛ 3 ПОВНА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ ПРОДУКЦІЇ ЯК ПОКАЗНИК СИСТЕМНОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО АНАЛІЗУ ТА ЙОГО ВИЗНАЧЕННЯ ДЛЯ	

ВИРОБНИЦТВА ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ.....	71
3.1 Методичний підхід до оцінки різних видів енергоємності виробництва енергоносіїв на ТЕЦ	72
3.2. Удосконалення методу визначення повної енергоємності продукції для виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ	74
3.3 Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв на ТЕЦ.....	82
3.4 Розрахунок енергоємності сумісного виробництва електричної та теплової енергії	91
Висновки до розділу 3	97
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНОЇ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ЕНЕРГОНОСІЇВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ	99
4.1 Напрями підвищення енергетичної ефективності паротурбінних ТЕЦ, оцінка потенціалу енергозбереження при удосконаленні цих технологій.....	99
4.2 Оцінка енергетичної ефективності парогазових технологій за показником наскрізної технологічної енергоємності та обґрунтування економічної доцільності їх впровадження для заміщення паротурбінних ТЕЦ.....	103
Висновки до розділу 4.....	112
РОЗДІЛ 5 ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТРЬОХ ІЄРАРХІЧНИХ РІВНЯХ.....	113
5.1 Вихідні дані для прогнозу попиту на енергоресурси.....	113
5.2 Прогнозна потреба у тепловій енергії в регіонах України до 2040 р.....	114

5.3 Прогнозна потреба у електроенергії в регіонах України до 2040 р	123
5.4 Прогнозний попит на енергетичні ресурси в Україні до 2040 р. з урахуванням потреби населення	129
5.5 Апробація моделі, порівняння отриманих прогнозних рішень отриманих за допомогою триетапного та двоетапного методів	130
Висновки до розділу 5	132
ВИСНОВКИ.....	134
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	137
ДОДАТОК А ПРИКЛАД ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ НА РЕГІОНАЛЬНОМУ РІВНІ.....	150
ДОДАТОК Б МЕТОД УТОЧНЕННЯ ПРОГНОЗНИХ РІШЕНЬ КУЛИКА.....	152
ДОДАТОК В ПРОЄКТ ЗМІН ТА ДОПОВНЕНЬ ДО ДІЮЧОГО ДСТУ 3682-98	154
ДОДАТОК Г ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ПРЯМОЇ ЕНЕРГОЄМНОСТІ НА ТЕЦ.....	165
ДОДАТОК Д АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.....	167
ДОДАТОК Е СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	172

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВВП – валовий внутрішній продукт;
ВДВ – валова додана вартість;
ВРП – валовий регіональний продукт;
ВЕД – види економічної діяльності;
ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
ОТГ – об'єднана територіальна громада;
ПЕР – первинні енергоресурси;
ТЕС – теплова електростанція;
ВНП – валовий національний продукт;
ІСЦ – індекс споживчих цін;
КВЕД – класифікація видів економічної діяльності;
ПЕЗ – потенціал енергозбереження;
ГВП – гаряче водопостачання;
ТСГ – теплонасосні системи теплозабезпечення;
СЦТ – система централізованого теплопостачання;
СДТ – система децентралізованого теплопостачання;
КВТП – коефіцієнт використання теплоти палива;
ГЕР – горючі енергоресурси;
ТЕР – теплові енергоресурси;
ВЕР – вторинні енергоресурси;
ГРП – газо-розподільчий пункт;
ОВФ – основні виробничі фонди;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
ПТУ – паротурбінна установка;
КТЦ – коефіцієнт термодинамічної цінності;
ЦНТ – циліндр низького тиску;
ДМП – допоміжний мережний підігрівач;
ТНУ – теплонасосна установка;

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Прогнозування попиту на енергоресурси в економіці країни, регіонів та за видами економічної діяльності (ВЕД) необхідне для визначення можливостей їх подальшого розвитку та забезпечення енергоресурсами як на рівні країни, так і на рівні регіону. Темпи розвитку і пропорції в економіці країни та регіону впливають на рівні енергоспоживання, а останні визначають перспективи самої країни та власне регіонів, тобто ці показники є взаємозалежними.

У зв'язку із реформою децентралізації, яка була призначена для формування ефективного місцевого самоврядування та територіальної організації влади, для створення і підтримки повноцінного життєвого середовища для громадян, надання високоякісних та доступних публічних послуг, становлення інститутів прямого народовладдя, узгодження інтересів держави та територіальних громад, постала задача прогнозування на регіональному рівні.

В Україні процес децентралізації розпочато 2014 року з прийняттям Концепції реформи місцевого самоврядування та територіальної організації влади в Україні (01.04.2014), законів України «Про співробітництво територіальних громад» (17.06.2014), «Про добровільне об'єднання територіальних громад» (05.02.2015) та змін до Бюджетного і Податкового кодексів – щодо фінансової децентралізації.

Відповідно до прийнято Закону України від 16.04.2020 № 562-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо визначення територій та адміністративних центрів територіальних громад», Кабінетом Міністрів України визначено адміністративні центри та затверджено території 1470 спроможних територіальних громад, у яких були проведені місцеві вибори у 2020 році на новій територіальній основі. Цей процес дозволив формувати відповідно до положень Європейської хартії місцевого самоврядування значний дієвий і спроможний інститут місцевого самоврядування на базовому рівні – об'єднані територіальні громади (ОТГ).

В подальшому на місцевому рівні було розроблено програми регіонального енергозбереження та енергоефективності, за фінансової підтримки держави. Такі програми передбачають прогнози енергоспоживання на регіональному рівні та більш детально розкривають нижній рівень енергоспоживання. Тому за більшої економічної самостійності регіонів, виникає необхідність у адаптації та розвитку існуючих математичних моделей прогнозування.

Методичними питаннями прогнозування попиту на енергоресурси займалось багато українських вчених: Кулик М.М., Розен В.П., Недін І.В., Касьянова Н.В., Черненко П.О., Гнідий М.В., Агеєва Т.П., Симборський А.І., Малярєнко О.Є., Майстрєнко Н.Ю., Піріашвілі Б.З., Галиновський Є.І., Чиркін Б.П., Подолець Р.З., Лір В.Е., Ткаченко В.Ф., Круцяк М.О. та ін. Серед іноземних дослідників теоретичними та прикладними аспектами енергетичного моделювання присвячені роботи Й. Дікмана, Й. Хорна, Г. Голдштейна, У. Ремме, К. Кемферта, Г. Марковіца, Т. Йоханссона та ін.

В останні роки при прогнозуванні енергоспоживання в нашій країні використовувались різні методи та моделі. Найпростішими способами прогнозування є методи визначення залежностей: експоненційного та адаптивного вирівнювання, метод згладжування, у якому складові значення рівня, тенденції і сезонності, згладжуються за допомогою експоненціального згладжування. При цьому параметри можуть бути різними. Врахування ж фактору впливу структури економіки на рівні енергоспоживання досліджувалось в роботі М.В. Гнідого та Т.П. Агеєвої при формуванні статистичних спостережень за галузевим принципом. Перехід статистики з класифікатора за видами продукції на класифікатор за видами економічної діяльності обумовив врахування цих змінних при моделюванні енергоспоживання, оскільки формування статистичних класифікаторів визначає класифікацію та методичний підхід до визначення показників енергоефективності, що можуть бути використані для прогнозування енергоспоживання. Прогнозування рівнів енергоспоживання з урахуванням структурних зрушень в економіці, оцінки прогнозного споживання ПЕР за енергоємними видами економічної діяльності широко було досліджено в роботах

Н.Ю. Майстренко. Отже, задача створення математичних моделей і програмних засобів для прогнозу попиту на електроенергію із врахуванням технологічних потенціалів енергозбереження та можливих сценаріїв розвитку економіки країни та регіонів є актуальною. Вирішенню цього завдання присвячена дана дисертація.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика даної роботи входила до складу наукових робіт, які були виконані в Інституті загальної енергетики Національної академії наук України протягом 2019-2021 рр.: «Розвиток комплексного методу прогнозування енергоспоживання з урахуванням специфіки енерговикористання сектору загального державного управління, некомерційних організацій та домогосподарств (фундаментальна, ДР № 0119U100114), «Розвиток методу повної енергоємності для визначення ефективності багатопродуктових енергоємних виробництв (прикладна, ДР № 0119U100113), при виконанні наукових досліджень за стипендією НАН України на тему «Удосконалення методу оцінки потенціалу енергозбереження за повний технологічний цикл при комбінованому виробництві енергоносіїв протягом 2020-2022 р.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розвиток комплексного методу, математичної моделі та прогнозування попиту на енергетичні ресурси шляхом модифікації комплексного методу на основі дворівневої моделі прогнозування енергоспоживання з узгодженням отриманих прогнозів за безітераційним методом узгодження прогнозних рішень для трьох рівнів економіки із запропонуванням триетапного методу на основі трьохрівневої моделі прогнозування енергоспоживання та подвійним узгодженням отриманих прогнозів на трьох ієрархічних рівнях.

Для досягнення мети вирішено наступні завдання:

– розвиток комплексного методу прогнозування попиту на енергетичні ресурси, щоб на відміну від існуючого (прогнозування на двох рівнях економіки: країна, види економічної діяльності з узгодженням отриманих прогнозів), давав можливість отримувати прогнозні рівні споживання енергетичних ресурсів одночасно на трьох ієрархічних рівнях економіки: країна, регіони, види

економічної діяльності в регіонах на основі доступних статистичних даних з узгодженням отриманих прогнозів;

- розроблення трьохрівневої математичної моделі прогнозування енергоспоживання із використанням однотипних показників енергоефективності, енергоємність валової доданої вартості (ВДВ) для відповідних ієрархічних рівнів з урахуванням регіональних особливостей економіки на відміну від традиційно використовуваних показників енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП) на рівні країни та енергоємності валового регіонального продукту (ВРП) на рівні регіону;

- адаптація комплексного методу узгодження прогнозних рішень для трьохрівневої математичної моделі прогнозування енергоспоживання;

- визначення технологічних потенціалів енергозбереження на рівні технології на прикладі сумісного виробництва теплової та електричної енергії.

Об’єкт дослідження – споживання енергетичних ресурсів, необхідних для забезпечення функціонування економіки країни з урахуванням структурних та технологічних змін, що плануються на довгострокову перспективу.

Предмет дослідження – методи та моделі прогнозування споживання енергоресурсів на трьох ієрархічних рівнях економіки з урахуванням впливу структури економіки та технічного прогресу в регіонах та регіональних секціях економіки за видами економічної діяльності.

Методи дослідження які було використано у роботі:

- системний аналіз – для створення системи показників енергетичної ефективності на трьох ієрархічних рівнях та ієрархічної структури математичної моделі прогнозування енергоспоживання;

- нормативний метод – для прогнозування споживання енергоресурсів на ієрархічних рівнях економіки з урахуванням структурних змін та технологічного енергозбереження;

- метод прямого рахунку – для прогнозування попиту на електроенергію населенням;

–метод узгодження прогнозних рішень – для подвійного безітераційного узгодження прогнозів, отриманих за розробленою трьохрівневою моделлю прогнозування енергоспоживання;

–статистичний метод – для аналізу ретроспективних даних та порівняння прогнозних розрахунків за тенденціями енергоспоживання;

–розрахунковий – для визначення показника технологічної енергоємності, який використаний при обчислюванні потенціалів технологічного енергозбереження для сумісного виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Розвинуто комплексний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси, який на відміну від існуючого (прогнозування на двох рівнях економіки), дає можливість отримувати прогнозні рівні споживання енергетичних ресурсів одночасно на трьох ієрархічних рівнях економіки: країна, регіони, види економічної діяльності в регіонах та дозволяє виконувати прогнозування на основі доступних статистичних даних.

2. Вперше розроблено трьохрівневу математичну модель прогнозування енергоспоживання, в якій запропоновано використовувати однотипні показники енергоефективності – енергоємність валової доданої вартості (ВДВ) для відповідних ієрархічних рівнів з урахуванням регіональних особливостей економіки на відміну від використовуваних раніше показника енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП) на рівні країни та енергоємності валового регіонального продукту (ВРП) на рівні регіону, використання яких збільшує розбіжність між прогнозами до 30 %.

3. Адаптовано метод узгодження прогнозних рішень для подвійного узгодження результатів, отриманих за допомогою розробленої трьохрівневої математичної моделі прогнозування енергоспоживання, шляхом застосування методу узгодження прогнозних рішень на двох етапах: I – узгодження суми енергоспоживання за ВЕД в регіоні та регіонального рівня з подальшим підсумовуванням результатів за регіонами, II – узгодження суми попередньо

узгоджених регіональних рівнів з національним, що дозволяє зменшити похибку та врахувати у повному обсязі потенціали енергозбереження на нижніх рівнях, відповідно до регіональних програм енергозбереження.

4. В межах розробленого методу для визначення технологічних потенціалів енергозбереження на рівні виробництва енергоносіїв запропоновано використати новий показник технологічної енергоємності, який включає коефіцієнт розподілу спільних енергетичних витрат на виробництво двох видів енергоносіїв, та враховує крім енергетичних витрат в основному та допоміжному обладнанні ще енергетичні витрати на природоохоронні заходи для зменшення шкідливого навантаження на довкілля, які раніше враховувались лише у повній енергоємності продукції, що дозволяє оцінити частку енерговитрат на екологічні заходи при виборі технології спалювання палива.

Теоретичне та практичне значення отриманих результатів. Розвинутий комплексний метод для трьохрівневої ієрархічної системи енергоспоживання базується на доступних статистичних даних і є надійним інструментом прогнозування енергоспоживання, оскільки надає узгоджені прогнози на відповідних ієрархічних рівнях.

Адаптований для трьохрівневої системи безітераційний метод узгодження прогнозних рішень показав свою адекватність для багаторівневої моделі прогнозування енергоспоживання.

Запропонований показник технологічної енергоємності продукції на прикладі сумісного виробництва теплової та електричної енергії використаний у трирівневій моделі для обчислення технологічного потенціалу енергозбереження з урахуванням енергетичних витрат на природоохоронні заходи, що дозволило обрати екологічно ефективну технологію спалювання органічного палива.

Практичне значення результатів роботи полягає у тому, що результати наукової роботи було використано в Інституті загальної енергетики НАН України при підготовці пропозицій та зауважень: до проєкту структури прогнозного паливно-енергетичного балансу України, розробленого Міністерством розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України (лист Президії

НАН України № 443 від 09.09.2020 за дорученням Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України від 09.09.2020 № 3801-06/55121-03);

Також результати наукової роботи було використано при підготовці інформаційно-аналітичних матеріалів до протокольної робочої наради НЕК «Укренерго» «Альтернативні сценарії розвитку економіки та енергетики України (лист НЕК «Укренерго» від 20.07.21 № 013895).

Розробки щодо розрахункової математичної моделі визначення технологічної енергоємності продукції та обчислені види енергоємності для сумісного виробництва енергоносіїв на теплоелектроцентралі (пряма, технологічна, повна заводська, повна енергоємності теплової та електричної енергії, що вироблені на теплоелектроцентралі) були використані при підготовці доповнень до ДСТУ 3682-98 «Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт, послуг» та надані технічному комітету ТК 48 Енергозбереження Державного комітету стандартизації України; пройшли рецензування та рекомендовані до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення та прикладні результати, що містяться в дисертації, отримані здобувачем особисто. З опублікованих у співавторстві робіт здобувачем використано лише ті результати, які отримані ним самостійно: 1 – удосконалено методичний підхід до визначення технологічної енергоємності енергоносіїв, що виробляються у процесі їх виробництва на теплоелектроцентралі, з виділенням енергетичних витрат на окремі технології: розвантаження та підготовка палива, його подавання до пальникових пристроїв, спалювання в котельній установці та реалізація природоохоронних заходів для дотримання екологічних вимог; 2 – надано методичний підхід та виконано оцінку потенціалів енергозбереження для вугільних та газових ТЕЦ при впровадженні енергоефективних технологій; 3 – проаналізовано перспективні технології та заходи з підвищення ефективності роботи ТЕЦ; 4 – удосконалено розрахункову математичну модель прогнозування енергоспоживання на трьох рівнях економіки в частині запропонування на

третьому рівні прогнозування за видами економічної діяльності в регіонах на основі наявних статистичних даних; 5 – визначено прогнозний попит на паливо-разом для енергетичного сектору економіки комплексним методом за запропонованою структурою електрогенерувальних і теплогенерувальних потужностей; 6 – виконано аналітичний огляд існуючих методичних підходів до розподілу спільних енерговитрат при виробництві енергоносіїв на теплоелектроцентралі, обрано термодинамічний метод та застосовано його для розподілу спільних енергетичних витрат при розрахунку технологічної енергоємності та комбінованим методом для обчислення енергоємності за повним циклом виробництва електричної і теплової енергії на ТЕЦ; 7 – запропоновано методичний підхід до розрахунку технологічної енергоємності теплової та електричної енергії при їх сумісному виробництві на парогазовій електростанції з коефіцієнтом розподілу спільних енергетичних витрат; 8 – представлення триетапного методу прогнозування попиту, його ідеї та переваг при прогнозуванні енергоспоживання; 9 – розрахунок прогнозів теплової та електричної енергії за нижнім рівнем трьохрівневої моделі з подальшим узгодження прогнозів всіх трьох рівнів за триетапним методом; 10 – наведено методологічні засади використання триетапного методу для прогнозування попиту на електроенергію; 11 – виконано оцінку потенціалу енергозбереження для вугільних ТЕС при впровадженні енергоефективних технологій; 12 – запропоновано методичний підхід до розподілу спільних повних енерговитрат при їх комбінованому виробництві на ТЕЦ; 13 – обчислено повну енергоємність виробництва теплової та електричної енергії на вугільних ТЕЦ при їх модернізації; 14 – наведено методичні підходи та результати прогнозування теплової енергії за запропонованою моделлю.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи та її окремі результати доповідались та були апробовані у матеріалах Міжнародної науково-практичної конференції «Наука, техніка і технології: глобальні та сучасні тенденції . 27–28 грудня 2019 р. Прага, Чеська Республіка. 2019; XII Міжнародній онлайн-конференції «Проблеми теплофізики та

теплоенергетики . 26-27 жовтня 2021 р. Київ; XVII Міжнародній науково-практичній конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку Інституту теплоенергетичних технологій НАН України. 19–20 жовтня 2021 р. Київ; XXXIX науково-технічній конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 12 травня 2021 р.; XL науково-технічній конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 11 травня 2022 р.; At the 3rd International Conference on Sustainable Futures: environmental, technological, social and economic matters (ICSF 2022), May 24-27, 2022 at Kryvyi Rih National University, Kryvyi Rih, Ukraine.

Публікації. Головні положення та наукові результати дисертаційної роботи опубліковано в 14-ти наукових роботах: 5-ти статтях у фахових збірниках, у розділах 2-х публікаціях, що входять до міжнародної наукометричної бази Scopus, 7-ми тезах доповідей у матеріалах міжнародних науково-практичних конференцій, в яких із достатньою повнотою відображено наукові та практичні результати дисертаційної роботи.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота викладена на 175 сторінках, складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 113 найменувань на 13-ти сторінках та 6-ти додатків. Обсяг основного тексту дисертації - 101 сторінка друкованого тексту. Дисертація містить 3 рисунки та 43 таблиці.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

Суспільне життя неможливе без передбачення майбутнього, без прогнозування перспектив його розвитку. Різні види прогнозів необхідні для визначення шляхів розвитку суспільства й економічних ресурсів, що забезпечують їх досягнення, для виявлення найбільш ймовірних та економічно ефективних варіантів довгострокових, середньострокових і поточних планів, обґрунтування основних напрямків енергетичної, економічної та технічної політики, передбачення наслідків ухвалених рішень і здійснюваних у цей момент заходів. В умовах науково-технічного прогресу й удосконалення енергетичної системи держави прогнозування набуває значення одного з вирішальних наукових факторів формування стратегії і тактики енергетичного розвитку.

Таким чином, сучасні умови вимагають максимального розширення фронту прогнозування, подальшого удосконалення методології і розрахункової математичної моделі розроблення енергетичних прогнозів. Чим вищий рівень прогнозування процесів енергетичного розвитку, тим ефективніші планування і управління цими процесами у суспільстві. Прогнозування споживання енергетичних ресурсів у разі структурних зрушень і технологічних змін на середньо- та довгострокову перспективу – один із чинників забезпечення економічної стабільності розвитку країни, адже обґрунтовані прогнози є ефективним інструментом перспективного планування та керування економікою.

Наукове обґрунтування розвитку енергетики на сучасному етапі становлення економіки неможливе без застосування відповідних інструментів аналізу - математичних моделей, основною метою яких є визначення прогнозного попиту на енергоресурси на базі визначених орієнтирів розвитку паливно-енергетичного комплексу та можливих сценаріїв економічного розвитку країни. Україна, як й інші країни, зазнає впливу глобалізаційних процесів, у ній

відбуваються якісні структурні зрушення в економіці. Крім того, зникають економічні бар'єри між окремими країнами та групами країн, а чинники, що впливають на їхній подальший розвиток, можуть бути як внутрішніми, так і зовнішніми. У таких умовах визначення прогнозного попиту на енергетичні ресурси необхідне для обґрунтування напрямів подальшого економічного розвитку, оскільки енергетичні ресурси в країні постійно дорожчають та мають обмежені об'єми. Структурні та технологічні зрушення в економіці зумовлюють зміну обсягів споживання енергетичних ресурсів, а в середньостроковій перспективі питання достатнього забезпечення ними є важливим для відновлення економічного зростання в країні.

Останнім часом концепція сталого розвитку тісно пов'язується з концепцією зеленої економіки, для якої головними пріоритетами є висока енергетична ефективність і мінімальний вплив на довкілля. Ключовим поняттям для національних економік розвинених країн стають поняття екологічного економічного зростання, за якого збільшується безпека суспільства та знижується ризик економічних і фінансових криз. У цьому контексті воно є необхідною умовою, а енергоефективність виробництва розглядається як один із критеріїв збалансованого розвитку суспільства. Показники енергетичної ефективності, є індикаторами і широко використовуються в аналітичних оглядах Світового банку для порівняльного аналізу країн у контексті реалізації програм сталого розвитку.

Прогнозування енергоспоживання надає попередню інформацію для планування режимів роботи обладнання енергосистем, оптимізації цих режимів роботи, оцінки якісних параметрів (надійність), оптимального розподілу навантаження між електростанціями. Здебільшого прогнозування включає в себе побудову математичної моделі, що описує дані за ретроспективний проміжок часу та отримання прогнозу на базі цієї моделі.

Процес прогнозування складається з декількох етапів, кожний з яких вирішує певне завдання [9]:

- постановки задачі – уточнюється об'єкт прогнозу, формується мета і завдання, визначаються точність і час випередження прогнозу;

- формування об'єкта прогнозу відповідно до поставленого завдання – виявляється структура об'єкта, виділяються істотні фактори, установлюються їх співвідпорядкованість, ієрархічність, взаємозв'язок;
- збору ретроспективної інформації про об'єкт – визначаються джерела інформації, розробляється розрахункова математична модель оброблення і подання інформації, встановлюються її необхідні обсяги;
- формалізації задачі – розробляється розрахункова математична модель формалізованого подання інформації, і здійснюється вибір класу моделей для опису об'єкта прогнозу;
- вибору методів і алгоритму – із відомих обирається найбільш придатний метод прогнозування, розробляється відповідний алгоритм, і оцінюється точність прогнозу;
- моделювання на основі ретроспективних даних оцінки якості моделі;
- видачі результатів прогнозу.

Залежно від цілей дослідження економіко-математичні моделі найперше відрізняються економічною теоретичною базою, а також рівнем агрегування змінних, часовим горизонтом, територіальними характеристиками.

Класифікують математичні моделі за методами прогнозування, поділяючи їх на три великі групи: інтуїтивні (експертні), формалізовані (фактографічні) та комбіновані [10].

Інтуїтивні методи розподіляють на дві групи: індивідуальні експертні оцінки та колективні експертні оцінки. В групу індивідуальних експертних оцінок входять метод «інтерв'ю», аналітичні доповідні записки, сценарії. В групу колективних експертних оцінок входять: анкетування, методи "комісії", "розумових" атак (колективної генерації ідей). Методи колективних експертних оцінок можна віднести до комплексних (комбінованих) систем прогнозування, оскільки в них комбінуються індивідуальні експертні оцінки та статистичні методи обробки цих оцінок. Статистичні методи застосовуються в допоміжних процедурах вироблення прогнозної інформації, тому колективні експертні оцінки відносять до сингулярних методів прогнозування.

Клас формалізованих методів в залежності від загальних принципів дії можна розподілити на групи екстраполяційних, системно-структурних, асоціативних методів і методів випереджаючої інформації. В групу методів прогнозної екстраполяції входять методи найменших квадратів, експоненціального вирівнювання, ймовірного моделювання, адаптивного вирівнювання. До групи системно-структурних методів відносяться методи функціонально-ієрархічного моделювання, морфологічного аналізу, матричний, сітьового моделювання, структурної аналогії. Асоціативні методи розподіляють на методи імітаційного моделювання та історико-логічного аналізу. В групу методів випереджаючої інформації входять методи аналізу потоків публікацій, оцінки значимості винаходів і аналізу патентної інформації. Формалізовані методи ґрунтуються на достатньому інформаційному матеріалі про об'єкт дослідження, поділяються на методи предметної області (механіки, термодинаміки, електротехніки, тощо) та методи моделювання часових рядів, останні з яких поділяються на групи: статистичні та структурні моделі [10]. Група статистичних моделей включає економетричні, регресійні та авторегресійні моделі. Економетричні моделі використовують методи згладжування, експонентного згладжування та ковзного середнього.

У країнах з ринковою економікою для прогнозування широко використовуються економетричні підходи, регресії, що дозволяють описувати у вигляді рівнянь, або системи таких рівнянь закономірні зв'язки енергоспоживання з розвитком економіки, її структурою, з науково-технічним прогресом й іншими чинниками.

Часто вживаним при прогнозуванні енергоспоживання на коротко-середньо- та довгострокову перспективи є сценарні методи (індивідуальні експертні оцінки). Основне значення прогнозного сценарію – визначення генеральної мети розвитку об'єкта прогнозування, виявлення основних факторів і формулювання критеріїв для оцінки верхніх рівнів "дерева цілей". В сценарії використовуються раніше підготовлені прогнози і матеріали по розвитку об'єкта

прогнозування. Сценарій повинен бути написаним так, щоб після знайомства з ним стала зрозумілою мета виконуваної роботи на прогнозований період [11].

Існує два типи довгострокових сценаріїв: дослідницькі сценарії та нормативні сценарії. Дослідницькі сценарії базуються на коректному визначенні кількох найбільш критичних факторів невизначеності та досліджуються вірогідні ситуації при тих чи інших технічних і / або політичних подіях у середньо- або довгостроковій перспективі. Нормативні сценарії створюються для оцінки досяжності потрібного результату (норми). Ці сценарії базуються на наборі бажаних норм та відображають точку зору проєктанта.

При побудові сценаріїв використовуються математичні й статистичні моделі технічних процесів. Сценарний підхід до прогнозування використовувався компанією Shell для оптимізації нафтового бізнесу (сценарій «Криза ціни на нафту»), Канадським центром природних ресурсів для оцінки технологій, які можуть фундаментально змінити співвідношення між економічним зростанням і викидами парникових газів на період до 2030-2050 рр. (сценарій «Енергетичні технології майбутнього»), Данським міністерством економіки та урядом Данії при розробленні «Довгострокових перспектив енергопостачання (сценарій до 2050 р.).

Сценарний підхід залежить від джерела прогнозу – економістів, експертів, що надають макроекономічні прогнози, та тих передумов, які вони закладають в свої прогнози.

Проблеми прогнозування енергоспоживання для забезпечення потреб економіки та напрями їх математичного моделювання широко подані в працях вітчизняних і зарубіжних дослідників: М.М. Кулика, О.М. Алімова, В.П. Розена, В.Е. Ліра, Н.В. Касьянкової, Б.П. Чиркіна, Б.З. Піріашвілі, Р.З. Подольця, ін. українських вчених, Й. Дікмана, Й. Хорна, Г. Голдштейна, У. Ремме, К. Кемферта, Г. Марковіна, Т. Йоханссона, М. Елкамель, Л. Шлейдер, П. Ванке, Хенрік Клінге Якобсен, Клеменс Стіве та багатьох інших зарубіжних вчених. Врахування чинника впливу структури економіки на рівні енергоспоживання досліджувалося в праці М.В. Гнідого й Т.П. Агеєвої в ході формування статистичних

спостережень за галузевим принципом, який удосконалено в подальшому в Інституті загальної енергетики Майстренко Н.Ю. для видів економічної діяльності з розробленням нової розрахункової математичної моделі, що ґрунтується на комплексному методі.

У роботі [12] висвітлено прогнозування потреби в енергоресурсах методом UP-DOWN. Він частково заснований на методі виявлення залежностей, в якому основним інструментом будь-якого прогнозу є схема прогнозування. Окремим випадком у класі моделей виявлення залежностей є екстраполяційні моделі. Їх сутність полягає у вивченні сталих тенденцій розвитку об'єкта прогнозу, що склалися у минулому і теперішньому часі, і переносі їх на майбутній час. Методом UP-DOWN передбачено прогнозування попиту на електроенергію на верхньому макрорівні UP та на нижньому секторальному рівні DOWN. На рівні UP розробляється прогноз загальної електроємності ВВП шляхом апроксимації і екстраполяції функції електроємності ВВП, побудованої на основі ретроспективних даних. Також будується екстраполяційна функція для загального ВВП країни на задану перспективу. З використанням отриманих екстраполяцією значень електроємності ВВП та обсягів ВВП розраховується попит на електроенергію для макрорівня UP.

Прогнозування попиту на електроенергію на секторальному рівні DOWN передбачає розробку прогнозів обсягів виробництва та електроємності для окремих секторів національної економіки. На основі ретроспективних даних щодо споживання електроенергії та виробленого у секторі економіки ВВП шляхом апроксимації будується функція електроємності ВВП конкретного сектору і потім шляхом екстраполяції отримується значення електроємності ВВП для шуканого року.

В праці [13] метою статті є створення економіко-математичної моделі для вирішення задач прогнозування обсягів попиту на електричну енергію в Україні на перспективу до 10 років з урахуванням результатів аналізу низки соціально-економічних показників, що є визначальними при формуванні попиту на електричну енергію, а також зіставлення результатів моделювання з

результатами, наданими профільними організаціями в Україні та встановлення її спроможності. Завдання дослідження – дослідження зміни фізичного обсягу ВВП за паритетом купівельної спроможності (ПКС), енергоємності ВВП і чисельності населення та зміни обсягів споживання електричної енергії в Україні, а також встановлення причинно-наслідкового зв'язку між ними з використанням економіко-математичних моделей з метою їх подальшого прогнозування.

З урахуванням наведеного вище [13], можна припустити, що за допомогою моделі, побудованої із використанням рівнянь множинної регресії, що буде містити динаміку рівня фізичного обсягу ВВП, цін на електроенергію та чисельності населення, можна отримати результати прогнозування обсягів попиту на електроенергію з досить високим рівнем адекватності.

У зв'язку із тим, що ціни для кінцевих споживачів електричної енергії в Україні є диференційованими (залежно від групи споживачів і класу напруги) та встановлюються не за ринковими правилами, а відповідно до Положення (у редакції 29.12.2020) встановлюється Кабінетом Міністрів України, запропонована модель множинної багатофакторної регресії для прогнозування попиту на електроенергію не міститиме даних про зміну цін на останню, а, натомість, буде враховувати дані про динаміку зміни ВВП, енергоємності ВВП і чисельності населення [13].

На прикладі Флориди в роботі [14] наведено методи довгострокового прогнозування попиту на електроенергію за допомогою соціально-економічних факторів. В даній роботі розглядалися лише потреби населення у електроенергії у Флориді в літні місяці. За мету було поставлено підготувати довгострокові прогнозні моделі попиту на електроенергію для держави в цілому, а це включає всі сектори держави (житловий, промисловий тощо). Крім того, представлені моделі використовують більше змінних і використовують найновіші дані для Флориди. Після дослідження даних і кореляційного аналізу, вихідний набір було зведено до важливих змінних, які мають реальний вплив на попит на електроенергію. За основу були взяті прості регресійні моделі, із наступним переходом до використання нейронних мереж у контексті довгострокового

прогнозування потреби в електроенергії для штату Флорида, були включені моделі лінійної регресії, оскільки їх можна легко впровадити в модель планування потужності для виробництва електроенергії.

Аталла і Хант [15] використали модель часового ряду для прогнозування попиту на електроенергію в країнах Ради співробітництва Перської затоки (САПЗ: Саудівська Аравія, Кувейт, Бахрейн, Катар, Об'єднані Арабські Емірати (ОАЕ) та Оман). Економічні та погодні змінні були введені в модель, а 27-річні історичні дані були використані для прогнозування попиту на електроенергію в регіоні. Виявлено, що ВВП є вагомим показником прогнозування попиту на електроенергію для цього регіону. Сигнал про збільшення ВВП призведе до збільшення споживання електроенергії [15].

Ангелопулос та ін. розробив дві моделі регресії (порядкова та множинна лінійна регресія) для прогнозування попиту на електроенергію для Греції. Було зібрано історичні дані за сімнадцять років, які включали економічні, погодні та енергоефективні змінні [16]. У дослідженні зроблено висновок, що ВВП мав найбільший вплив на попит на електроенергію, тоді як дні опалення (HDD) та дні охолодження (CDD) також мали вплив. Порядкова модель мала середню абсолютну відсоткову помилку (MAPE) 0,74% [16].

Інше дослідження було зосереджено на впливі змінних клімату на попит на електроенергію в Сідней, Австралія з використанням моделі множинної регресії зворотного відбору [17]. Для прогнозу було отримано десять років історичних даних, і було виявлено, що модель має R-квадрат 0,816 з наступними значущими змінними: дні охолодження (CDD), швидкість вітру, випаровування та вологість [17].

Ву та ін. [18] також використовував множинну лінійну регресію для прогнозування погодинного та місячного попиту на електроенергію для регіону в Австралії. Вони виявили, що значущими провісниками є дні охолодження (CDD), дні нагріву (HDD), вологість і кількість дощових днів [18].

Сіян Ван та ін. [19] розробив ієрархічну модель байєсівської регресії, щоб передбачити щомісячний попит на електроенергію населенням для кожного штату

Сполучених Штатів Америки. Економічні, кліматичні та електричні дані були зібрані за двадцять три роки. Кластеризація була використана для групування станів з подібними даними в кластери, а потім модель була використана для прогнозування потреби в електроенергії для кожного кластера. Було вісім різних кластерів, причому Флорида та Каліфорнія були єдиними штатами у відповідному кластері [19]. Важливими змінними для моделі були: дні охолодження (CDD), ВВП, ціна та попит на електроенергію за попередній місяць. Ці змінні пояснюють 90,25% коливань місячного попиту на електроенергію [19].

Порівняння нейронних мереж і лінійної регресії було перевірено в різних програмах. У дуже схожій роботі, яка передбачала потребу в електроенергії в Австралії, використовувалося навчання з наглядом і штучні нейронні мережі (ANN). Автор порівняв класичні нейронні мережі з глибокими нейронними мережами і виявив, що глибокі нейронні мережі працюють краще [20]. З роботами, які порівнювали використання нейронних мереж і регресійних моделей, вони зазвичай робили висновок, що нейронна мережа працює краще і швидше.

Гюнай розробив модель множинної регресії та модель нейронної мережі для прогнозування річного попиту на електроенергію в Туреччині. Він зібрав дані за 38 років і включив такі прогнози: населення, ВВП на душу населення, інфляцію, рівень безробіття, середню літню температуру та середню зимову температуру. Було виявлено, що рівень безробіття та зимова температура не є значущими для моделей [21]. Гюнай використав розділення набору даних для навчання та тестування, щоб оцінити точність моделі, і виявив, що модель є високоточною, причому модель штучної нейронної мережі більш точна, ніж модель регресії. Значення R-квадрат становило 0,931 для цієї моделі [21].

Інше дослідження, проведене Мохаммедом, також використовувало дві моделі, модель множинної регресії та нелінійну модель штучної нейронної мережі, щоб передбачити попит на електроенергію в Іраку [22]. Ця модель розглядала економічні та погодні змінні, а також розглядала важливі події (наприклад, війни) та їх вплив на попит на електроенергію. У цьому сценарії були

використані дані за двадцять п'ять років, і оптимальна модель виявила, що валовий національний продукт (ВНП), чисельність населення, індекс споживчих цін (ІСЦ), максимальна температура та війна 2003 року вплинули на попит на електроенергію в Іраку [22]. У цьому дослідженні модель лінійної логарифмічної регресії працювала краще, ніж модель нейронної мережі при прогнозуванні попиту на електроенергію [22].

Унікальний підхід до прогнозування попиту на електроенергію для Індії був розроблений Саравананом, Каннаном і Тангараджем (2015). Цей підхід базується на моделі адаптивної нейро-нечіткої системи висновку (ANFIS), яка є комбінацією штучних нейронних мереж і нечіткої логіки [23]. Модель використовувала економічні змінні як провісники, і було виявлено, що вона перевершує моделі лінійної регресії та штучної нейронної мережі під час прогнозування попиту на електроенергію.

В роботі [24] також використовувався новий підхід для прогнозування короткострокового попиту на електроенергію у Франції за допомогою функціональної моделі простору станів.

Інші автори формулювали та використовували гібридні моделі для прогнозування попиту на електроенергію. Одним із прикладів є математична гібридна модель, яка поєднує характеристики модифікованої моделі GM та моделі логістичної регресії для прогнозування попиту на електроенергію в Китаї [25].

В роботі [26] використовувалася нейронна мережа квантильної регресії оператора найменшої абсолютної усадки та відбору для прогнозування попиту на електроенергію та проведення 131 прикладу для Китаю та Каліфорнії.

Короткострокове прогнозування електроенергії з використанням згорткової нейронної мережі (CNN) було виконано нещодавно Tian et al. (2019) [27]. У цій публікації було показано, що CNN може виділяти локальний тренд і вивчати взаємозв'язок у часових кроках. Модель була протестована на прикладі реального світу, і результати показали, що можна досягти хорошого та стабільного прогнозування.

Кім та ін. [26] також використовували CNN для виконання короткострокового прогнозування, використовуючи одношарову CNN у поєднанні з кількома шарами LSTM. Кожний шар LSTM витягує ознаки з кожної вхідної послідовності і передає ці набори функцій на рівень CNN, щоб отримати профіль n .

Моделі Random Forest також використовувалися для прогнозування попиту. Лахуар і Слама використали процес онлайн-навчання, щоб побудувати модель випадкового лісу (RF), яка здатна передбачити наступні 24 години навантаження [28].

Чен та ін. нещодавно представив алгоритм Random Forest (RF) для короткострокового (годинного) прогнозування рівня енергії. Було показано, що передбачення забезпечують альтернативну схему прогнозування існуючим методам. Однак при збільшенні кількості бажаних рівнів точність прогнозу РЧ знижується і наближається до точності звичайного методу, але за рахунок обчислювального часу [29].

Егеліоглу у своїй праці [30], використав рівняння множинної регресії побудував математичну модель, що враховувала вплив кількох економічних чинників на зміну обсягів споживання електроенергії у Північному Кіпрі. У результаті його дослідження встановлено, що чисельність споживачів, ціна на електроенергію і чисельність туристів корелюють зі зміною попиту на електроенергію.

У роботі Харріса та Лью [31] кількісними методами описано можливість оцінювання впливу ціни за одиницю електроенергії як одного з вирішальних факторів енергозбереження з боку споживачів.

У роботі Яна [32] було доведено щільність зв'язку між обсягами споживання електроенергії та змінами клімату у Гонконзі.

Райан і Джайн [33] доповнили модель Яна залежністю попиту на електроенергію від зміни чисельності населення, а Фанг і Туммала дійшли висновку про те, що доцільним є використання ціни на електроенергію, валового

внутрішнього продукту (ВВП), торговельного балансу та чисельності населення для прогнозування попиту на електроенергію в Гонконзі.

Лью та співавтори [34] використовували показники ВВП, вартості електроенергії та чисельності населення з метою прогнозування попиту на електроенергію в Сінгапурі.

Лакані та Бамб [35] використовували показники ціни на електроенергію, середній рівень доходів на душу населення з використанням рівняння еластичності попиту на електроенергію у Меріленді.

У працях Маркідакіса [36] наведена ще більш складна економіко-математична модель, до якої залучені набори даних різноманітного характеру.

У роботі [37] розглянуто методичні підходи до прогнозування обсягів попиту на електроенергію в межах промислового регіону. Моделювання споживання електроенергії у промисловому регіоні виконано на основі використання комплексу моделей довгострокового прогнозування енергоспоживання. Запропонований комплекс моделей включає: модель енергоємності економіки країни, модель енергоспоживання галузей економіки та модель регіонального енергоспоживання. Кожна модель відбиває свій аспект споживання електроенергії. При прогнозуванні електроспоживання в регіоні основним фактором враховано не прогнозу динаміку ВВП, а індекси зростання виробництва галузей економіки і темпи зростання доходів населення (визначним при зростанні електроспоживання домашніх господарств є динаміка його доходів). Крім того, виконано прогнозування споживання електроенергії в рамках формування перспективного балансу паливно-енергетичних ресурсів по країні в цілому і в розрізі окремих галузей та регіонів. Таким чином, використання системного підходу з залученням комплексу моделей, що включає набір моделей, які враховують як зовнішній вплив, так і особливості споживання енергії у промисловому регіоні: модель електроємності економіки, модель енергоспоживання галузей економіки та модель регіонального енергоспоживання. Представлений модельний комплекс дозволяє отримувати довгострокові прогнози споживання електроенергії в Україні. У поєднанні з сценарним підходом цей

модельний комплекс є ефективним інструментарієм, здатним підвищити якість прогнозів і управлінських рішень, що приймаються.

У дослідженні [38] досліджуються діапазони майбутнього попиту на енергію в Китаї з урахуванням субнаціональної неоднорідності, міжсекційної залежності та кількісної оцінки невизначеності, а також пропонується прогнозний розподіл попиту на енергію. Ієрархічний байєсівський підхід частково об'єднує загальну інформацію з різних регіонів і надає специфічні для регіону коефіцієнти регресії та пов'язану невизначеність із гнучким моделюванням залежності між змінними. Це вказує на те, що ієрархічний байєсівський підхід має кращу продуктивність у підгонці моделі, ніж метод фіксованих ефектів. Імовірнісні прогнози є інформативними та мають велике значення для формування енергетичної політики. Економічний розвиток у провінціях з більш енергоємними галузями промисловості сприятиме споживанню більшого обсягу енергії. Тим не менш, розвинені провінції на сході матимуть нижчу енергоємність.

Прогноз регіонального споживання енергії має вирішальне значення для того, щоб влада в Китаї сформулювала політику щодо подвійного контролю над споживанням енергії та енергоємністю [39]. З огляду на те, що на споживання енергії впливає ряд факторів, це дослідження пропонує неоднорідну, дискретну, багатоваріантну сіру модель прогнозування, засновану на суміжних акумуляціях для прогнозування регіонального споживання енергії в Китаї. Цікаво, що регіональний ВВП був обраний сірим реляційним аналізом як незалежна змінна в запропонованій моделі. Результати показують, що він може перевершити інші багатоваріантні сірі моделі, розглянуті з точки зору прогнозування регіонального споживання енергії в Китаї. Більше того, виявлено, що економічний розвиток та енергоспоживання кожного регіону Китаю залишаються тісно пов'язаними між собою. У постковідний період економічний розвиток регіону продовжить зростати і збільшувати енергоспоживання.

Майстренко Н.Ю. у роботах [40–42] розглядає удосконалення методів прогнозування енергоспоживання на різних ієрархічних рівнях. Для розрахунків рівнів споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) за видами економічної

діяльності (ВЕД) та економіці держави в цілому пропонується виділити такі групи показників енергетичної ефективності на різних рівнях управління економікою: 1-й рівень: макрорівень – країна: енергоємність ВВП, енергоємність випуску продукції на рівні країни; 2-й рівень: мезорівень 1 – секції за ВЕД: енергоємність валової доданої вартості (ВДВ) за ВЕД, енергоємність випуску продукції на рівні ВЕД; 3-й рівень: мезорівень 2 – розділи за класифікатором КВЕД-2010 (підсекції за класифікатором КВЕД 2005) за ВЕД: енергоємність випуску продукції на рівні розділу, групи, класу продукції; 4-й рівень: мікрорівень – продукція за класифікатором КПЕС-2008 по енергоємних видах продукції, товарів і послуг, питомі витрати на одиницю продукції. Спочатку проводиться аналіз методів прогнозування енергоспоживання. Застосування нормативного методу є найбільш релевантним в умовах перебудови економіки. Тому застосування нормативного методу для прогнозування попиту в ПЕР будується на узгодженні інтересів всіх суб'єктів та на принципі досягнення паритету «зверху - вниз та «знизу - вверх». Цей метод є базовим інструментом для макропрогнозування та розширює можливості взаємодії між рівнями економіки.

Існуючі методи прогнозування (регресійного аналізу, прямого рахунку, нормативний метод) для застосування у задачах прогнозування на верхньому та нижньому рівнях використовують різні показники енергетичної ефективності: на рівні країни - показники енергоємності ВВП та їх видів (електроємності ВВП, газоємності ВВП, тощо), на нижчих рівнях – показники енергоємності ВДВ за ВЕД чи їх укрупненими секторами (розділами, групами, класами) та випуск продукції на більш низьких рівнях (виробництво).

На прогнозуванні енергоспоживання ґрунтується розвиток електро- та теплоенергетики держави на перспективу. В умовах незалежності України виникла необхідність розроблення нових, сучасних методичних підходів, вдосконалення наявних математичних моделей та методик прогнозування рівнів енергоспоживання в економіці для вирішення проблеми забезпечення перспектив розвитку паливно-енергетичного комплексу країни та його ієрархічних рівнів, які використовуватимуть залежності зміни (динаміки) різних показників споживання

ПЕР, що є чинниками економічного зростання, від обсягів виробництва на різних ієрархічних рівнях в економіці.

Протягом багатьох років в Інституті загальної енергетики (ІЗЕ) НАН України проводилися методологічні розробки і розрахунки перспективних рівнів енергоспоживання економіки та її складових, а також соціальної сфери. Однією з останніх розробок є комплексний (двоетапний) метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси [43], запропонований Куликом М.М. Цей метод передбачає прогнозування попиту на енергетичні ресурси одночасно на двох ієрархічних рівнях (1-й етап) з використанням будь-якого поширеного методу прогнозування (екстраполяція, метод прямого рахунку, нормативний метод) та узгодження отриманих прогнозних рішень векторним методом [44].

Цей метод був апробований на ретроспективних даних із дуже високим ступенем співпадіння результатів по великих секторах економіки (добувна, переробна промисловість, енергетичний сектор), та з відхиленням до 20% для дрібних секцій (сільське господарство, будівництво, інші послуги).

Моделі прогнозування споживання теплової енергії здебільшого ґрунтуються на існуючих нормах на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, чисельність населення, площу житлового фонду та його вік [45–49].

Наразі статистичні дані з енергоспоживання за видами продукції після 2015 р. Державною службою статистики не публікуються. Після 2020 р. немає у відкритому доступі даних з енергоспоживання за видами економічної діяльності та їх складових (розділів, груп, класів за КВЕД-2010). Статистична інформація надається Державною службою статистики лише по країні в цілому й за напрямками використання (які не співпадають із видами економічної діяльності) та за регіонами. Регіональні служби статистики публікують звітні дані за видами економічної діяльності в регіонах з різним ступенем агрегації цих даних (одні регіональні служби – укрупнено, інші більш детально).

Зміна формування статистичних даних сприяла трансформації розробленого в ІЗЕ НАН України комплексного методу на основі дворівневої моделі та методу

узгодження прогнозних рішень у трирівневу модель з подвійним узгодженням отриманих прогнозів, що ґрунтується на статистичних даних, які є у відкритому доступі. Ця модифікація комплексного методу представлена у дисертаційній роботі як триетапний метод прогнозування енергоспоживання.

Висновки до розділу 1

1. Розглянуто існуючі моделі довгострокового прогнозування на енергоресурси, зокрема на електричну і теплову енергію вітчизняних та зарубіжних авторів. Цей огляд показав, що в основному при прогнозуванні попиту на електроенергію враховуються дані за попередні роки та основні визначальні параметри, такі як: динаміка соціально-економічних показників; зміна фізичного ВВП; електроємність ВВП; ВВП на особу; чисельність населення; ціна на електроенергію; інфляція; рівень безробіття. В зарубіжних моделях часто зустрічається врахування погодних змінних, енергоефективних змінних, дні опалення та охолодження, середня літня та зимова температура; швидкість вітру, випаровування та вологість, кількість дощових днів, а також в деяких моделях враховувалась чисельність туристів. Для секційного або регіонального прогнозування попиту також враховувалось: енергоемність економіки відповідних рівнів; рівні енергоспоживання галузей та рівні регіонального енергоспоживання. Описані в літературних джерелах математичні моделі прогнозування попиту на енергетичні ресурси потребують дуже детальної багаторічної статистичної інформації. В умовах воєнного часу в Україні таких можливостей наразі немає.

2. Запропонований в дисертації триетапний метод та відповідна трирівнева математична модель з подвійним узгодженням результатів прогнозу, які стали розвитком комплексного методу на основі дворівневої моделі й методу узгодження прогнозних рішень, на даний час є більш доступним інструментом прогнозування з точки зору формування вихідних статистичних даних, що є у відкритому доступі.

РОЗДІЛ 2

КОМПЛЕКСНИЙ ТРИЕТАПНИЙ МЕТОД НА ОСНОВІ ТРЬОХРІВНЕВОЇ МОДЕЛІ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ НА ДОВГОСТРОКОВУ ПЕРСПЕКТИВУ

2.1 Три етапи прогнозування та фактори, що впливають на енергоспоживання країни, регіонів та видів економічної діяльності в регіонах

Основна ідея комплексного триетапного методу прогнозування попиту на енергоресурси полягає виконанні прогнозування за три окремих послідовних етапи:

I етап: прогнозування попиту на енергетичні ресурси на трьох ієрархічних рівнях економіки: країна, регіони та види економічної діяльності в регіонах за допомогою розробленої трьохрівневої моделі;

II етап: узгодження прогнозів енергоспоживання, отриманих на рівнях 2 - мезорівень (регіони, області за енергоємністю ВДВ регіону) та 3 - мікрорівень (енергоємність ВДВ за видами економічної діяльності в регіоні);

III етап: узгодження суми регіонального споживання 2-го рівня, отриманого на попередньому етапі, з прогнозом енергоспоживання на національному рівні 1 - макрорівні (країна, енергоємність «ВДВ разом »).

Узгодження результатів на етапах II та III відбувається за векторним методом узгодження прогнозних рішень акад. Кулика М.М [44].

Необхідність створення методу узгодження прогнозних рішень виникла в результаті порівняння прогнозів, що отримані на макроекономічному рівні за узагальненими показниками (за відсутності більш детальної інформації) та прогнозів на мезорівні – за секторами економіки або видами економічної діяльності. Сума споживання енергоресурсу за секторами може значно різнитись від споживання по країні, навіть у базовому році за статистичною звітністю. Загальне споживання енергоресурсу по країні може суттєво відрізнятись від суми енергоспоживання за напрямками використання. Це призводить до того, що і

прогнози значно розбігаються. Яким даним статистичної звітності за базовий рік довіряти – «верхнього чи «нижнього рівнів сказати важко. Наприклад, за даними публікації [40] фактичне споживання первинних енергоресурсів у 2013 р. на рівні країни склало 165,79 млн т у.п., а сума споживання первинних енергоресурсів за секторами економіки та населенням разом склало 139,10 млн т у.п. У 2017 р. за даними [3] споживання теплової енергії по м. Києву без витрат на опалення житлових будинків згідно [50] склало 3 062,11 тис. Гкал, а сума споживання теплової енергії за видами економічної діяльності м. Києва склала 2 982,04 тис. Гкал, споживання електроенергії у тому ж році по Україні згідно даних Державної служби статистики [51] склало 89 568,4 млн кВт·год, а сума споживання електроенергії за регіонами України склала 89 536,8 млн кВт·год. Як бачимо різниця у статистичних даних є навіть за ретроспективні роки. Відповідно на перспективу прогнози також будуть різнитись.

До факторів, що мають визначальний вплив на енергоспоживання країни, регіонів, ВЕД в регіонах та домогосподарств слід віднести такі:

- Відкритість даних (доступність інформації з офіційних джерел);
- Реалізація технічно можливого потенціалу енергозбереження за видами економічної діяльності в регіонах;
- Зростання інвестицій на військові потреби та повоєнне відновлення економіки;
- Міграція людей, робочої сили внаслідок війни;
- Різка зміна чисельності населення внаслідок вимушеної еміграції та втрат населення внаслідок війни.

2.2 Групи показників енергетичної ефективності на трьох рівнях функціонування економіки: країна, регіони, види економічної діяльності в регіонах

I Група показників для визначення енергетичної ефективності на рівні країни:

Валовий внутрішній продукт (ВВП), млн грн;

Валова додана вартість (ВДВ), млн грн;

Обсяг ПЕР, всього на рівні країни, млн т у.п.;

Споживання електроенергії, теплової енергії, всього на рівні країни, млрд кВт·год, млн Гкал;

Розрахункові показники на рівні країни:

Енергоємність ВВП (ВДВ разом за ВЕД).

II Група показників для визначення енергетичної ефективності *на рівні регіону*:

Валовий регіональний продукт (в розрізі регіонів), млн грн;

Валовий регіональний продукт у розрахунку на одну особу (в розрізі регіонів), грн;

Чисельність постійного населення (в розрізі регіонів), тис. осіб;

Обсяг споживання ПЕР на рівні регіону, тис. т у.п.;

Споживання електроенергії, теплової енергії на рівні регіону, млн кВт·год, млн Гкал;

Енергоємність ВРП (ВДВ разом за ВЕД);

Енергоємність виробництва електричної і виробництва теплової енергії на рівні регіону.

III Група показників для визначення енергетичної ефективності *на рівні видів економічної діяльності в регіонах*:

Випуск продукції в регіоні (вартість послуг) за видом економічної діяльності в регіоні, тис. грн, або млн грн;

Споживання електричної і теплової енергії за видом економічної діяльності в регіоні або на виробництво продукції за ВЕД в регіоні;

Енергоємність ВДВ (або ВП) регіональної секції за КВЕД-2010;

Енергоємність продукції.

2.3 Трьохрівнева модель прогнозування енергоспоживання на довгострокову перспективу

Прогнозування енергоспоживання на всіх ієрархічних рівнях здійснюється за удосконаленим нормативним методом, що формує прогноз енергоспоживання за відповідним рівнем як суму прогнозів на рівні регіонів або видів економічної діяльності в регіоні та прогнозу енергоспоживання для населення, відповідно на рівні країни або регіону. Трьохрівнева модель враховує як загальний потенціал енергозбереження (від структурних і технологічних зрушень) в країні в цілому [52], так і особливості на регіональному рівні (область, місто Київ,) у певних (вибраних) ВЕД у виробництві (наданні послуг). Для розрахунку рівнів споживання енергетичних ресурсів за видами економічної діяльності регіону (третій рівень), на регіональному рівні (другий рівень) та в економіці країни в цілому (перший рівень) виділено групи показників енергетичної ефективності: 1-й рівень: – макрорівень – країна: енергоємність «ВДВ разом»; 2-й рівень: – мезорівень – регіони (області): енергоємність ВДВ регіону; 3-й рівень: – мікрорівень – енергоємність ВДВ за видами економічної діяльності (ВЕД) в регіоні [42] (рис. 2.1).

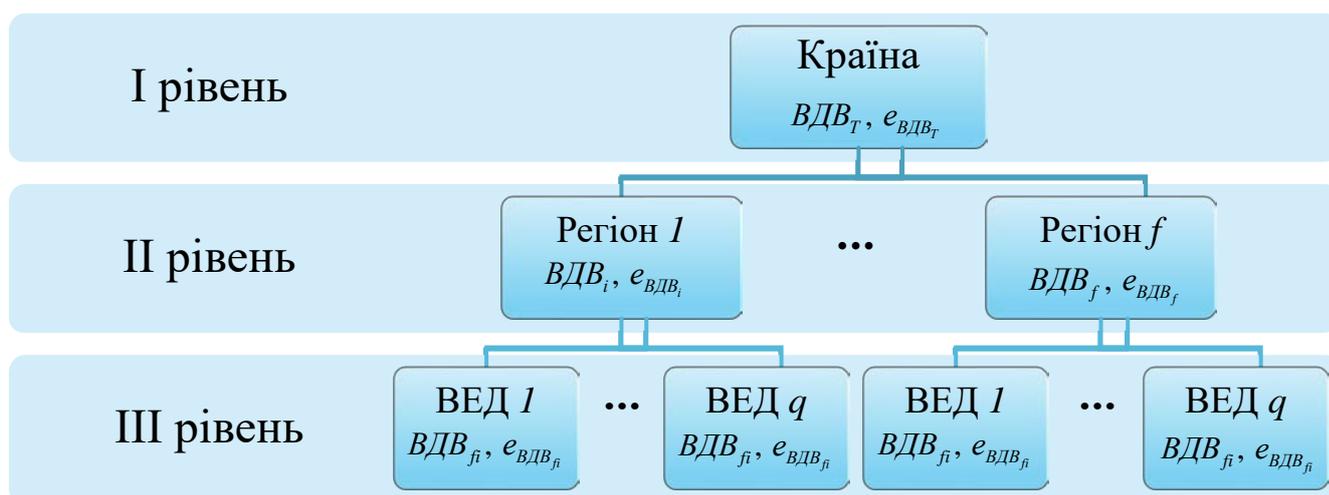


Рисунок 2.1 – Ієрархічні рівні трьохрівневої моделі прогнозування попиту на енергоресурси

Для I рівня – країна прогнозний рівень енергоспоживання визначається за формулою [53]:

$$P_s^t = e_{ВДВs}^{\bar{\delta}} V_{ВДВs}^t - \Delta E_s^t + P_{нас}^t, \quad (2.1)$$

де $e_{ВДВs}^{\bar{\delta}}$ – енергоємність ВДВ країни у t -му році за s -ої структури економіки;

$V_{ВДВs}^t$ – прогноз валової доданої вартості країни (разом за ВЕД) у t -му році за s -ої структури економіки;

ΔE_s^t – обсяги зниження енергоресурсів за структурних і технологічних змін (потенціал енергозбереження) у t -му році за s -ої структури економіки;

$P_{нас}^t$ – прогноз споживання енергоресурсів населенням, що визначається за окремою методикою, наведеною у [53,54].

Енергоємність ВДВ країни визначається за формулою:

$$e_{ВДВs}^{\bar{\delta}} = \frac{P_s^{\bar{\delta}}}{V_{ВДВs}^{\bar{\delta}}}, \quad (2.2)$$

де $P_s^{\bar{\delta}}$ – споживання енергетичних ресурсів по країні за базовий рік за s -ої структури економіки;

$V_{ВДВs}^{\bar{\delta}}$ – валова додана вартість країни (разом за ВЕД) у базовому році за s -ої структури економіки.

Цей показник є загальноживаним для порівняння енергетичної ефективності економік країн світу.

Прогноз валової доданої вартості виконано в Інституті загальної енергетики НАН України, прийнято за публікацією [55].

Потенціал енергозбереження визначено в Інституті загальної енергетики НАН України, який був головним розробником першої Енергетичної стратегії України до 2030 р. (редакції 2006 р.) [56], розробив розділ «Прогнозні енергетичні баланси Енергетичної стратегії України до 2030 р. (редакції 2013 р.) [57], а також підготував розділ по прогнозних показниках енергетичної ефективності для проекту діючої Енергетичної стратегії України до 2035 р. [58].

Для II рівня – регіони країни використовується загальне рівняння:

$$P^t = \sum_f P_f^t + P_{нас}^t, \quad (2.3)$$

де P_f^t – прогнозний попит на енергоресурс у t -му році для f -го регіону України.

Потрібно зауважити, що прогнози, отримані за формулами (2.1) та (2.3) не зійдуться. Це несходження обумовлене різними показниками енергетичної ефективності і є загальновідомою проблемою [44]. Для кожного виду енергоресурсу відсоток неузгодженості буде різним. Найкраще сходження за двоетапною моделлю спостерігалось для теплової енергії (до 5%), найгірше – для природного газу (до 30%) [54].

Прогнозний попит на енергоресурси в регіонах визначається:

$$P_f^t = \sum_f e_{ВДВf}^{\delta} V_{ВДВf}^t - \sum_f \Delta E_f^t, \quad (2.4)$$

де $e_{ВДВf}^{\delta}$ – енергоємність ВДВ базового року для f -го регіону України;

$V_{ВДВf}^t$ – прогноз ВДВ у t -му році для f -го регіону України, визначається за темпами зміни показника за ретроспективу та оцінками міжнародних економічних організацій [55];

$\sum_f \Delta E_f^t$ – прогнозний загальний потенціал енергозбереження у t -му році по всіх f -их регіонах у прогнозному році для всієї економіки, який визначається за наступною формулою:

$$\Delta E_f^t = \sum_f \Delta FE_f^t + \sum_{fa} E_{fa}^t, \quad (2.5)$$

де $\sum_f \Delta FE_f^t$ – прогнозний потенціал енергозбереження у t -му році в кожному регіоні, що включає загальні для всіх населених пунктів та видів економічної діяльності заходи з енергозбереження (зниження втрат в мережах, при виробництві, при наданні послуг, зниження обсягів енергоресурсів на утримання адміністративних і виробничих приміщень, освітлення вулиць, ін.) для f -го регіону;

$\sum_{fa} E_{fa}^t$ – прогнозний потенціал енергозбереження у t -му році, що враховується на нижчих ступенях побудови адміністративного устрою f -го регіону (заходи з енергозбереження, що є характерними для виробництв регіону).

Для III рівня прогноз енергоспоживання для видів економічної діяльності в регіонах визначається за загальною формулою:

$$P^t = \sum_f P_{qf}^t ; \quad (2.6)$$

де крім приведених вище позначень,

q – вид економічної діяльності за діючим класифікатором КВЕД-2010.

Прогнозне сумарне енергоспоживання за видами економічної діяльності (ВЕД) в регіоні визначається за формулою:

$$P_f^t = \sum_q e_{ВДВ_{qf}}^{\delta} V_{ВДВ_{qf}}^t - \sum_q \Delta E_{qf}^t , \quad (2.7)$$

де $e_{ВДВ_{qf}}^{\delta}$ – енергоємність ВДВ q -го виду економічної діяльності в f -му регіоні;

$V_{ВДВ_f}^t$ – обсяг ВДВ у f -му регіоні у прогнозному році, що задається прогнозною структурою ВДВ;

$\sum_q \Delta E_{qf}^t$ – сумарний прогнозний потенціал енергозбереження у t -му році по всіх q -их видах економічної діяльності у прогнозному році для економіки f -го регіону.

Необхідно зауважити, що ВВП країни та валовий регіональний продукт (ВРП), що розраховані на рівні країни, є однаковою величиною, а за рівнями споживання енергоресурсів обсяги споживання для регіонів не є тотожними сумі по країні.

В регіоні f для q -их секцій економіки обсяги прогнозного споживання ПЕР можуть визначатись за розділами, групами і класами продукції, що входить до видів економічної діяльності:

$$P_{qf}^t = \sum_r P_{rf}^t, \quad (2.8)$$

де r – вид економічної діяльності в регіоні (розділ, група, клас), що входить до певної секції q в країні, за діючим класифікатором КВЕД–2010;

$\sum_r P_{rf}^t$ – сумарне енергоспоживання в регіоні f за регіональними видами економічної діяльності (ВЕД) r (розділами, групами, класами), яке визначається за формулою:

$$P_{rf}^t = \sum_r e_{ВДВrf}^{\delta} V_{ВДВrf}^t - \sum_r \Delta E_{rf}^t, \quad (2.9)$$

де $e_{ВДВrf}^{\delta}$ – енергоємність ВДВ r -го розділу, групи, класу у складі виду економічної діяльності в базовому році, що входить до певного регіону f ;

$V_{ВДВrf}^t$ – обсяг ВДВ у прогнозованому році для розділу, групи, класу у складі виду економічної діяльності (секції) r , що задається прогнозовою структурою ВДВ регіону;

$\sum_r \Delta E_{rf}^t$ – сумарний прогнозний потенціал енергозбереження у t -му році в регіоні f по всіх r -их розділах, групах, класах у складі видів економічної діяльності (секції).

На більш низькому ієрархічному рівні може визначатися прогноз енергоспоживання за енергоємними видами k -ої продукції, що виробляється за r -им розділом (групою, класом) у q -ій секції за ВЕД, що розвивається у f -му регіоні у t -му році:

$$P_{krqf}^t = b_{jk}^t V_{krqf}^t, \quad (2.10)$$

де b_{jk}^t – питомі витрати j -го виду енергоресурсу (паливо, тепла енергія, електроенергія) при виробництві k -го виду продукції у t -му році для r -го виду економічної діяльності q -ої секції за ВЕД економіки в економіці f -го регіону, од. виміру/грн.;

V_{krqf}^t – прогнозний обсяг випуску продукції k -го виду в r -ому розділі, групі, класі за видом економічної діяльності q -ої секції за ВЕД у t -му році для економіки f -го регіону, тис. грн/рік.

$$V_{rqf}^t = \sum_k V_{kr}^t = \sum_k (V_{внкr}^t + V_{екскr}^t + V_{міжфkr}^t). \quad (2.11)$$

Перехід від формули (2.10) до (2.9) здійснюється через структуру енергоспоживання за видами продукції. Сума енергоспоживання за ВЕД регіону має дорівнювати сумі енергоспоживання за видами продукції, що вироблена за видами економічної діяльності:

$$P_{rf}^t = \sum b_{jk}^t V_{krqf}^t \quad (2.12)$$

Відповідно, знаючи частку енергоспоживання виду продукції (виробництво транспортних засобів, електроенергії, теплової енергії, продуктів харчування, ін.) у енергоспоживанні за ВЕД та прогнозну частку цього ВЕД в регіональній економіці, можна оцінити як зміниться енергоспоживання ВЕД при впровадженні енергозберігальних заходів у виробництві продукції.

2.4 Методичний підхід до визначення технологічного потенціалу енергозбереження для трьохрівневої моделі прогнозування енергоспоживання

Розрахункова математична модель оцінки технологічного потенціалу енергозбереження (ПЕЗ) для дворівневої моделі економіки: країна та види економічної діяльності була описана у роботі [59].

Для трьохрівневої системи економіки ПЕЗ визначається за наступним алгоритмом:

- на рівні r -го розділу, групи, класу за ВЕД f -го регіону по j -му виду енергоресурсу ПЕЗ як зниження споживання j -го енергоресурсу у t -му році відносно базового року дорівнює:

$$\Delta E_{BED\ rif}^{\bar{o}-t} = (e_{ВДВ\ rif}^{\bar{o}} - \Delta e_{ВДВ\ rif}^{\bar{o}-t}) \cdot V_{ВДВ\ rif}^t, \quad (2.13)$$

де $\Delta E_{BED\ rif}^{\bar{o}-t}$ – потенціал енергозбереження j -го виду енергоресурсу в r -му розділі, групі, класі за q -им ВЕД f -го регіону у t -му році;

$e_{ВДВ\ rif}^{\bar{o}}$ – енергоємність ВДВ j -го виду енергоресурсу в r -му розділі, групі, класі за q -им ВЕД f -го регіону у базовому році;

$\Delta e_{ВДВ\ rif}^{\bar{o}-t}$ – зниження енергоємності ВДВ j -го виду енергоресурсу в r -му розділі, групі, класі за q -им ВЕД f -го регіону у t -му році відносно базового за рахунок енергозберігальних заходів;

$V_{ВДВ\ rif}^t$ – прогнозний обсяг ВДВ в r -му розділі, групі, класі за q -им ВЕД f -го регіону у t -му році;

- на рівні f -го регіону по j -му виду енергоресурсу у t -му році відносно базового року дорівнює:

$$\Delta E_{jf}^{\bar{o}-t} = (e_{ВДВ\ jf}^{\bar{o}} - \Delta e_{ВДВ\ jf}^{\bar{o}-t}) \cdot V_{ВДВ\ jf}^t, \quad (2.14)$$

де $\Delta E_{jf}^{\bar{o}-t}$ – потенціал енергозбереження j -го виду енергоресурсу в f -му регіоні в t -му році;

$e_{ВДВ\ jf}^{\bar{o}}$ – енергоємність ВДВ j -го виду енергоресурсу f -го регіону у базовому році;

$\Delta e_{ВДВ\ jf}^{\bar{o}-t}$ – зниження енергоємності ВДВ j -го виду енергоресурсу в f -му регіоні у t -му році відносно базового року за рахунок енергозберігальних заходів за видами економічної діяльності регіонів та загально регіональних заходів;

$V_{ВДВ\ jf}^t$ – прогнозний обсяг ВДВ f -го регіону у t -му році;

- на рівні країни:

$$\Delta E_j^{\bar{o}-t} = (e_{ВДВ\ j}^{\bar{o}} - \Delta e_{ВДВ\ j}^{\bar{o}-t}) \cdot V_{ВДВ\ j}^t, \quad (2.15)$$

де $\Delta E_j^{\bar{o}-t}$ – енергозбереження j -го виду енергоресурсу в країні в t -му році;

$e_{ВДВ j}^{\bar{b}}$ – енергоємність ВДВ країни j -го енергоресурсу у базовому році;

$\Delta e_{ВДВ j}^{\bar{b}-t}$ – зниження енергоємності ВДВ країни j -го виду енергоресурсу в t -му році відносно базового року за рахунок енергозберігальних заходів за видами економічної діяльності регіонів, загально регіональних заходів та загальнодержавних заходів;

$V_{ВДВ j}^t$ – прогнозний обсяг ВДВ країни у t -му році;

При виконанні роботи було зібрано матеріал щодо заходів з енергозбереження в енергоємних виробництвах та прогнози розвитку окремих видів виробництва та надання послуг. Ці оцінки використано при визначенні технологічного потенціалу енергозбереження в регіонах. Дані зведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Технологічний потенціал енергозбереження в економіці України до 2040 р. відносно 2017 р.

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Технологічний потенціал електрозбереження в економіці, млн кВт·год	2418,6	7021,2	10993	15175,7	18548
Технологічний потенціал економії теплової енергії в економіці, млн Гкал	1,2	2,6	4,5	7,3	10,4

Отримані в цілому по країні оцінки були розподілені по регіонах України пропорційно до обсягів споживання енергоресурсів (табл. 2.2, табл. 2.3). В регіоні потенціал розподілявся по структурі споживання енергоресурсу за ВЕД в регіонах.

Таблиця 2.2 – Прогнозний потенціал електрозбереження в Україні до 2040 р.

Регіони	Прогнозний потенціал електрозбереження, млн кВт·год				
	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	2418,6	7021,2	11162,9	15175,7	20547,8
Вінницька	51,5	149,5	237,7	323,1	437,5
Дніпропетровська	622,4	1806,9	2872,8	3905,5	5288,1
Донецька	251,6	730,3	1161,1	1578,6	2137,4
Запорізька	240,7	698,8	1110,9	1510,3	2044,9

Продовження таблиці 2.2

Регіони	Прогнозний потенціал електрозбереження, млн кВт·год
---------	---

	2020	2025	2030	2035	2040
Івано-Франківська	67,2	195,2	310,3	421,8	571,1
Київська	80,3	233,0	370,5	503,6	681,9
Львівська	73,3	212,8	338,1	459,7	622,4
Одеська	74,9	217,3	345,5	469,8	636,1
Полтавська	109,8	318,7	506,7	688,8	932,6
Харківська	110,4	320,5	509,6	692,8	938,1
Черкаська	52,3	151,8	241,4	328,1	444,3
м. Київ	137,4	399,0	634,4	862,4	1167,7
Інші регіони разом	546,8	1587,4	2523,9	3431,2	4645,7

Таблиця 2.3 – Прогнозний потенціал теплозбереження в Україні до 2040 р.

Регіони	Прогнозний потенціал теплоенергозбереження, тис. Гкал				
	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	1200	2600	4500	7300	10400
Вінницька	44	96	167	270	385
Дніпропетровська	242	523	906	1470	2094
Донецька	110	239	413	670	954
Запорізька	93	202	350	567	808
Івано-Франківська	36	77	134	217	309
Київська	56	121	209	339	483
Львівська	40	86	149	242	345
Одеська	26	56	97	157	224
Полтавська	58	125	216	351	500
Харківська	61	132	228	370	527
Черкаська	43	93	162	263	374
м. Київ	62	135	234	379	540
Інші регіони разом	330	716	1236	2005	2856

2.5 Узгодження прогнозних рішень за двома етапами

Ідею методу узгодження прогнозних рішень описано у роботі Кулика [44]. Розвиток цього методу, описаний у публікації [40] та Додатку Б.

Для І-го етапу узгодження (другий етап прогнозування) за аналогією з [40] для кожного прогнозного періоду t утворюється вектор показників:

$$F_1(t) = [F_r(t), F_{d1}(t), F_{d2}(t), \dots, F_{dn-1}(t)], \quad (2.16)$$

де $F_r(t)$ – прогноз регіонального рівня для етапу t ;

$F_{di}(t)$ – прогноз i -ої секції за ВЕД регіону r .

Далі за [40] визначається сума споживання енергоресурсу за ВЕД в регіоні:

$$F_d(t) = \sum_{i=1}^n F_{di}(t), \quad (2.17)$$

та різниця

$$R(t) = F_r(t) - F_d(t), \quad (2.18)$$

Далі виконують агрегування вихідного вектора (2.16) шляхом об'єднання частини прогнозів за видами економічної діяльності регіону $F_d(t)$ та визначення мінімальної їх кількості:

$$k(t) = \frac{F_d(t)}{F_d(t)_{\max}}, \quad (2.19)$$

Величина $k(t)$ є нецілим числом, тому в подальшому використовуються його ціла частина $[k(t)]$ та залишок [40, 44]:]

$$\Delta n(t) = k(t) - [k(t)], \quad (2.20)$$

Далі згідно з [40, 44], визначаються мінімальна та максимальна розмірність агрегованих систем з урахуванням рішення для регіонального рівня:

$$n_{\min}(t) = [k(t)] + 1; \quad (2.21)$$

$$n_{\max}(t) = n_{\min}(t) + 1; \quad (2.22)$$

Уточненим показником, що буде забезпечувати співпадіння верхнього (регіонального) та нижнього (регіональних видів економічної діяльності) прогнозних рівнів за умови цілих чисел $n(t)$ згідно з [44], є

$$Y_r(t) = F_r(t) - S(n(t))R(t), \quad (2.23)$$

де використовується величина $S(n(t))$, яка визначена у [44] до $n=20$.

Ці дані з джерела [40] наведені у Додатку Б.

З використанням виразу (2.23) розраховується $Y_r(t)$ за $n_{\min}(t)$ та $n_{\max}(t)$, після чого у випадку нецілих чисел $n(t)$ остаточне значення показника верхнього рівня

$$Y_r(t) = Y_{r(n_{\min})} \cdot (1 - \Delta n(t)) + Y_{r(n_{\max})} \cdot \Delta n(t), \quad (2.24)$$

Уточнені значення всіх показників нижнього рівня після узгодження визначаються за залежністю [40]:

$$Y_{di}(t) = q(t)F_{di}(t), i = 1, \dots, n - 1, \quad (2.25)$$

де

$$q(t) = \frac{Y_r(t)}{F_d(t)}, \quad (2.26)$$

Узгоджені по регіонах величини прогнозного енергоспоживання підсумовуються для формування узгодженого регіонального рівня енергоспоживання на перспективу.

Для II-го етапу узгодження (третій етап прогнозування) алгоритм той самий [40], але розглядаються інші прогнозні рівні: національний та сумарний узгоджений за регіонами країни (отриманий як сума результатів узгоджень по кожному регіону між регіональним енергоспоживанням та сумою енергоспоживання за видами економічної діяльності в регіонах).

Остаточне узгодження дає новий ряд регіонального енергоспоживання і відповідно новий варіант розподілу регіонального енергоспоживання за видами економічної діяльності. Приведений алгоритм для другого варіанту узгодження зведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Процедура отримання узгодженого рішення

№	Значення	Пояснення
---	----------	-----------

№	Значення	Пояснення
1	$Fr(t)$	Попереднє прогнозне рішення для TOP рівня
2	$Yr(t)$	Отримане на попередньому етапі узгоджене прогнозне рішення для DOWN рівня
3	$R(t) = Fr(t) - Fd(t)$	Розрахунок похибки прогнозу між національним і регіональним рівнями
4	$Fd(t)_{max}$	Визначення найбільшого значення на рівні DOWN
5	$k(t) = Fd(t) / Fd(t)_{max}$	Розподіл суми на k однакових діапазонів
6	$[k(t)]$	Округлення до цілої частини
7	$\Delta n(t) = k(t) - [k(t)]$	Визначення десяткової частини
8	$n_{min}(t) = [k(t)] + 1$	Обчислення кількості рівнянь в агрегованій системі
9	$n_{max}(t) = n_{min}(t) + 1$	
10	$S(n_{min}(t))$	Значення із таблиць константи (Додаток Б)
11	$S(n_{max}(t))$	
12	$Yr(n_{min}) = Yr(t) - S(n_{min}(t)) R(t)$	
13	$Yr(n_{max}) = Yr(t) - S(n_{max}(t)) R(t)$	
14	$Yr(t) = Yr(n_{min})(1 - \Delta n(t)) + Yr(n_{max})\Delta n(t)$	Узгоджене рішення рівня TOP
15	$q(t) = Yr(t) / Fd(t)$	Коефіцієнт розподілу для визначення рішень на DOWN рівні

2.6 Оцінка прогнозного споживання електроенергії населенням на побутові потреби

Особливістю системи енергоспоживання у сфері житлово-комунального обслуговування населення є її висока залежність від попиту населення на різноманітні послуги підприємств і установ різного підпорядкування, тобто обсяг використання палива та енергії залежить від способу життя, чисельності і структуру населення, інші демографічні характеристики. Крім того, на енергоспоживання впливають такі зовнішні фактори, як кліматичні та регіональні умови, озеленення міст, селищ міського типу та сільських поселень, їх планування та забудова, інженерне обладнання будівель. Технічний стан житлових будинків і підприємств комунально-побутового призначення залежить від розвитку невиробничого будівництва та окремих галузей машинобудування.

До внутрішніх факторів, що впливають на споживання енергетичних ресурсів, відносяться особливості використання енергії в житлово-комунальному секторі, вплив на енергоспоживання соціальних, економічних та екологічних показників його розвитку, обсяг і структура послуг, рівень енергозабезпеченості населення. ефективність і можливість реалізації резервів паливно-енергетичної економії, характеристики енергоспоживаючих установок, обладнання та пристроїв, режими їх роботи тощо.

У свою чергу, зовнішні та внутрішні фактори можна класифікувати на фактори, що зменшують і збільшують споживання енергії. Ці знижувальні коефіцієнти є переважно енергозберігаючими заходами, реалізація яких впливає на організаційно-технологічні аспекти житлово-комунальної сфери, а в окремих випадках досягнення економії палива та енергії призводить до якісної перебудови надання послуг. Фактори, зумовлені соціальним прогресом, збільшують попит на енергоресурси, насамперед на перетворення енергії та природний газ.

Вирішення питань впровадження енергозберігаючих заходів та їх ефективності потребує оцінки комплексу енергетичних, економічних та екологічних показників. Метод енергетичного аналізу дозволяє визначити енергетичні показники, за якими оцінюється можлива економія палива та енергії, масштаб реалізації заходу (питомі витрати енергоресурсів на послуги, коефіцієнти корисної діяльності та корисного використання енергоресурсів, енергетичні характеристики установок тощо).

Для визначення економічної ефективності впровадження енергозберігаючих заходів модифіковано поширену у світовій практиці розрахункову математичну модель ефективності інвестованих проектів UNIDO, у відповідності до якої порівнюють економічні показники в різний час шляхом приведення їх до певного моменту часу. Оцінка ефективності здійснюється за економічними показниками - чистим дисконтним прибутком, терміном окупності, показником рентабельності, а енергозберігаючий захід вважається економічно ефективним, якщо є прибуток від його впровадження [60].

Для прогнозування енергозбереження та енергоспоживання розроблено економіко-математичну модель, яка передбачує поетапну ітерацію показників по вершинах представленої вище ієрархічної структури. При цьому розглядається фрагмент: вихідна енергоспоживаюча система та підсистеми, які безпосередньо їй підпорядковані. Значення показника у найвищій вершині є сумою значень показників споживання конкретного виду енергоресурсу в підпорядкованих вершинах [61].

В роботі [60] наведено розроблені автором алгоритми прогнозування енергоспоживання по кожній вершині структури енергоспоживання сфери житлового та комунально-побутового обслуговування населення та модифіковані відомі алгоритми визначення потреби в електроенергії на освітлювальні процеси та в теплоенергії - на опалення та гаряче водопостачання.

Розроблений методичний підхід Агеєвою Т.П. до прогнозування споживання палива та енергії дозволяє проводити дослідження змінення рівнів електрифікації енергоспоживання сфери житлового та комунально-побутового обслуговування населення внаслідок розширення використання електроенергії в низько- та високотемпературних процесах.

Для проведення досліджень проблеми енергозбереження та енергоспоживання зібрано систему показників за ретроспективу із визначенням динаміки споживання електроенергії населенням за напрямками.

Проаналізувавши зміну структури споживання електроенергії населенням за ретроспективу, та дослідивши можливі фактори що могли впливати на її зміну, можемо зробити наступні висновки: впевнено зростає частка на кондиціонування житлових приміщень, що цілком очікувано із зміною клімату та збільшенням середньої добової температури повітря; частка на приготування їжі має значне збільшення у 2017 році відносно 2016, та майже незмінна в наступні роки, така динаміка за рахунок надання переваги електричним варильним поверхням замість газових, де ціна на блакитне паливо зіграла не останню роль у виборі споживачів, а також збільшення багатоповерхової забудови де неможливо підвести газ для побутових потреб; Частка освітлення впевнено зменшується, за

рахунок переходу на більш економічні освітлювальні прилади, а також збільшення автоматизації увімкнення/вимкнення світла; Також різке збільшення частки на нагрів гарячої води, обумовлений масовим встановленням електричних водонагрівачі замість використання центральної мережі гарячого водопостачання. Причиною зміни джерела гарячого водопостачання більшою мірою була незадовільна якість гарячої води та висока ціна, а також тривалі періоди відключення ГВП під час аварій або профілактичних робіт; Частка на опалення житлових приміщень має різке збільшення та поступове зменшення із кожним роком. Така динаміка пояснюється використанням великої кількості електричних опалювальних приладів у багатоквартирних будинках для догріву або опалення у міжсезоння. Також в цей період великої популярності набуває використання теплових насосів для опалення приватних будинків та подекуди адміністративних. Із врахування зміни ціни на газ та електроенергію, а також програм про енергозбереження та зменшення використання органічних видів палива для опалення, цей напрямок буде досить популярним і надалі. Структура та об'єми споживання електроенергії за напрямами наведено у табл. 2.5 та 2.6 .

Таблиця 2.5 – Структура споживання електроенергії населенням за напрямами використання в період 2016-2019 рр., % [51]

Рік	Усього	Опалення житлових приміщень	Кондиціонування житлових приміщень	Підігрів води	Приготування їжі	Освітлення і живлення побутових пристроїв	інше
2016	100,00	2,10	1,60	8,20	7,00	80,90	0,20
2017	100,00	5,30	1,90	10,40	8,60	73,60	0,20
2018	100,00	5,30	2,30	10,40	8,50	73,30	0,20
2019	100,00	5,20	2,80	10,30	8,50	73,00	0,20

Таблиця 2.6 – Споживання електроенергії населенням за напрямами використання в період 2016-2019 рр, млн. кВт·год [51]

Рік	Опалення житлових приміщень	Кондиціонування житлових приміщень	Підігрів води	Приготування їжі	Освітлення та живлення побутових пристроїв	інше
2016	754,26	574,68	2 945,22	2 514,21	29 057,10	71,83
2017	1 858,41	666,22	3 646,69	3 015,53	25 807,32	70,13
2018	1 905,71	827,00	3 739,50	3 056,32	26 356,26	71,91
2019	1 832,27	986,61	3 629,31	2 995,06	25 722,28	70,47

Загальне споживання електроенергії побутовим сектором має значні коливання, як збільшення та і зменшення відносно попереднього року. Але все ж таки спостерігається плавне зменшення кількості спожитої електроенергії, за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів та технологій

2.7 Напрями скорочення споживання енергоресурсів у домогосподарствах

Для вибору напрямів скорочення споживання ПЕР у домогосподарствах було вивчено Керівництво з відбору проектних технологій для житлово-комунального господарства України [62], розроблене за проектом USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні».

В системах водопостачання рекомендовано [62] такі найбільш поширені заходи щодо підвищення ефективності систем водопостачання та водовідведення: заміна зношених водопровідних та каналізаційних мереж на мережі з полімерних матеріалів, регулювання тиску в системах водопостачання, використання частотного регулювання електроприводів насосних агрегатів, впровадження автоматизованих систем управління процесами водопостачання та водовідведення. Заміна трубопроводів дозволить зменшити втрати води при її транспортуванні, покращити її якість завдяки відсутності корозії металевих труб. Найбільш ефективним заходом з енергозбереження є впровадження енергоефективних насосів з автоматичними системами управління на базі частотного регулювання. Економія електроенергії можлива у розмірі 30-50% від

споживання насосними установками, що використовують дроселювання та зміну кількості працюючих агрегатів для регулювання подачі води.

Для систем освітлення рекомендовано [62] впровадження енергоощадних ламп, зокрема світлодіодних (LED). Така заміна систем освітлення у першу чергу необхідна у бюджетних установах, а також для населення. Проведене дослідження [62] показало, що при впровадженні енергоощадних ламп на заміну існуючих у кількості 326,5 млн одиниць, можливо щорічно економити 40 млрд кВт·год електроенергії.

В системах гарячого водопостачання рекомендовано [62] такі найбільш поширені заходи щодо підвищення ефективності систем водопостачання та водовідведення: заміна зношених водопровідних та каналізаційних мереж на мережі з полімерних матеріалів, регулювання тиску в системах водопостачання, використання частотно-регульованих електроприводів насосних агрегатів, впровадження автоматизованих систем управління процесами водопостачання та водовідведення. Заміна трубопроводів дозволить зменшити втрати води при її транспортуванні, покращити її якість завдяки відсутності корозії металевих труб.

До перспективних технологій енергозбереження у комунально-житловому секторі слід віднести термомодернізацію житлових та побутових будівель, яких входять:

- теплоізоляція огорожувальних конструкцій будівель;
- модернізація інженерного устаткування систем опалення, вентиляції, кондиціонування та гарячого водопостачання;
- впровадження автоматизованих індивідуальних теплових пунктів;
- заміщення викопних видів палива альтернативними видами (біомаса, торф, вторинні горючі матеріали) енергоресурсів;
- впровадження вискоелефективних технологій перетворення енергії, які повністю заміщують використання природного газу та вугілля в теплогенеруючих джерелах.

До цих технологій відносяться:

- компресійні та абсорбційні теплові насоси, які використовують теплоту скидних вод промислових і побутових підприємств, теплоту поверхневих, підземних та геотермальних вод, вентиляційного та зовнішнього повітря й інших джерел;

- технології з прямим використанням електроенергії (електричні котли, електробойлери та інше обладнання), які можуть застосуватись в СЦТ і СДТ як самостійні теплогенеруючі джерела для індивідуального користування;

- технології використання теплоти відновлювальних джерел енергії (геліо- та геотермальні види енергії);

- альтернативні види палива, до яких відносяться торф, відходи сільськогосподарських та промислових підприємств, скидні промислові горючі гази, шахтний метан та інші.

До зазначених технологій слід рекомендувати наступні напрямки їх застосування.

1. Теплонасосні системи теплозабезпечення (ТСТ) можуть застосуватись в усіх регіонах країни, використовуючи зовнішню теплоту довкілля (повітря, ґрунту, водоймів і геотермальних вод), скидне тепло промислових та побутових підприємств та інші;

2. Відновлювані види енергії:

- Геотермальні джерела енергії можуть на сьогодні ефективно вирішувати проблеми розвитку систем централізованого і децентралізованого теплопостачання в укрупнених регіонах країни, а саме: Чорноморський, Закарпатський, Прикарпатський та Дніпровсько-Донецький артезіанські басейни. Розвідані потенційні запаси геотермальних вод цих басейнів складають 34,7 млн м³/добу (теплоенергетичний потенціал – 441,0 млн Гкал/рік [62]. Можлива економія палива при використанні потенційних запасів геотермальних вод складатиме 7,78 млн т у.п. (6,8 млрд м³ природного газу).

- Геліотермальна енергія найбільш інтенсивне може використовуватись в системах гарячого водопостачання споживачів житлово-побутових та

промислово-виробничих секторів економіки. В Україні розроблена велика кількість технічних та схемних рішень використання сонячної енергії.

Використання зазначених технологій можуть суттєво знизити питомі енерговитрати на опалення житлових будинків на перспективний період до 2040 року до рівня 60-80 кВт·год/м² площі у рік проти 250-400, які відповідають величинам вітчизняних житлових будинків в 2017 році. Для порівняння на цей рік в Германії питомі витрати склали 180, а у країнах Скандинавії – 150 [62].

Обсяг споживання електроенергії домогосподарствами залежать від використання електрозберігальної побутової техніки. Як наприклад в табл. 2.7 приведено значення мінімального та максимального попиту на електроенергію на одну особу за рік характерних для країн Європи [62].

Таблиця 2.7 Мінімальний та максимальний попит на електроенергію на одну людину в країнах Європи [62]

Вид операцій споживання	Мінімум, кВт. год.	Максимум, кВт. год.
Освітлення	100	100
Охолодження продуктів	225	575
Приготування їжі	70	125
Прання білизни	100	380
Миття посуду	90	290
Інші	100	100
Разом	685	1570

Висновки до розділу 2

1. Розвинуто комплексний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси, який на відміну від існуючого (двоетапного), що узгоджував прогнози, отримані на двох рівнях економіки: верхньому (країна) і нижньому (види економічної діяльності), дає можливість отримувати прогнозні рівні споживання енергетичних ресурсів на трьох ієрархічних рівнях економіки на I-му етапі: країна, регіони, види економічної діяльності в регіонах, з подвійним узгодженням прогнозних рішень на II-му та III-му етапах прогнозування; на всіх рівнях прогнозування енергоспоживання обрано єдиний показник енергетичної

ефективності – енергоємність ВДВ відповідного рівня, що зменшує розбіжність між прогнозами, обчисленими на різних ієрархічних рівнях до 10%.

2. Для відповідних ієрархічних рівнів розроблено трьохрівневу математичну модель прогнозування енергоспоживання з урахуванням регіональних особливостей економіки, систему показників енергетичної ефективності, оцінено потенціали енергозбереження на регіональних рівнях. Запропонована модель повністю враховує потенціали енергозбереження в регіонах України в залежності від обсягів реалізації програм та заходів з підвищення енергоефективності на рівні регіонів та за окремими видами економічної діяльності в регіонах, що набуває практичного значення внаслідок адміністративної реформи та зміни звітності статистичних даних у відкритому доступі.

3. Запропоновано узгоджувати отримані прогнози за двома етапами I-е узгодження – між сумарним обсягом енергоресурсу за ВЕД в регіоні та регіональним обсягом енергоспоживання з подальшим підсумовуванням по всіх регіонах і II-е узгодження – між сумарним регіональним рівнем і національним з подальшим розподілом остаточно узгодженого прогнозу зверху вниз, та дозволило розподілити обчислений потенціал енергозбереження на всіх ієрархічних рівнях економіки.

РОЗДІЛ 3

ПОВНА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ ПРОДУКЦІЇ ЯК ПОКАЗНИК СИСТЕМНОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО АНАЛІЗУ ТА ЙОГО ВИЗНАЧЕННЯ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ

Повна енергоємність продукції, робіт і послуг як показник енергетичної ефективності була запропонована у Державному стандарті [63], введеному в дію 1999 р. З часу прийняття стандарту ДСТУ 3682-98 «Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг розвитком цієї методики займалися науковці Інституту загальної енергетики НАН України. Зміни та доповнення до методичних положень приведено у роботах Гнідого М.В. [64], Маляренко О.Є. [65], Станиціної В.В. [66]. Було адаптовано загальну методику визначення повної енергоємності продукції для виробництв чорної металургії, доповнено складову енергоємності енергоресурсів алгоритмами обчислення економії енергоресурсів шляхом використання на підприємствах вторинних енергетичних ресурсів різного типу: горючих, теплових, надлишкового тиску [64]. Маляренко О.Є. адаптувала загальну методику ДСТУ 3682–98 для визначення повної енергоємності нафтопродуктів, запропонувавши алгоритм розподілу спільних енергетичних витрат на низку фракцій нафти, що утворюються в одному технологічному процесі, а також вперше оцінила екологічну складову повної енергоємності нафтопродуктів [65]. Станиціна В.В. розробила окрему методику визначення повної енергоємності природоохоронних заходів, яка враховує енергетичні витрати на очищення викидів, стічних вод та знешкодження твердих, і оцінила зазначені енерговитрати для низки енергоємних виробництв: виробництва коксу, доменного (чавун), цементного, генерації електричної енергії на тепловій електростанції [67].

У публікації [68] запропоновано нові складові повної енергоємності з алгоритмами їх визначення та змінами в розрахункових формулах.

3.1 Методичний підхід до оцінки різних видів енергоемності виробництва енергоносіїв на ТЕЦ

В Україні комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ), яке називають теплофікацією, здійснюється на 34 ТЕЦ загального користування, установленою електричною потужністю 2856,23 МВт і тепловою потужністю 13 466 Гкал/год, та на 87 ТЕЦ підприємств, установленою електричною потужністю 2 704,883 МВт і тепловою потужністю 17 897 Гкал/год [69], серед яких найбільшими з установлені електричної потужності є Київська ТЕЦ-6 (750 МВт), Київська ТЕЦ-5 (700 МВт) та Харківська ТЕЦ-5 (540 МВт). У 2017 р. на ТЕЦ загального користування вироблено 6 371,207 млн кВт·год електричної енергії та 11571,134 тис. Гкал теплової енергії. Промисловими ТЕЦ у 2017 р. вироблено 4223,614 млн кВт·год електричної енергії та 17 521,784 тис. Гкал теплової енергії [69].

Найбільш вживаними показниками енергетичної ефективності, які можливо використати для оцінки роботи ТЕЦ, є коефіцієнт використання теплоти палива (КВТП), коефіцієнт корисної дії обладнання (ККД) по виду енергоносія, питомі витрати енергоресурсів по виду, енергоемність продукції (теплової та електричної енергії) та втрати енергоресурсів (палива та енергоносіїв) [70]. ККД визначають як правило для окремого обладнання (парогенератора, турбіни) чи електростанції в цілому як добуток ККД енергетичних установок по технологічному ланцюгу [71]. При визначенні більшості згаданих показників, крім КВТП, необхідно розподіляти спільну енергію палива на 2 енергетичних продукти різної якості. Існуючі методи розподілу описані в багатьох літературних джерелах [72, 73, 74], але сам розподіл палива для ТЕЦ розглядається лише для палива, що спалюється в котельній установці, без урахування витрат енергоресурсів на його зберігання, підготовку, розподілення та ін.

Важливим показником енергетичної ефективності, що характеризує повний технологічний цикл виробництва, є повна енергоемність продукції [75], яка дозволяє обчислювати зміну цього показника при заміні, модернізації,

реконструкції технологічного обладнання з деталізацією, що відсутня при обчисленні інших показників енергоефективності [76].

При обчисленні прямої енергоємності згідно ДСТУ 3682-98 та (ГОСТ 30583-98), не зрозуміло як порівняти ефективність спалювання палива за допомогою різних технологій (різні пальники і паливні). Вироблена пара може бути направлена на турбіни різного типу (парові з різними типами відборів пари: промисловий, опалювальний, регенеративний). На зарубіжних ТЕЦ вже використовуються газотурбінні установки та парогазові (газотурбінна установка–котел-утилізатор–парова турбіна). Крім того, на знешкодження викидів, скидів і стоків також витрачаються енергоресурси [77].

Тобто обчислити зміну енергоємності енергоресурсів (електричної та теплової енергії) при модернізації або детальному оновленні енергетичного обладнання за існуючою методикою дуже важко. Існуючий метод дозволяє порівнювати технології, де відрізняються окремі складові: технологія видобутку (збирання) палива (крім сонячної і вітрової), вид транспортування палива (крім сонячної і вітрової), вид генерації енергоносіїв (теплова, атомна, сонячна, вітрова, на біопаливі). Енерговитрати на саме виробництво електричної і теплової енергії входять у складову повної та прямої енергоємності через показник питомих витрат палива на відпуск енергоносіїв без аналізу варіантів покращення цього показника. Власні потреби ТЕЦ взагалі не враховуються (електроенергія, тепла енергія). Серед допоміжних витрат враховують електричну енергію на подачу води та повітря.

Було розроблено та деталізовано методичний підхід до врахування всіх перелічених енергетичних витрат, які можуть вплинути на енергоємність виробництва енергоносіїв [77].

Нижче наведено послідовність кроків для роботи із даною моделлю:

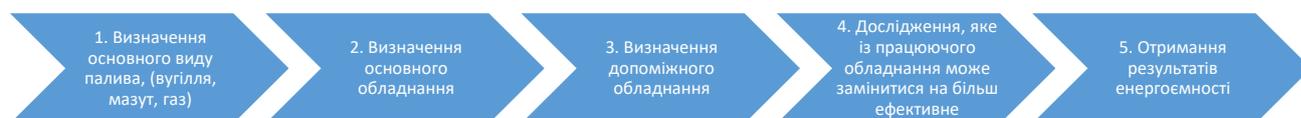


Рисунок 3.1 - Загальний алгоритм проведення дослідження по визначенню технологічної енергоємності виробництва енергоносіїв на ТЕЦ [77]

При реалізації четвертого кроку, ми маємо можливість порівнювати технологічні схеми еквівалентних електростанцій, або визначити так звану «найслабшу ланку в технологічному ланцюгу виробництва, при заміні або модернізації якої ми отримаємо збільшення/зменшення корисної енергії взагалі по станції та зменшення енергоємності продукції в числовому визначенні. Обчислена дельта дасть можливість оцінити доцільність окремої модернізації чи заміни обладнання, виключити варіант реконструкції при збільшенні енергоємності кінцевої продукції [77].

Також слід додати, що до кожного типу обладнання і на кожному етапі застосовується коефіцієнт використання встановленої потужності, адже не все обладнання на електростанції постійно знаходиться в роботі, а деяке взагалі працює тільки в певний сезон (наприклад, розмороження вугільного палива у зимовий період).

Для реалізації цього підходу і проведення модельних розрахунків створено інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях, різних виробників та з різними енергетичними показниками. За допомогою даного алгоритму в залежності від типу застосованого обладнання отримано показники енергоємності, які можна порівняти і вибрати ефективніший за показником зниження енергоємності енергоносіїв [78].

3.2. Удосконалення методу визначення повної енергоємності продукції для виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ

При виконанні наукової роботи за темою «Розвиток методу повної енергоємності для визначення ефективності багатопродуктових енергоємних виробництв (прикладна, ДР № 0119U100113) за моєї безпосередньої участі було розроблено методику визначення повної енергоємності виробництв теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях [79].

Пропонується для різних ієрархічних рівнів використовувати наступні показники енергетичної ефективності [79]:

- *пряма* енергоємність продукції [80] - на рівні технологічного агрегату або цеху (залежно від особливостей виробництва);

- *технологічна* енергоємність продукції, що охоплює технологічний процес на окремому ланцюгу виробництва продукції в межах цеху чи групи цехів (залежно від особливостей виробництва);

- *повна заводська* енергоємність продукції (за класифікацією, що надана у ДСТУ 3740–98 [75]), - на рівні заводу;

- *повна* енергоємність продукції [79] – на рівні країні в цілому.

Пряма енергоємність – це сумарні витрати енергоресурсів на виробництво продукції, що переведені в однакові одиниці виміру та віднесені до обсягу виробництва продукції або наданих послуг. Пряма енергоємність продукції на рівні *технологічного агрегату чи цеху* (котельний цех, турбінне відділення і т.п.) включає лише прямі технологічні витрати на роботу агрегатів (шарових барабанних млинів, систем подавання вугілля в топку, котельного агрегату, ін.) [79, 81]:

$$e_{np.с.}^t = \sum_{n=1}^3 e_n^t = b_n^t + k_q^t q_n^t + k_w^t w_n^t, \quad (3.1)$$

де b_n^t , q_n^t , w_n^t – відповідно, питомі витрати палива, теплової енергії, електроенергії в технологічних агрегатах, приведені до однакових одиниць виміру (кг у.п., кг н.е., МДж, ін.), визначаються розрахунково;

k_q^t , k_w^t – коефіцієнти перерахунку в умовне паливо теплової та електричної енергії, обчислюються за даними Енергетичного балансу відповідного року (представлені на сайті Держстату України [51]) або з форм статистичної звітності відповідного року (за наявності в них зазначених величин);

Якщо в технологічному агрегаті використовуються вторинні енергетичні ресурси (ВЕР), то утворюється економія паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) шляхом більш повного використання теплоти палива:

$$e_{np.в.}^t = \sum_{n=1}^3 e_n^t - e_{BEP}^t, \quad (3.2)$$

де e_{BEP}^t – енергоємність вторинних енергоресурсів.

У чинному ДСТУ [63] при визначенні енергоємності енергоресурсів (прямої енергоємності) враховується лише використана енергія горючих ВЕР (відхідних газів нагрівальних печей), але алгоритм її визначення є нечітким. Загальна формула розрахунку складової енергоємності ВЕР виглядає згідно [64] так:

$$e_{BEP}^t = \sum_d e_{ГЕР_d}^t + \sum_g e_{ТЕР_g}^t + e_{ЕЕР}^t, \quad (3.3)$$

де $e_{ГЕР_d}^t$, $e_{ТЕР_g}^t$, $e_{ЕЕР}^t$ – відповідно, енергоємності горючих (ГЕР), теплових (ТЕР) та вторинних енергоресурсів надлишкового тиску (ЕЕР), що використовуються на підприємствах для заміщення палива, виробництва теплової енергії та додаткового виробництва електричної енергії.

Для розрахунку складових формули 3.3 використовуються загально відомі методи згідно з [64].

Також слід додати, що до кожного типу обладнання і на кожному етапі застосовується коефіцієнт використання встановленої потужності, адже не все обладнання на електростанції постійно знаходиться в роботі, а деяке взагалі працює тільки в певний сезон (наприклад, розмороження вугільного палива у зимовий період). Алгоритм формування вихідних даних для проведення розрахунків прямої енергоємності енергоносіїв на ТЕЦ наведено на рис. 3.2 [78].

Розподіл прямої енергоємності у багатопродуктових виробництвах пропонується виконувати за методичними підходами, що наведені нижче.

Розрахунок прямої енергоємності для окремих технологічних процесів і технологічних агрегатів ТЕЦ приведений у табл. 3.5.

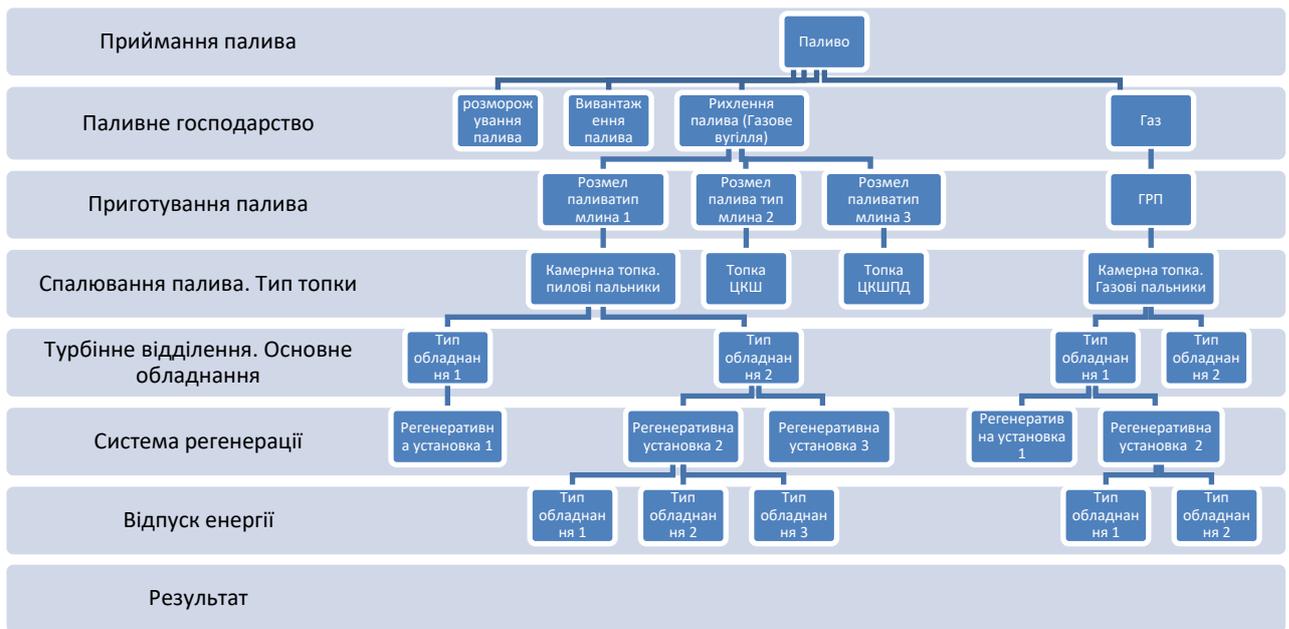


Рисунок 3.2 - Алгоритм формування вихідних даних для проведення розрахунків прямої енергоємності енергоносіїв на ТЕЦ [50]

Технологічна енергоємність [4] [79] включає, крім прямих енерговитрат, ще й непрямі (енерговитрати на виробництво енергоносіїв – e_{en}^t (електричної і теплової енергії на ТЕЦ, хімічно очищеної води, повітря для транспортування вугілля у топку, ін.), що необхідні для технологічного процесу, підготовку сировини – e_{cm}^t (сушка або розмороження вугілля), природоохоронні витрати, що необхідні для функціонування технології згідно вимог законодавства – e_{nc}^t [82] (енерговитрати на очищення відхідних газів та поводження з відходами):

$$e_{mex}^t = \sum_{n=1}^3 e_n^t + e_{en}^t + e_{cm}^t + e_{nc}^t. \quad (3.4)$$

Для виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ при розрахунку технологічної енергоємності продукції в загальному вигляді застосовується обраний коефіцієнт розподілу і формула (3.4) матиме вигляд:

$$e_{mex}^t = k_i'' \sum_i e_{s_i} \left(b_{np.g} + \sum_j a'_{дон_j} b'_{дон_j} \right) + e_{nc_i}^t, \quad (3.5)$$

де k_i'' – коефіцієнт розподілу, обраний для i -го технологічного ланцюга багатопродуктового виробництва,

e_s – енергоємність енергоресурсу;

$b_{np.e}$ – питомі витрати палива та енергії (питомі прямі енерговитрати);

$b'_{доп.j}$ – непрямі питомі енерговитрати на виробництво енергоносіїв;

$a'_{доп.j}$ – коефіцієнт допоміжних непрямих витрат у загальних непрямих витратах;

e'_{nc_i} – енергоємність охорони довкілля при функціонуванні i -ої технології багатопродуктового виробництва.

Формула (3.4) для розрахунку технологічної енергоємності енергоносіїв, що виробляються на ТЕЦ на різних видах палива, враховує відповідні енергетичні витрати:

- вугільна ТЕЦ

$$e^{вуг} = \sum_s \sum_k e_{sk} = e_{sk}^{розв} + e_{sk}^{розм} + e_{sk}^{транс} + e_{sk}^{спал} - e_{sk}^{рег} + e_{sk}^{екол}, \quad (3.6)$$

- газова ТЕЦ

$$e^{газ} = \sum_s \sum_k e_{nsk} = e_{sk}^{транс} + e_{sk}^{спал} - e_{sk}^{реген} - k_w W + e_{sk}^{екол}, \quad (3.7)$$

де k – вид обладнання;

s – вид енергоносія;

$e^{розв}, e^{розм}, e^{транс}, e^{спал}, e^{ген}, e^{реген}, e^{екол}$ – відповідно питомі витрати палива (енергоносія) на розігрів палива (для вугілля і мазуту), розмелювання вугілля на застосованому чи новому типі млина, подавання палива по трубопроводу, витрата на спалювання, економія палива в результаті застосування регенеративних установок (повітрянагрівач та водяний економайзер) та енергетичні витрати на функціонування очисного обладнання в залежності від виду спалюваного палива; $k_w W$ – обсяг електричної енергії, вироблений у турбодетандері, за рахунок вторинних енергоресурсів надлишкового тиску (зниження тиску на газорозподільчій підстанції (ГРП)).

Енергоємність енергоносіїв ($e_{ен}^t$) визначається за [75]. Енергоємність сировини і матеріалів ($e_{см}^t$) згідно з [83].

Перспективні технології та заходи для підвищення ефективності роботи ТЕЦ в енергосистемах. Досвід інших країн щодо модернізації електромереж показав, що новітня електрична мережа має поєднувати всі види генерації та будь-які типи споживачів для ситуаційного керування попитом на їхні послуги; змінювати в режимі реального часу параметри і топологію мережі за поточними режимними умовами; забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку та інфраструктурою; мінімізувати втрати, розширити системи самодіагностики і самовідновлення під час виконання умов надійності та якості електроенергії [101].

Основою реалізації напряму розвитку систем комбінованого енергопостачання є формування та ефективна реалізація сучасної інноваційної технічної та технологічної політики у сфері теплоенергетики з використанням сучасних та привабливих для інвесторів (ефективних, маловитратних, швидкоокупних) технологій та обладнання. Такі маловитратні технології підвищення ефективності роботи ТЕЦ були запропоновані у роботі [72], в якій показано можливість збільшення електричної потужності до 8 МВт додатково при сталій витраті палива з терміном їх окупності до 1,6 року.

Як передбачено в проекті стратегії розвитку теплоенергетики [100], технічна та технологічна енергоефективна модернізація системи теплозабезпечення передбачає реалізацію наступних завдань з урахуванням ТЕЦ як структурної одиниці системи комбінованого енергопостачання, з комплексним підходом до вирішення проблем низької енергоефективності:

- створення нових котлоагрегатів і маловитратна модернізація котлів, у т.ч. для використання місцевих видів палива;
- обладнання котелень ефективними утилізаторами теплоти відхідних димових газів;
- впровадження когенерації, обладнання котелень газопоршневими та газотурбінними когенераційними установками;

- використання альтернативних джерел енергії для теплопостачання житлових та громадських будівель, використання місцевих видів палива (торфу, деревних відходів тощо), використання вторинних теплоенергетичних ресурсів;
- модернізація тепломереж, заміна аварійних тепломереж із застосуванням новітніх теплоізоляційних матеріалів;
- модернізація центральних теплових пунктів та створення індивідуальних теплових пунктів;
- впровадження сучасних приладів обліку та регулювання теплової енергії, систем діагностики, контролю, управління та автоматизації, широке застосування інформаційних технологій в сфері теплозабезпечення.
- широке використання теплонасосних технологій для потреб теплозабезпечення, застосування теплових насосів, використання когенераційних установок у комбінованих когенераційно-теплонасосних системах;
- застосування на ТЕЦ парогазових та газопоршневих установок з використанням котла-утилізатора для вихлопних газів.

Для реалізації підходу, описаного вище, і проведення модельних розрахунків по визначенню технологічної енергоємності енергоносіїв (прямої енергоємності, що включає всі етапи підготовки та спалювання палива для отримання пари, та енергоємність природохоронних заходів) створено інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях різних виробників та з різними енергетичними показниками, фрагмент якої наведено у додатку Г рис. Г.1, та комп'ютерна програма розрахунку варіантів схем обладнання для теплоелектроцентралі, що може працювати на різних видах палива з різним набором технологій та обладнання, фрагмент якої надано у додатку Г рис. Г.2. За допомогою даного алгоритму в залежності від типу застосованого обладнання отримано показники енергоємності, які можна порівняти і вибрати ефективніший за показником зниження енергоємності енергоносіїв.

Розрахунок технологічної енергоємності для технологічного ланцюга виробництва енергоносіїв на ТЕЦ приведений в кінці розділу у табл. 3.5.

Повна енергоємність продукції. На заводському рівні (електростанції) у [70] введено показник «повна заводська енергоємність продукції», в розрахунок якого включаються технологічна енергоємність за формулою (3.5), енергоємність основних виробничих фондів (ОВФ), енергоємність трудовитрат, внутрішньозаводський транспорт, що є невід'ємною частиною забезпечення технологічного процесу на підприємстві (транспортування та підготовка палива, допоміжний електро-, автомобільний та залізничний транспорт в межах електростанції). Витрати на комунально-побутові потреби цехів і електростанції нормуються окремо і в енергоємність продукції усіх видів не входять. Повну заводську енергоємність згідно з [83] визначають так:

$$e_{nz}^t = e_{mex}^t + e_z^t,$$

для багатопродуктових виробництв [79]:

$$e_{nz}^t = k_i^n (e_{mex}^t + e_z^t), \quad (3.8)$$

де e_z^t – енергоємність допоміжних загальнозаводських енерговитрат за формулою [79]:

$$e_z^t = e_{ОВФ}^t + e_{трудо}^t + e_{зтп}^t, \quad (3.9)$$

де $e_{ОВФ}^t$, $e_{трудо}^t$, $e_{зтп}^t$ – відповідно, основних виробничих фондів, енергоємність трудовитрат, енергоємність внутрішньозаводських перевезень.

Якщо повна енергоємність енергетичної продукції обчислюється не для конкретної ТЕЦ, а для виробництва енергоносіїв по країні в цілому (для порівняння з енергоємністю виробництва енергопродукції для міждержавних порівнянь), то до формули (3.8) додаються ще складові згідно [63] енергоємність видобування сировини – $e_{вид}^t$, та енергоємність транспортування сировини до підприємства $e_{мп}^t$ [63]:

$$e_{нов}^t = e_{вид}^t + e_{мп}^t + e_{nz}^t$$

чи

$$e_{нов}^t = k_i^n (e_{вид}^t + e_{тр}^t + e_{пз}^t), \quad (3.10)$$

Складові енергоємності видобування та транспортування сировини і матеріалів визначаються згідно з [63]. При розрахунку енергоємності продукції за ВЕД по країні потрібно використовувати усереднені по країні питомі витрати енергоресурсів.

Доповнення до діючого ДСТУ 3682-98, які були розроблені в рамках виконання прикладної наукової роботи [79] за безпосередньою участю здобувача, наведено у Додатку Г.

3.3 Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв на ТЕЦ

В даний час, однією з головних завдань в електроенергетиці є підвищення рівня її надійності і конкурентоспроможності. Для вирішення даного завдання необхідно визначити обґрунтовані тарифи на виробництво електричної та теплової енергії.

З одного боку, тарифи на відпущену енергію повинні відображати всі види витрат при виробництві, та забезпечувати певний рівень рентабельності енергопостачальних організацій. З іншого боку, тарифи повинні спонукати споживачів до зниження енергоємності та оптимізації режиму електропостачання [84].

Контроль над цінами компанії монополіста представляє собою складну задачу, що стоїть перед державою. На енергетичних підприємствах розрахунок витрат, пов'язаних з виробництвом і передачею енергоносіїв, проводиться за такими складовими:

- витрати на паливо;
- витрати на покупну електроенергію;
- витрати на оплату послуг сторонніх організацій;

- витрати на сировину і матеріали;
- витрати на ремонт основних засобів;
- витрати на оплату праці та відрахування на соціальні потреби;
- витрати на амортизацію основних засобів і нематеріальних активів;
- загальногосподарські витрати;
- інші (цехові) витрати.

Одним з найважливіших методичних питань в енергетиці є оптимальний розподіл витрат між виробництвом і передачею електроенергії та теплової енергії.

В даний час, існує ряд методів розподілу витрат за видами продукції. Серед них найбільш поширеними є:

- Розрахунок у відповідності до енергетичної цінності тепла.
- Методи залишкової вартості:
 - а) віднесення залишкових витрат на електричну енергію;
 - б) віднесення залишкових витрат на теплову енергію.
- Метод цінності енергії.
- Фізичний метод.
- Метод зниження виробництва електричної енергії.
- Методи розподілу економії:
 - а) метод рівної економії;
 - б) метод пропорційної економії;
 - в) метод розподілу загального прибутку.

Протягом тривалого часу спочатку використовувався метод розподілу витрат за допомогою коефіцієнта здешевлення вартості 1 тони пари що відбирається порівняно з вартістю гострої пари:

При цьому коефіцієнт здешевлення пропонувалося визначати такими способами:

1) за відношенням ентальпії відбіраної пари $h_{\text{відб}}$ до ентальпії пари перед турбіною – h_0 . Оскільки ентальпія відбіраної й гострої пари мають близьке одне до одного значення, вартість відбіраної пари мало відрізняється від вартості гострої пари й коефіцієнт «здешевлення вартості відбіраної пари близький до

одиниці, тобто практично та й інша пара має однакову вартість. Тому всі вигоди комбінованого виробництва (теплофікації) при цьому методі розрахунку відносяться на електроенергію;

2) за величиною тепловикористання потоків пари в турбіні (коефіцієнт використання потужності). У цьому випадку теплоперепад, недовикористаний у циліндрі низького тиску турбіни ($h_{\text{відб}} - h_{\text{к}}$), і наявний теплоперепад ($h_0 - h_{\text{к}}$) значно розрізняються за величиною, у результаті чого вартість відбираної пари надмірно здешевлюється і переважна частина економії від комбінованого виробітку електроенергії й теплоти припадає на відпущену теплоту;

3) за середньою величиною зазначених вище коефіцієнтів (формула інженера Румянцева) [85]

$$y = 0,5 \cdot \left(\frac{h_{\text{відб}}}{h_0} + \frac{h_{\text{відб}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}}} \right) \quad (3.11)$$

Ця формула розрахунку діяла до 1937 р., коли «термодинамічний метод розподілення витрат на ТЕЦ був за пропозицією А.С. Горшкова замінений на фізичний або балансовий метод, при якому розподіл загальних витрат виконується пропорційно кількості палива, витраченого на виробництво кожного виду продукції [86, 87]. Цей метод у свій час був схвалений науково-технічною громадськістю й рекомендований керівництвом енергетики як офіційний і використовується практично дотепер.

Слід зазначити, що в рішенні науково-технічної наради, проведеної енергетичним інститутом ім. Г. Кржижановського (1952 р.) [85], які ухвалили фізичний (балансовий) метод розподілу витрат на ТЕЦ, було записано: «Методи розподілу економії палива при комбінованому процесі вироблення тепла й електричної енергії між цими видами отриманої енергії не можуть впливати з законів термодинаміки й всі спроби безпосереднього термодинамічного обґрунтування того або іншого способу рознесення економії палива між видами отриманої енергії позбавлені наукової підстави, що в цей час зазнає критики.

Перевагою балансового (фізичного) методу є однозначність у розподілі економії й простота практичного розрахунку працівниками ТЕЦ. Цей метод

економічно не обґрунтований. При балансовому (фізичному) методі вся економія від комбінованого виробництва електричної і теплової енергії на ТЕЦ стосується тільки електроенергії, завдяки чому її собівартість знижується, а собівартість теплоти завищується.

Застосування цього методу призводить до таких недоліків [88]:

1) перехід на більш високі початкові параметри пари на ТЕЦ веде при цьому методі до зниження собівартості електричної енергії й підвищення собівартості теплоти, тому що загальні капітальні витрати зростають, а економія експлуатаційних витрат відноситься в основному на електроенергію. Тому економічність одержання теплоти знижується зі зростанням початкових параметрів пари на ТЕЦ;

2) паливна складова собівартості теплоти на ТЕЦ не залежить від тиску у відборах пари й тому зниження тиску пари у відборах не веде до зниження собівартості теплоти;

3) збільшення відпускання пари з відборів турбін ТЕЦ не веде до зниження собівартості теплоти.

Частина цих недоліків виключалася шляхом спеціального тарифу на теплоту [88]. Таким чином, цей метод не відповідає сутності технологічного процесу на ТЕЦ і його економічним результатам і не відповідає вимогам розподілу витрат у комбінованому виробництві. Тому завжди стояло завдання вдосконалювання методу розподілу витрат на ТЕЦ.

Крім балансового методу, на практиці застосовувався метод «відключення», при якому з сумарних витрат комбінованого виробництва виключалися витрати на побічні продукти, оцінювані за собівартістю їхнього виробництва на інших підприємствах або встановленою ціною (тарифом).

При застосуванні цього методу в енергетиці використали так званий трикутник Гінтера Л.Л. [89]. При його побудові на одній стороні прямокутного трикутника відкладається собівартість 1 кВт·год, а на другій – собівартість 1 ГДж (1 Гкал). Сторони трикутника визначаються максимальною величиною собівартості електроенергії і теплоти при заданих річних експлуатаційних

витратах. Задавшись вартістю одного з видів енергії, можна визначити вартість другого його виду.

Недоліком методу трикутника Гінтера є неможливість одночасного визначення собівартості теплоти й електроенергії. Трикутник Гінтера може бути застосований в умовах проектування, наприклад при порівнянні комбінованої й роздільної схем енергопостачання.

У 1963 р. був запропонований компромісний метод розподілу витрат, заснований на розподілі прибутків при комбінованому виробництві електроенергії й теплоти на ТЕЦ. Цей метод має на увазі, що відношення собівартості електроенергії до собівартості теплоти при їхньому комбінованому виробництві має бути таким самим, як і відношення собівартості електроенергії КЕС і до собівартості теплоти, виробленої на спеціалізованій котельні.

У свій час широко розроблялися методи розподілу витрат на паливо між продуктами при комплексному виробництві, у т. ч. й електроенергії й теплоти на ТЕЦ, за рахунок використання поняття ексергії, що дозволяє в одній величині представити як кількісні, так і якісні характеристики енергії [90, 91] і ін.

У роботі [90] робиться висновок не на користь використання ексергії для таких розрахунків: «Ентропійний метод, метод працездатності (метод ексергії), має те логічне обґрунтування, що всі втрати реальних циклів означають не зникнення енергії, а лише втрату її енергетичної цінності, вимірюваної тепловим потенціалом і величиною ентропії. З термодинамічної точки зору таке обґрунтування є правильним. Однак в енергетичному виробництві є не тільки теплові процеси та не всі теплові процеси мають кінцевою метою одержання роботи .

Ексергетичний метод розподілу витрат був запропонований у 1956 р. Рантом З. Використання енергетичного методу засновано на ексергетичному балансі ТЕЦ [91]. Приймають, що вартість палива, котра відноситься на вироблення електроенергії й теплоти, необхідно визначати, розділяючи витрату палива відповідно до відношення електроенергії до зменшення ексергії

теплоносія. При обліку всіх ККД одержимо зменшення собівартості електроенергії.

Всі раціональні методи мають відповідати таким перевірочним критеріям: зі зниженням тиску пари проміжного відбору собівартість виробництва цієї пари повинна увесь час зменшуватися; при граничних же умовах, коли тиск пари проміжного відбору досягає значення тиску, що існує в конденсаторах конденсаційних турбін, розрахована собівартість виробітку цієї пари має дорівнювати нулю або бути близькою до нуля.

Ні фізичний, ні компромісний методи не відповідають цим перевірочним критеріям, у той же час ексергетичний метод їм відповідає, тому що оцінює якість пари не за її ентальпією, а за її працездатністю.

Оскільки ТЕЦ працює в складі енергосистеми, то при виборі методу розподілу витрат такої ТЕЦ, крім термодинамічних критеріїв, варто було б урахувати її вплив на капітальні витрати й вартість передачі енергії в енергосистемі. Такий облік був запропонований в 1965 р. як розвиток ексергетичного методу [91].

При цьому методі розподілу витрат на ТЕЦ враховується те, що ексергетична собівартість виробництва електроенергії вище, ніж при виробництві її на КЕС у зв'язку з відпусканням на ТЕЦ теплоти, і тому додаткові витрати повинні відноситись на споживачів теплоти. Тому, за методом Вагнера, на виробництво електроенергії на ТЕЦ має витратитися стільки ж палива, скільки його витрачається на КЕС. Постійні витрати в собівартості (амортизаційні відрахування, зарплата й ін.) електроенергії на ТЕЦ повинні бути такими самими, як і в енергосистемі. Тоді питома собівартість виробітку електроенергії, знайдена за цим методом, буде менше, ніж знайдена за ексергетичним методом.

Широко використовуваний до останнього часу (1998 р.) нормативний документ ГКД 34.09.103-96 передбачає розподіл витрат на ТЕЦ між тепловою й електричною енергією за фізичним (балансовим) методом, що має недоліки: вся економія за рахунок комбінованого виробітку електричної й теплової енергії відноситься на електроенергію, а витрата палива на відпущену одиницю теплоти

1 ГДж (1 Гкал) на ТЕЦ виявлялася вище, ніж у котельнях, призначених для відпускання тільки теплоти.

Тому у зв'язку зі значним підвищенням вартості палива й відповідним збільшенням тарифу на відпущену теплову енергію за дорученням Національної комісії регулювання електроенергетики (НКРЕ) ВАТ «ЛьвівОРГРЕС» у 1997 р. розробило методикау «Розподіл витрати палива на теплових електростанціях на відпущену електричну й теплову енергію при їхньому комбінованому виробництві (ГКД 34.09.108-98) [92]. Вона з'явилася доповненням до ГКД 34.09.103-96. У цьому випадку розрахунок всіх показників теплової економічності електростанцій виконується відповідно до зазначеної методики, за винятком витрати палива й питомих витрат палива на відпущену електричну й теплову енергію, що визначаються за новою методикою – ГКД 34.09.108-98.

В основу цієї методики закладено принцип однакової вигоди, при якому економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії й теплоти на ТЕЦ розподіляється між ними нарівно – коефіцієнт 0,5.

При цьому методі розподіл палива між видами енергії, витрата його на відпущену теплову енергію визначаються з урахуванням коефіцієнтів цінності теплоти, що відпускається зовнішнім споживачам з відборів парових турбін ТЕЦ. У результаті витрати палива на виробіток електроенергії збільшується порівняно з розрахунком за фізичним методом, а на відпускання теплової енергії – зменшується. Це дозволяє збільшити розрахункове відпускання теплоти від ТЕЦ і підвищити економічну зацікавленість у комбінованому виробітку електричної й теплової енергії.

У 2009 р. Дубовським С.В. та Хортовою О.О [93] було представлено теоретичні особливості і основні результати розрахунку показників енергетичної ефективності паротурбінних установок термодинамічним методом.

Цей метод, на відміну від емпіричних, використовує у якості вихідних дійсні, а не умовні значення параметрів роботи турбін. Як відомо, основна складність енергетичних оцінок ПТУ, як і інших установок комбінованого виробництва, обумовлена фізичною нероздільністю потоку робочого тіла на вході

в турбіну на складові, пов'язані з отриманням роботи і теплоти. Термодинамічний підхід дозволяє здійснити таке розділення з використанням об'єктивної закономірності, що впливає безпосередньо з першого і другого початків термодинаміки і встановлює зв'язок між енергетичними входами і виходами суміщених процесів.

Також не слід випускати, що в останній час зростає кількість міні-ТЕЦ, переобладнаних великих котелень надбудовою газотурбінними двигунами. І як показав порівняльний аналіз теплової ефективності роботи когенераційних установок у роботі [94], результати розрахунків, які отримані за різними методами, значно відрізняються один від одного (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняння розрахунків за різними методами [94]

Показники		1	2	3	4
1	Витрата умовного палива, кг/с:				
	на виробництво електроенергії;	0,10867	0,2416	0,21719	0,17395
	на виробництво теплоти	1,14393	1,0354	1,0354	1,0786
2	Питома витрата умовного палива:				
	на виробництво електроенергії, кг/(кВт год);	0,13727	0,3052	0,2734	0,2197
	на виробництво теплоти, кг/ГДж	38,132	33,763	34,512	35,954
3	Коефіцієнт корисної дії бруто:				
	з виробництва електроенергії;	0,896	0,403	0,4483	0,5591
	з виробництва теплоти	0,895	1,011	0,993	0,95

За нормативним методом (№1) ККД виробництва електроенергії надзвичайно високий, а за умови сталої теплової потужності наближається до одиниці зі зменшенням електричного навантаження. В той же час ККД виробництва теплоти виявляється нижчим, ніж ККД котла, який і виробляє цю теплову потужність.

За методом НДІ Енергопроекту (№2) ККД з виробництва теплоти перевищує одиницю, що суперечить здоровому глузду. Інші методи дають значення ККД з виробництва теплоти більшими, ніж ККД котла, що також не узгоджується з фізичною суттю. Зважаючи на вищевикладене, навряд чи можна визнати наявні методики розподілу палива між видами енергопродукції задовільними стосовно до когенераційних установок зазначеного типу, що зумовлюється суттєвою їх відміною від наявних ТЕЦ.

Для визначення техніко-економічних показників роботи ТЕЦ, собівартості видів енергопродукції, обґрунтованих тарифів на них і терміну окупності капіталовкладень необхідно насамперед визначитись з певною схемою розподілу затрат на відпуск 1 т пари із котлоагрегату між відпущеною тепловою та електричною енергією, адже добре відомо, що саме паливна складова є вирішальною в структурі собівартості енергії. При проведенні дослідження, мною було проведено розрахунок енерговитрат виробництва однієї тони пари, виробленої котлоагрегатом для 3-х різних варіантів обладнання ТЕЦ [95]. Розподіл отриманих результатів на відпуск електричної та теплової енергії за основними методами представлено у табл. 3.2.

Як видно з представленої табл. 3.2, за отриманими коефіцієнтами розподілу термодинамічний метод близький до нормативного (2%). Ексергетичний - добре корелюється із методом відключень (2%). Тобто є дві групи методів, які між собою дають розбіжність коефіцієнтів розподілу у 10%. В самій групі розрахунок за двома представленими методами відрізняється на 2%.

Згідно з термодинамічним методом [96] витрати теплоти на відпуск електричної та теплової енергії від паротурбінної установки у розрахунках надаються у однакових фізичних одиницях виміру та відносяться до параметрів зовнішнього або комерційного обліку і припускаються відомими. Усереднений коефіцієнт термодинамічної цінності теплоти представляє собою відношення питомих витрат первинної теплоти: питомої витрати теплоти на відпущену теплову енергію, (кДж/ГДж) до питомої витрати теплоти на відпущену електроенергію, (кДж/кВт·год).

Таблиця 3.2 – Розподіл енерговитрат на відпуск теплової та електричної енергії

Методи	Енергоємність відпуску енергії з ТЕЦ:	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		кДж/МВт	%	кДж/МВт	%	кДж/МВт	%
		208 888,07	100,00 %	145 980,48	100,00%	114 048,19	100,00%
Нормативний (ГКД 34.09.108-98)	а) теплової енергії	136 789,90	65,48%	95 595,00	65,48%	74 684,21	65,48%
	б) електроенергії	72 098,17	34,52%	50 385,48	34,52%	39 363,98	34,52%
Метод відключення	а) теплової енергії	113 566,14	54,37%	79 365,18	54,37%	62 004,56	54,37%
	б) електроенергії	95 321,93	45,63%	66 615,30	45,63%	52 043,63	45,63%
Ексергетичний	а) теплової енергії	119 055,20	56,99%	83 201,19	56,99%	65 001,46	56,99%
	б) електроенергії	89 832,86	43,01%	62 779,29	43,01%	49 046,72	43,01%
Термодинамічний (за повними технологічними витратами)	а) теплової енергії	132 197,44	63,29%	92 385,59	63,29%	72 176,83	63,29%
	б) електроенергії	76 690,63	36,71%	53 594,90	36,71%	41 871,36	36,71%

За своєю фізичною сутністю коефіцієнт термодинамічної цінності враховує як температурний потенціал теплоти, що відпускається, так і невідновні втрати, що супроводжують процес перетворення енергії у її корисні види. В ідеальному випадку (відсутність втрат) КТЦ збігається з ексергетичною температурною функцією теплоти [96].

Визначення та аналіз показників енергетичної ефективності з використанням термодинамічного підходу дозволяє вирішувати задачі щодо найвигідніших схем реалізації теплопостачання.

3.4 Розрахунок енергоємності сумісного виробництва електричної та теплової енергії

У табл. 3.3 приведені розрахунки на виробництво 1 т пари котельними агрегатами із врахуванням енерговитрат на підготовку палива та його збереження, роботу допоміжного обладнання котельного та турбінного відділення, а також врахування енерговитрат на природоохоронні заходи. В модель розрахунку було закладено порівняння трьох варіантів ТЕЦ.

Перший варіант характеризує технології вугільної електростанції з найбільш поширеним основним та допоміжним обладнанням, що працюють в

даний час на українських теплоелектроцентралях із використанням газових турбін для розморожування палива в зимовий період, шаробарабанних млинів для розмелу, пилоподавання із звичайною концентрацією пилу в потоці повітря, факельного спалювання вугілля в камерних топках із гідрозолошлаковидаленням та мокрими електрофільтрами для очищення від твердих частинок, напівсухої вапняної технології сіркоочищення і селективним каталітичним відновленням для зменшення викидів оксидів азоту.

В другий варіант було закладено «нові удосконалені вугільні енергоблоки, з технологіями, які частково використовуються на окремих ТЕС і є перспективними на даний час, що включають наступне основне та допоміжне обладнання: газові радіаційні панелі розморожування палива, валкові або молоткові млини, пилоподавання із високою концентрацією пилу у потоці повітря та котли із технологією циркулюючого киплячого шару, що дозволяли організовувати заходи по зменшенню оксидів азоту відразу в топці при спалюванні без додаткових енерговитрат, сухе шлаковидалення; очистка від твердих частинок була вибрана у вигляді сухих електрофільтрів, а технологія сіркоочищення - напівсуха аміачна.

Третій варіант – це теплоелектроцентралі, що працюють на природному газі, із застосуванням турбодетандерів на ГРП при зниженні тиску до робочого та найбільш поширеним основним і допоміжним обладнанням.

Із даних табл. 3.3 можна побачити, що технологія паливоприготування суттєво може впливати на загальну енергоємність продукції. Також слід відзначити більш ефективну технологію спалювання, що дозволяє спалювати менш якісне паливо із меншими енерговитратами, що добре видно при порівнянні варіантів 1 та 2.

Для визначення енергоємності 1 МВт·год електричної енергії та 0,8598 Гкал теплової енергії (що відповідає величині 1 МВт·год), вироблених на ТЕЦ, необхідно визначити робочі параметри турбоустановки за допомогою діаграми режимів, оскільки в табл.1 енергоємність була приведена на виробництво 1 т пари котлоагрегатами. З діаграми режимів роботи турбоустановки Т-110/120-130 отримуємо: витрати пари на турбіну – 482,5 т/год; номінальна електрична

потужність 110 МВт; номінальна теплова потужність опалювальних відборів 208,7 МВт·год; також слід врахувати витрати пари на мазутне господарство в розмірі 10 т/год та витрати пари на власні потреби – 7,5 т/год. Також при розрахунку теплової схеми в роботі [97] було отримано питомі витрати умовного палива на виробництво електричної енергії – 0,20479 кг у.п./кВт·год, та теплової енергії – 0,13716 кг у.п./кВт·год [78].

При внесенні отриманих даних в методику обрахунку отримуємо енергоємність виробництва енергії на ТЕЦ з розділенням по двох видах енергії, що виробляється за трьома методами розподілу: 50%/50%, розробленої «ЛьвівОРГРЕС ; по вартості енергоносіїв, із урахування цін станом на 10.2019 р. [98]; по питомій витраті палива на виробництво даного типу енергоносія. Зведені результати наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку енергоємності енергоносіїв від ТЕЦ, що працює на вугіллі (варіанти1-2) і природному газі (варіант3)

Етап	Устаткування	Вид ресурсу	од. виміру ресурсу	Затрати ресурсу			Калор-сть, кДж/од	Енергоємність продукту на 1 т пари						
				Вар-т 1	Вар-т 2	Вар-т 3		Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3		
								кДж	%	кДж	%	кДж	%	
Паливне госп-во	Вугілля	кількість спалюваного палива		96,912	100,682	81,146								
		вартість палива на 1 т пари		0,00 ₴	0,00 ₴	0,00 ₴								
	Розмороження палива	Газ	м³	0,19	0,09		33 500,00	6 493,10	4,88%	3 162,04	3,40%			
	Вивантаження палива	Електроенергія	кВт*год	0,00	0,01		3 620,00	17,54	0,01%	18,22	0,02%			
	Збереження, транспорт	Електроенергія	кВт*год	0,16	0,17		3 620,00	596,40	0,45%	619,60	0,67%			
	Тип млина	Електроенергія	кВт*год	3,07	0,42		3 620,00	11 114,27	8,35%	1 527,64	1,64%			
	Газ	Зниження тиску	Електроенергія	кВт*год			-1,40	3 620,00					-5 068,00	-6,97%
		Σ=						18 221,31	14%	5 327,50	6%		-5 068,00	-6,97%
Котельне відділення	Пилоподача	Електроенергія	кВт*год	0,68	0,20		3 620,00	2 455,75	1,84%	728,94	0,78%			
	Шлаковидалення	Електроенергія	кВт*год	0,85	0,34	0,04	3 620,00	3 063,46	2,30%	1 225,38	1,32%	152,04	0,21%	
	Тяго-дугтве обладнання	Електроенергія	кВт*год	3,96	2,60	2,60	3 620,00	14 335,20	10,77%	9 412,00	10,12%	9 412,00	12,95%	
	Димососи	Електроенергія	кВт*год	1,22	1,22	1,22	3 620,00	4 399,39	3,30%	4 399,39	4,73%	4 399,39	6,05%	
	Живильні насоси	Електроенергія	кВт*год	7,20	7,20	7,20	3 620,00	26 064,00	19,58%	26 064,00	28,01%	26 064,00	35,85%	
	РВП	Електроенергія	кВт*год	0,08	0,08	0,04	3 620,00	271,50	0,20%	271,50	0,29%	159,28	0,22%	
	ХВО	Електроенергія	кВт*год	2,22	2,22	2,20	3 620,00	8 043,64	6,04%	8 043,64	8,64%	7 964,00	10,96%	
	Інші витрати в К відділенні	Електроенергія	кВт*год	0,35	0,35	0,24	3 620,00	1 267,00	0,95%	1 267,00	1,36%	868,80	1,20%	
	Σ=						59 899,94	45%	51 411,86	55%		49 019,51	67,43%	
Турбінне відділення	Циркуляційні насоси (конденсатор)	Електроенергія	кВт*год	0,63	0,63	0,63	3 620,00	2 280,60	1,71%	2 280,60	2,45%	2 280,60	3,14%	
	Мережні насоси (в тепломережу)	Електроенергія	кВт*год	4,46	4,46	4,46	3 620,00	16 145,20	12,13%	16 145,20	17,35%	16 145,20	22,21%	
	Дренажні насоси	Електроенергія	кВт*год	1,75	1,75	1,75	3 620,00	6 335,00	4,76%	6 335,00	6,81%	6 335,00	8,71%	
		Σ=						24 760,80	19%	24 760,80	27%		24 760,80	34,06%
Очисна установка	Тверді речовини	Електроенергія	кВт*год	3,96	2,09		3 620,00	14 335,20	10,77%	7 565,80	8,13%	0,00	0,00%	
	Сірководоксид	Електроенергія	кВт*год	3,30	1,10		3 620,00	11 946,00	8,97%	3 982,00	4,28%	0,00	0,00%	
	Оксиди азоту	Електроенергія	кВт*год	1,10	0,00	1,10	3 620,00	3 982,00	2,99%	0,00	0,00%	3 982,00	5,48%	
		Σ=						30 263,20	22,73%	11 547,80	12,41%		3 982,00	5,48%
Підсумок								133 145,25	100%	93 047,96	100%		72 694,31	100%

Таблиця 3.4 – Розподіл енерговитрат між відпущеною тепловою та електричною енергією

Енергоємність на од.								
Коефіцієнт розподілу	Енергоємність відпуску енергії з ТЕЦ:	од.	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
			кДж/МВт	%	кДж/МВт	%	кДж/МВт	%
			208 888,1	100	145 980,5	100	114 048,2	100
50/50 %	а) теп. енергії	кДж	136 789,9	65,5	95 595,0	65,5	74 684,2	65,5
	б) ел. енергії	кДж	72 098,2	34,5	50 385,5	34,5	39 363,9	34,5
По вартості енергоносіїв	а) теп. енергії	кДж	95 776,8	45,9	66 933,2	45,9	52 291,9	45,9
	б) ел. енергії	кДж	113 111,3	54,2	79 047,3	54,2	61 756,2	54,2
По витраті палива	а) теп. енергії	кДж	83 787,4	40,1	58 554,4	40,1	45 746,0	40,1
	б) ел. енергії	кДж	125 100,7	59,9	87 426,1	59,9	68 302,2	59,9

Енергоємність природоохоронних заходів у технологічній енергоємності енергоносіїв обчислена за методикою [66].

За приведеною загальною методикою (формули (3.1)-(3.18)) та вихідними даним з табл. 3.4 обчислено пряму, технологічну, повну заводську та повну енергоємності виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ з розподілом спільних енерговитрат згідно [99–101] (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Приклад оцінки повної енергоємності енергоносіїв при їх виробництві на вугільній ТЕЦ за удосконаленою методикою визначення повної енергоємності продукції

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу при традиційних технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу при новітніх* технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту при традиційних технологіях (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту при новітніх технологіях (МДж/т пари)
1. Енерговитрати в паливному господарстві						
Разом					2634,19	2621,88
У тому числі:						
1.1 Вугілля	кг	96,91	96,91	27,0	2616,57	2616,57
1.2 Газ (на розмороження вугілля взимку)	м ³	0,19	0,09	31,0	5,89	3,16
1.3 Електроенергія (на розмелювання та транспортування вугілля до котельної установки)	кВт·год	3,24	0,59	3,62	11,73	2,15
2. Енерговитрати в котельному відділенні						
Разом					59,89	51,41
У тому числі:						

Продовження таблиці 3.5

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу при традиційних технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу при новітніх* технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту при традиційних технологіях (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту при новітніх технологіях (МДж/т пари)
2.1 Електроенергія (на тяго-дугтєве обладнання, димососи, живильні насоси, регенеративний водопідігрівач, хімовдоочищення, шлаковидалення)	кВт·год	16,54	14,21	3,62	59,89	51,41
3. Енерговитрати в турбінному відділенні						
Разом					24,76	24,76
У тому числі:						
3.1 Електроенергія (циркуляційні насоси, мережні насоси, дренажні насоси)	кВт·год	6,84	6,84	3,62	24,76	24,76
Пряма енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3)					2718,84	2698,05
4. Енерговитрати на очисній установці						
Разом					30,26	11,54
У тому числі:						
4.1 Електроенергія	кВт·год	3,96	2,09	3,62	14,33	7,56
4.2 Вапно (сорбент)	кг	3,3	1,1	3,62	11,95	3,98
4.3 Каталізатор	кг	1,1	0	3,62	3,98	0
Технологічна енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3+4)					2749,11	2709,59
5. Повна енергоємність основних виробничих фондів						
6. Повна енергоємність трудовитрат	люд.-год	0,18		149	27,49	27,09
Повна заводська енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3+4+5+6)					2941,55	2872,15
У тому числі:						
Електроенергія	МВт	0,599			1761,69	1720,42
Теплова енергія	Гкал	0,401			1179,86	1151,73
7. Повна енергоємність видобутку сировини						
Електроенергія	МВт	7,76	8,06	3,62	28,09	29,18
Теплова енергія	Гкал	3,0	3,12	4,184	12,55	13,05
8. Повна енергоємність транспортування сировини до електростанції						
	кг у.п./10 тис. т*км	0,23	0,239	29,3	6,74	7,00
Повна енергоємність енергоносіїв РАЗОМ (1+2+3+4+5+6+7+8)						
У тому числі:						
Електроенергія	МДж				1793,82	1753,79
Теплова енергія	МДж				1195,11	1167,59

У табл. 3.5 новітні технології включають наступне основне та допоміжне обладнання: газові радіаційні панелі розморожування вугілля, валкові або молоткові млини (помел вугілля), пилоподавання з високою концентрацією пилу у потоці повітря (знижує стирання поверхонь трубопроводів та значно зменшує кількість ремонтів цього обладнання), спалювання вугілля у топці котла за технологією циркулюючого киплячого шару під атмосферним тиском, що дозволяє організувати заходи зі зменшення оксидів азоту відразу в топці при спалюванні без додаткових енерговитрат, сухе золошлаковидалення (на заміщення мокрого), очистка від твердих частинок у сухих електрофільтрах, сіркоочищення – напівсухе аміачне).

За участі здобувача наукового ступеня підготовлено проєкт змін та доповнень до діючого ДСТУ 3682-98, який пройшов рецензування та за висновком технічного комітету ТК 48 Державного комітету стандартизації України рекомендований до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р. (Додаток Д).

Висновки до розділу 3

1. Для оцінки енергетичної ефективності виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях запропоновано визначати пряму, технологічну, повну заводську та повну енергоємність продукції на декількох ієрархічних рівнях відповідно: технологічного агрегату, технологічного ланцюга виробництва, підприємства та країни. Адаптовано загальний метод визначення повної енергоємності сумісного виробництва теплової та електричної енергії з розподілом їх спільних енерговитрат за термодинамічним методом для котельного і турбінного цехів та пропорційно обсягам виробництва теплової та електричної енергії для інших допоміжних цехів та складових повної енергоємності продукції.

2. Запропоновано удосконалення методу для визначення технологічної енергоємності сумісного виробництва теплової та електричної енергії за оновленим алгоритмом з включенням до її складу екологічної складової та коефіцієнту розподілу спільних енерговитрат у виробництві енергоносіїв на теплоелектроцентралі.

3. Обчислено чотири види енергоємності теплової та електричної енергії, вироблених на теплоелектроцентралях: пряму, технологічну, повну заводську та повну для існуючих паротурбінних технологій, їх модернізації та впровадження парогазових технологій. Також за моєї участі підготовлено проєкт змін та доповнень до діючого ДСТУ 3682-98, який пройшов рецензування та за висновком технічного комітету ТК 48 Державного комітету стандартизації України рекомендований до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р.

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНОЇ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ЕНЕРГОНОСІЇВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ

4.1 Напрями підвищення енергетичної ефективності паротурбінних ТЕЦ, оцінка потенціалу енергозбереження при удосконаленні цих технологій

Формування систем енергопостачання пов'язано з рішенням таких проблем, як зміни структури тепло- та електрогенеруючих джерел з виходом на більш високі техніко-економічні показники їх роботи за умов повного якісного покриття навантажень споживачів.

При виборі напрямку підвищення ефективності паротурбінних установок на існуючих станціях, слід враховувати морально та фізично застаріле обладнання, а також відсутність фінансової можливості для повної реконструкції або заміни всього обладнання. Для підвищення ефективності та конкурентоспроможності систем енергопостачання було розглянуто та проаналізовано деякі напрями, із оцінкою отриманого потенціалу [102]:

1) Використання пари промислових відборів турбін для вироблення пікової конденсаційної електроенергії на ТЕЦ. Можливий спосіб та режими одержання пікової електроенергії за рахунок використання пари промислових відборів турбін із протитиском та подачею його в циліндри низького тиску (ЦНТ) теплофікаційної турбіни. Оскільки в зимових режимах ЦНТ теплофікаційних турбін працюють з малим пропуском пари в конденсатор і низьким ККД. У цих режимах довантаження ЦНТ парою промислового відбору призведе до збільшення їх ККД і потужності. З огляду на неекономічність конденсаційного виробітку електроенергії на ТЕЦ у порівнянні з КЕС, такі режими припустимі для короткочасного покриття піків електричного навантаження. Це дає можливість підключати такі станції до регулювання навантаження у системі, що набагато

економічніше та швидше ніж пускати на малий проміжок часу блок або турбіну малої потужності.

Розрахунок економічного ефекту від використання пари промислового відбору для виробітку пікової конденсаційної електроенергії на ТЕЦ з турбінами ПТ-135-130/15 і Т100-130 показав, збільшення електричної потужності на 14,37 МВт.

2) Застосування виносних циклонів котла на ТЕЦ. Схема запропонованого способу роботи енергоблоку в маневреному режимі із одержанням додаткової електричної потужності блоку за рахунок подачі живильної води після економайзера котла у виносний циклон, де з води виділяється вторинна суха насичена пара, що має тиск третього (виробничого) відбору теплофікаційної турбіни. Вторинна пара направляється у систему регенерації. У цьому випадку витиснута пара відбору турбіни в кількості, рівній вторинній парі виносних циклонів, при класичній схемі регенерації турбіни іде далі в ЦНТ та конденсатор турбіни для додаткового вироблення пікової електричної потужності .

Розвантаження енергоблоку по електричній потужності в нічний час при заданому відпуску теплоти споживачу здійснюється при зниженні вироблення електроенергії парою теплофікаційного відбору і нагріванні мережної води в додатковому мережному підігрівнику (ДМП) вторинною парою живильної води з виносного циклону.

Виконаний наближений розрахунок економічного ефекту при одержанні пікової електричної потужності на ТЕЦ із енергетичними котлами типу ТГМ-96А та турбіною Т-100-130) при установці виносних циклонів за котлами додаткова пікова електрична потужність складає 8,11 МВт, а збільшення витрати палива на котел в кількості 0,8339 кг/с

3) Застосування сепараторів живильної води на ТЕЦ. Мета застосування сепараторів живильної води - одержання пари і підвищення електричної потужності ТЕЦ.

На станції з поперечними зв'язками по парі та живильній воді, при зниженні витрати пари на котлах (в години зниження навантаження) завжди є надлишок

живильної води з високою температурою. У пропонованій схемі живильна вода після системи регенерації подається в економайзер котла, відповідно до парового навантаження котла з постійною розрахунковою витратою, а надлишкова живильна вода по байпасній лінії, подається на сепаратори першого та другого степенів, де виділяється вторинна насичена пара, що направляється в систему регенерації. У цьому випадку живильний насос при перемінному режимі енергоблоків працює з постійною подачею й оптимальним ККД. Витиснута пара регенеративних відборів направляється далі в проточну частину турбіни для виробітку електричної потужності в генераторі.

Додаткова електрична потужність, що одержана в результаті пропуску витиснутої сепаратором пари у конденсатор турбіни, складе $\Delta N = 4,659$ МВт.

4) Застосування детандер-генераторних агрегатів. Зниження тиску газу, як правило, здійснюється дроселюванням у два ступеня: на газорозподільних станціях (ГРС) від тиску в магістральному трубопроводі (1,0-1,5 МПа) і в газорегуляторних пунктах (ГРП) - до 0,1-0,3 МПа. Використання детандер-генераторних агрегатів замість редуційних пристроїв можливо як у ГРС, так і у ГРП. У детандер-генераторному агрегаті енергія природного газу перетворюється в механічну енергію в детандері (зі зниженням температури і тиску), а в електричну - у генераторі. При дроселюванні ентальпія потоку газу не змінюється, при зниженні ж тиску за допомогою ДГА ентальпія газового потоку знижується за рахунок перетворення частини його енергії в механічну роботу. Відомі різні варіанти організації цього процесу:

- розширення газу в детандері без попереднього підігріву (технологічні обмеження по температурі газу обмежують практичне використання цього варіанта);

- розширення газу в детандері з попереднім підігрівом (газ підігрівається перед детандером за рахунок теплоти регенеративного відбору турбіни і ентальпія його після детандера стає рівною ентальпії після дроселювання (або газ підігрівається так, щоб ентальпія його на виході з детандера була вище, ніж при дроселюванні. У цьому випадку одна частина підведеної до газу теплоти

витрачається на виробіток механічної роботи, друга - (при установці ДГА в ГРП) корисно використовується в топці котла.

5) Оцінка можливості підвищення енергетичної ефективності теплоелектроцентралі шляхом використання теплонасосних установок.

Розглянуто можливість застосування теплонасосних установок великої потужності з використанням скидної теплоти водооборотних конденсаційних циклів на прикладі ТЕЦ-6 м. Києва. На ТЕЦ-6 існує замкнена циркуляційна система охолодження, яка використовується для конденсації пари в конденсаторі турбін і охолодження допоміжного устаткування. У якості прототипу можливої технології і установки була розглянута теплонасосна станція Katri Vala у м. Гельсінкі (Фінляндія) [103], яка одночасно може виробляти 90 МВт теплової енергії і 60 МВт холоду та складається з п'яти теплонасосних установок Unitop 50FY Friotherm AG (Швеція). При включенні п'яти ТНУ Unitop 50FY у технологічну схему збільшиться витрати електроенергії власних потреб тепломережі на 32,5 МВт, і вироблення теплової енергії складе в середньому 117 МВт. Для подальших економічних розрахунків приймалася середня економія газу 8,9 тис. м³/год, час обладнання в роботі 5600 год/рік. Тоді річна економія газу складе – 50 млн. м³.

б) Використання турбіни електричною потужністю 110 МВт, що має роз'ємну муфту. Між циліндрами середнього та низького тиску, що має більш високий ККД (43,6% порівняно із 42-42,4%), може забезпечити роботу енергоблоку на ковзному тиску при пониженому навантаженні, забезпечує роботу по тепловому графіку 130/70 °С без використання пікових водогрійних котлів. Використання турбіни із роз'ємною муфтою дозволяє підвищити маневреність станції, відключати ЦНТ в опалювальний період та виключити втрати на вентиляцію. Коефіцієнт використання теплоти палива в енергоблоці складає 95,17% проти 88-89% для енергоблоків із традиційною турбоустановкою. В даному варіанті передбачається використовувати всю пару відборів на відпуск енергоносіїв, без скидання в конденсатор.

4.2 Оцінка енергетичної ефективності парогазових технологій за показником технологічної енергоємності та обґрунтування економічної доцільності їх впровадження для заміщення паротурбінних ТЕЦ

Ефективність роботи теплоенергетичних установок багато в чому визначається технологією спалювання палива, досконалістю й оптимальністю вибору теплових та електричних систем, генеруючого обладнання. Останнім часом вартість органічного палива досить висока, та продовжує зростати. Тому актуальним є використання в теплоенергетиці комбінованих енергоустановок, які забезпечують більш ефективне використання енергетичного потенціалу органічного палива. Газотурбінні установки мають такі переваги як менша питома вага обладнання на одиницю потужності, компактність: менший питомий об'єм обладнання на одиницю потужності, відносна дешевизна виготовлення, можливість роботи на різних видах палива [78].

Розглянута одна з найбільш складних теплотехнічних систем теплосилової установки з використанням парогазового циклу. Така система містить паротурбінну установку, парогазову установку, теплові мережі та теплообмінні пристрої. Двома ключовими циклами є цикли Брейтона (газова турбіна) і Ренкіна (парова турбіна), в межах кожного з яких є подальші підрозділи. Комбінація циклів Брейтона і Ренкіна, часто відома як комбінований цикл, була виявлена для отримання ефективності до 60% при відпуску теплової та електричної енергії [104]. Даний комбінований цикл також частіше використовується на електростанціях комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (ТЕЦ), які забезпечують електроенергією та теплом [78]. Принципова тепла схема такої станції наведена на рис. 4.1.

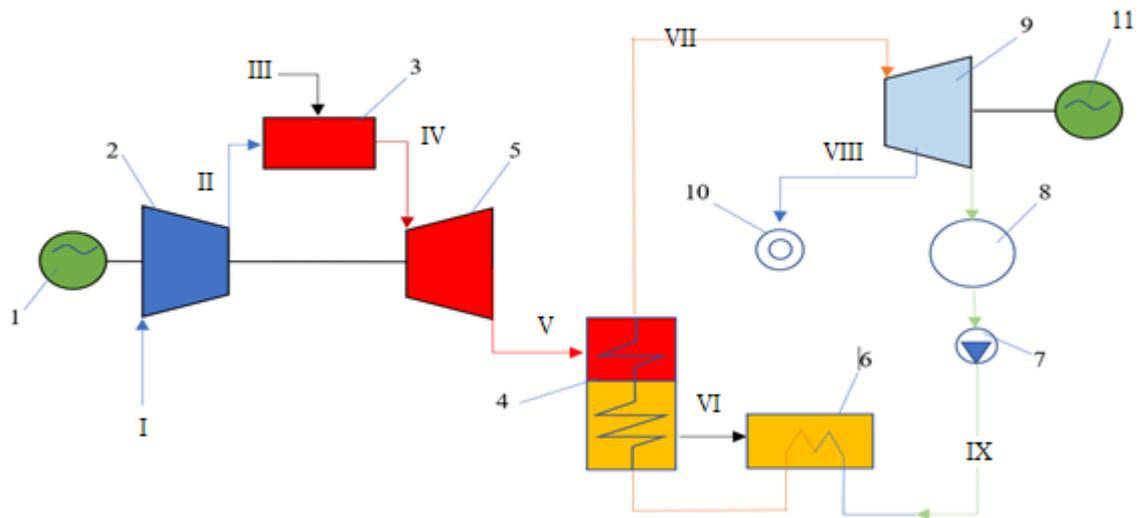


Рисунок 4.1 - Теплова схема парогазової установки

- 1 – генератор газової турбіни; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – котел утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – система регенерація; 7 – циркуляційний насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; 10 – споживачі тепла; 11 – генератор парової турбіни;
 I – свіже повітря; II – стиснене повітря; III – паливо (газ); IV – продукти згорання;
 V – високотемпературні вихлопні гази ГТУ; VI – вихлопні гази; VII – свіжа пара;
 VIII – відбір пари на теплофікацію; IX – конденсат

Доцільність впровадження комбінованих циклів для технологічного оновлення діючих та будівництва нових теплових станцій, реконструкції газотранспортної системи та водночас перспективи широкомасштабного використання в Україні децентралізованих та місцевих джерел електроенергії та тепла на базі когенераційних установок із застосуванням комбінованих циклів розглядається та доводиться у працях [105–107].

Оцінка ефективності роботи теплових електростанцій, як правило, проводиться з використанням показників питомих витрат палива на відпуск електричної енергії, або електричної і теплової при комбінованому виробництві. Технологічна енергоемність продукції – енергоемність енергоресурсів, що охоплює технологічний процес на окремому ланцюгу виробництва продукції в межах цеху чи групи цехів (залежно від особливостей виробництва) – відношення прямих та непрямих витрат енергоресурсів, що використані по технологічному ланцюгу виробництва до обсягу продукції на кінцевій стадії виробництва. А також визначає потенціал енергозбереження кінцевої енергії, що залежить від поліпшення всіх складових технологічного ланцюга виробництва продукції,

досконалість та створення нових технологій, зміни структури виробничих процесів, зниження матеріаломісткості та втрат енергії, збільшення використання вторинних матеріальних ресурсів та ін.

Енергоємність енергоносіїв, що виробляються одночасно на ТЕЦ, включає витрати енергоресурсів на підігрів рідкого палива при його зберіганні та зливі з ємності, витрати палива на генерацію електричної і теплової енергії, витрати електроенергії на подачу води, що нагрівається у парогенераторі, подачу повітря, підготовка та очищення води, природоохоронні заходи та ін. [78] [77]

У роботі [99], на прикладі паротурбінної ТЕЦ, що має теплофікаційну турбіну типу «Т з опалювальним відбором пари на потреби комунальних споживачів, проаналізовано ланцюжок витрат енергетичних ресурсів від постачання палива на ТЕЦ до вироблення теплової й електричної енергії. Для обрахунку технологічної енергоємності по всьому ланцюгу витрат на ТЕЦ, було зібрано інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях, різних виробників та з різними енергетичними показниками і створено модель для обрахунку у програмному забезпеченні Microsoft Excel, в яку було закладено наступний алгоритм:

$$b = \sum_s \sum_k b_{sk} = b_{sk}^m + b_{sk}^c - b_{sk}^p + b_{sk}^e, \quad (4.1)$$

де k – вид обладнання; s – вид енергоносія;

$b_{sk}^m, b_{sk}^c, b_{sk}^p, b_{sk}^e$ – відповідно питомі енергозатрати на транспортування, спалювання, економія за рахунок використання регенеративних установок та енерговитрати на очисні установки.

За допомогою даної моделі в залежності від типу застосованого обладнання було розраховано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого циклу на тону свіжої пари, що споживається паровою турбіною. Отримані результати наведено у табл. 4.5. За основу було взято теплофікаційну паротурбінну установку, типу Т-110/120-130, яка має номінальну електричну потужність на тепловому споживанні 105 МВт, потужність в конденсаційному режимі – 120 МВт і спроектована на початковий

тиск 12,75 МПа. Витрата свіжої пари в номінальному режимі на установку складає 480 т/год. Номінальне теплове навантаження на опалювальні відбори складає 203 МВт.

Оскільки в табл. 4.1 енергоємність була приведена на 1 т пари тому для визначення енергоємності 1 МВт·год електричної енергії та 0,8598 Гкал теплової енергії (що відповідає величині 1 МВт·год), вироблених на ТЕЦ, необхідно визначити робочі параметри турбоустановки за допомогою діаграми режимів. З діаграми режимів роботи турбоустановки Т-110/120-130 отримуємо: витрати пари на турбіну – 482,5 т/год; номінальна електрична потужність 110 МВт; номінальна теплова потужність опалювальних відборів 208,7 МВт·год; також слід врахувати витрати пари на власні потреби – 7,5 т/год. Технологічна енергоємність виробництва електроенергії на газотурбінній установці практично дорівнює витратам палива (газу), частина виробленої газотурбінною установкою енергії споживається компресором для стиснення повітря. Інші допоміжні енерговитрати є незначними, тому для спрощення розрахунків, ними можна знехтувати.

Таблиця 4.1 – Технологічна енергоємність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого парогазового циклу

Етап	Устаткування	од. виміру ресурсу	Витрати ресурсу	Енергетична цінність, кДж/од	Енергоємність продукту на 1 т пари	
					кДж	%
<i>Котельне відділення парової установки</i>	Тяго-дутьове обладнання	кВт·год	2,60	3 620	9 412	19,26%
	Димососи	кВт·год	1,22	3 620	4 399,40	9,00%
	Живильні насоси	кВт·год	7,20	3 620	26 064	53,34%
	РВП	кВт·год	0,04	3 620	159,3	0,33%
	ХВО	кВт·год	2,20	3 620	7 964	16,30%
	Інші витрати	кВт·год	0,24	3 620	868,8	1,78%
	<u>Всього</u>					<u>48 867,5</u>
<i>Турбінне відділення</i>	Мережні насоси	кВт·год	4,46	3 620	16 145,20	22,75%
	Дренажні насоси	кВт·год	0,50	3 620	1 810	2,55%
	<u>Всього</u>				<u>17 955,2</u>	<u>25,36%</u>
	<u>Всього</u>				<u>3 982</u>	<u>5,61%</u>
<i>Підсумок</i>					<u>70 804,7</u>	<u>100%</u>

Відповідно до навантаження парової турбіни, було складено тепловий баланс парогазової установки та обраховано основні питомі величини для двох циклів паротурбінного та парогазового, а також для всього комбінованого циклу. Результати розрахунку наведено у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Технологічні питомі показники комбінованого циклу парогазової установки

Найменування параметру	Одиниці виміру	Величина
<i>Газотурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться в камеру спалювання	кДж/кг газу	926,22
Питома робота газової турбіни	кДж/кг газу	692,74
Питома робота компресора	кДж/кг газу	268,83
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ГТУ	%	45,77
<i>Паротурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться до котла-утилізатора	кДж/кг пари	3193,2
Питома робота парової турбіни	кДж/кг пари	1331,95
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ПТУ	%	41,43
<i>Парогазова установка комбінованого циклу</i>		
Відношення спалюваного газу в камері згорання газової турбіни до кількості виробленої пари котлом-утилізатором	кг пари/м ³ газу	4,15
Питома теплота, що підводиться до парогазової установки	кДж/кг пари	7655,13
Питома корисна робота газової частини	кДж/кг газу	423,91
Питома корисна робота пароводяної частини	кДж/кг пари	1322,94
Коефіцієнт використання енергії палива парогазової установки	%	63,05

Визначення основних показників роботи парогазової установки за комбінованим циклом було зроблено на основі технічних характеристик, наведених у паспортних даних та розрахунку таких циклів у роботах [108] [109]. В даному варіанті розглядається комбінований цикл із використанням тільки високотемпературних газоподібних продуктів згорання палива в газовій турбіні.

Розглянуто можливість надбудови газотурбінної установки на теплофікаційну парову турбіну типу Т-110/120-130. В такому випадку згідно табл. 4.2, для надбудови необхідна газова турбіна із витратою газу в камері згорання не менше 120 364 м³/год. Під такі параметри підходить газова турбіна SGT6-5000F електричною потужністю 260 МВт компанії Siemens, яка

передбачена для комбінованих циклів. Власний КПД даної турбіни становить 40%, необхідний час для запуску всього 5 хвилин та швидкість набору потужності до 40 МВт/хв. Також можливість стабільної роботи при розвантаженні до 30%. Ще однією важливою особливістю цієї установки є можливість роботи на різних видах палива, таких як: природній газ, синтезгаз, сира нафта, біодизель, спирти, масла та гас. Температура продуктів згорання становить 592°C, а витрата – 586 кг/с. Загальна електрична потужність комбінованого циклу складе – 365 МВт, теплова потужність залишиться без змін та рівна – 208,7 МВт. Для обрахунку повної енергоємності парогазової установки було використано удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів за показниками повної енергоємності продукції, який наведено у роботі [110].

У роботі [4] надано методичний підхід до оцінки різних видів потенціалу енергозбереження для роздільного виробництва електричної енергії на ТЕС і теплової енергії в котельних. Цей підхід був взятий за основу для формування алгоритму оцінки потенціалу енергозбереження для енергетичних установок комбінованого типу за паротурбінним і парогазовим циклами. Подальшим розвитком запропонованого у [4] методичного підходу в цій роботі є використання при оцінюванні потенціалу енергозбереження показника технологічної енергоємності енергоносіїв, в якому крім питомих основних і допоміжних енерговитрат враховано питомі енергетичні витрати на знешкодження шкідливого впливу енергетичної установки на довкілля, врахування енергоємності основних виробничих фондів (які значно змінюються) та енергоємності трудовитрат.

З урахуванням вище наведених доповнень, у загальному вигляді технічно можливий потенціал енергозбереження визначається за формулою (4.2), при чому паротурбінна технологія визначена базовою при порівнянні:

$$P_{\text{прод}}^{\text{тех}} = \sum_j (e_{\text{прод}j}^{\text{б}} - e_{\text{прод}j}^{\text{н}}) \cdot u_j \cdot V_{\text{прод}j}^{\text{б}}, \quad (4.2)$$

де $e_{\text{прод}j}^{\text{б}}, e_{\text{прод}j}^{\text{н}}$ – повні енергоємності j -виду продукції (електричної, теплової енергії) відповідно для паротурбінної та парогазової технологій;

u_j – переводний коефіцієнт для j -виду продукції в Джоулі;

$V_{продj}^{\delta}$ – обсяг виробництва j -виду продукції у технологічному процесі базової технології.

При цьому технологічні енергоємності виробництва електричної і теплової енергії за різних технологій визначаються з урахуванням коефіцієнта розподілу спільних енерговитрат:

$$e_{продj}^{\delta,н} = k'(b_j + a \cdot e_{донj} + e_{ек} + e_{ОВФ} + e_{труд}), \quad (4.3)$$

де k' - коефіцієнт розподілу спільних енерговитрат на сумісне виробництво електричної і теплової енергії за різних технологій (приймається відповідно до обраного методу розподілу: пропорційно до виробленої продукції; порівну згідно методу ЛьвівОГРГЕС; згідно термодинамічного методу [108]),

b_j – питомі витрати палива на виробництво j -виду продукції (електричної, теплової енергії) за різних технологій;

a – коефіцієнт віднесення допоміжних енерговитрат на j -вид продукції;

$e_{донj}$ – питомі витрати електричної або теплової енергії на допоміжні витрати при виробництві j -виду продукції у технологічному процесі за різних технологій;

$e_{ек}$ – енергоємність природоохоронних заходів за різних технологій виробництва j -виду продукції [66];

$e_{ОВФ}$ – повна енергоємність основних виробничих фондів [111],

$e_{труд}$ – повна енергоємність трудовитрат [112].

Для визначення повної енергоємності трудовитрат кількість особового персоналу прийнято із методичних рекомендацій по проектуванню ТЕЦ, та становить 116 осіб для паротурбінної ТЕЦ і 141 осіб для парогазової ТЕЦ. Із врахуванням вахтового методу роботи на станціях у три зміни в перерахунком на питомі одиниці отримуємо 0,23 люд.год/т пари для ПТУ та 0,28 люд.год/ т пари для ПГУ.

Основні розрахункові параметри та порівняння паротурбінної та парогазової установок наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок повної енергоємності паротурбінної та парогазової установок

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу на ПГУ, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу на ПГУ, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту на ПГУ (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту на ПГУ (МДж/т пари)
1. Енерговитрати в паливному господарстві						
Разом					2 388,4	7 654,26
У тому числі:						
1.1 Природний газ	м ³	75,1	240,7	31,8	2 388,4	7 654,26
2. Енерговитрати в котельному відділенні						
Разом					48,9	
У тому числі:						
2.1 Електроенергія (тяго-дутьове обладнання, димососи, насоси, хімовдоочищення)	кВт·год	13,5		3,62	48,9	
3. Енерговитрати в турбінному відділенні						
Разом					17,9	
У тому числі:						
3.1 Електроенергія (мережні насоси, дренажні насоси)	кВт·год	4,96		3,62	17,9	
<i>Пряма енергоємність енергоносіїв</i>						
Разом (1+2+3)					2 455,1	7 721,1
4. Енерговитрати на очисній установці						
Разом					2,57	7,56
У тому числі:						
4.1 Електроенергія	кВт·год	0,71	2,09	3,62	2,57	7,56
<i>Технологічна енергоємність енергоносіїв</i>						
Разом (1+2+3+4)					2 457,7	728,62
5. Повна енергоємність основних виробничих фондів						
6. Повна енергоємність трудовитрат	люд.-год	0,23	0,28	149	34,27	41,72
<i>Повна енергоємність енергоносіїв</i>						
РАЗОМ					2 835,37	7 935,32
У тому числі:						
Електроенергія	МВт·год	0,22	1,193		1 955,9	7 277,1
Теплова енергія	Гкал	0,319	0,319		879,5	658,3

Обґрунтування економічної доцільності при впровадженні парогазових установок для заміщення паротурбінних на теплових електростанціях. Виконано розрахунок технічно можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні паротурбінних технологій парогазовими установками. Результати обчислення технічно можливого потенціалу енергозбереження зведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Технічно можливий потенціал енергозбереження при заміщенні паротурбінних на парогазові технології

Показник	ПТУ	ПГУ	Δ	δ
Коефіцієнт використання енергії палива, %	41,43	63,05	21,62	34%
Енергоємність відпуску електричної енергії, Дж/МВт	7 820,1	6 090,6	1 729,5	22%
Енергоємність відпуску теплової енергії, МДж/Гкал	2 742,2	2 054,1	670,1	25%

Як видно з табл. 4.4, отримуємо зменшення питомої енергоємності на відпуск теплової та електричної енергії на 25 та 22% відповідно. А також збільшення коефіцієнту використання енергії палива на 34%, що у свою чергу приводить до зниження питомих витрат на виробництво енергоносіїв (теплової та електричної енергії).

Економічно доцільний потенціал енергозбереження, є максимальною економією паливно-енергетичних ресурсів. Для обґрунтування економічної доцільності впровадження парогазових установок зроблено обрахунок можливої економії ресурсів. За основу було взято станцію з електричною потужністю 360 МВт та тепловою 208 МВт. За місяць виробіток електроенергії в середньому складе 226,8 тис. МВт·год, та 144,0 МВт·год теплової енергії. При заміщенні паротурбінної установки на більш ефективну парогазову відповідної потужності отримаємо економію первинних енергоресурсів в розмірі 406,5 тис. ГДж в місяць на відпуск електричної енергії, та 96,5 тис. ГДж в місяць на відпуск теплової енергії. Слід зауважити, що результати розрахунку справедливі для експлуатації обладнання з номінальним навантаженням.

Висновки до розділу 4

1. Для оцінки показника технічно можливого потенціалу енергозбереження вперше використано новий показник технологічної енергоемності енергоносіїв та застосовано удосконалений метод його визначення, яка враховує крім питомих енергетичних витрат на основні та допоміжні технологічні процеси ще й енергоемність природозахисних заходів. Для визначення економічно доцільного потенціалу енергозбереження рекомендовано використовувати показник повної заводської енергоемності, що включає крім технологічної складової ще й енергоемність основних виробничих фондів та енергоемність трудовитрат.

2. При заміщенні традиційної паротурбінної технології новітньою з модернізацією основного та допоміжного обладнання технічно можливий потенціал енергозбереження складе 392,3 тис. ГДж (9,37 тис. т н. е.) щомісячно на відпуск електричної енергії, та 82,97 тис. ГДж (1,98 тис. т н. е.) щомісячно на відпуск теплової енергії. В паливному еквіваленті щомісячна економія складе 13300 тис. м куб. природного газу або 11,35 тис. т н. е.

РОЗДІЛ 5

ПРОГНОЗНІ ОБСЯГИ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ
ЕНЕРГІЇ НА ТРЬОХ ІЄРАРХІЧНИХ РІВНЯХ

5.1 Вихідні дані для прогнозу попиту на енергоресурси

В Інституті загальної енергетики НАН України визначено прогностні обсяги ВДВ за регіонами України та видами економічної діяльності для регіонів України (табл. 5.1) [79].

Таблиця 5.1 – Прогноз валової доданої вартості (ВДВ) регіонів України в постійних цінах 2015 р. та структура ВДВ за регіонами до 2040 р., тис. грн

Регіони	2017-факт	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	1762181	2056700	2445025	2903715	3532660	4297835
Вінницька	53644	63040	75796	92919	116578	146126
Волинська	31076	35780	41565	49363	63588	81659
Дніпропетровська	175519	207474	251838	296179	353266	425486
Донецька	89983	107287	132031	162608	201362	266466
Житомирська	36984	43946	53791	69689	84784	116042
Закарпатська	26782	31105	36675	46459	56523	77361
Запорізька	70681	83181	100246	116149	137774	163318
Івано-Франківська	38677	45181	53791	60978	74186	94552
Київська	92258	110489	136921	162608	201362	244977
Кіровоградська	31973	37206	44010	52267	63588	81659
Луганська	18184	20977	24450	29037	35327	42978
Львівська	89813	104078	122251	150993	187231	232083
Миколаївська	41102	46950	53791	63882	84784	111744
Одеська	91024	104190	119806	142282	183698	227785
Полтавська	87687	101756	119806	139378	173100	210594
Рівненська	29485	33848	39120	49363	60055	77361
Сумська	33812	39318	46455	58074	74186	94552
Тернопільська	24771	28867	34230	37748	45925	55872
Харківська	111679	132368	161372	194549	240221	296551
Херсонська	28793	32572	36675	46459	56523	73063
Хмельницька	38177	44045	51346	58074	70653	81659
Черкаська	42248	50871	63571	72593	91849	116042
Чернівецька	18005	20847	24450	26133	31794	38681
Чернігівська	34153	40338	48901	55171	67121	77361
м. Київ	425667	490982	572136	670758	777185	863865
Сума ВДВ	1762177	2056697	2445025	2903715	3532660	4297835
Похибка	2,3E-06	1,4E-06	0,0E+00	-1,6E-16	0,0E+00	0,0E+00

5.2 Прогнозна потреба у тепловій енергії в регіонах України до 2040 р

Оскільки визначення прогнозного споживання теплової енергії всіма регіонами відбувалось за однаковою розрахунковою математичною моделлю, тут наведено один такий розрахунок на прикладі міста Дніпропетровськ Дніпропетровської області. Валова додана вартість регіону за видами економічної діяльності у базовому році та на перспективу надана у табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Прогноз валової доданої вартості, тис.грн

Види економічної діяльності регіону	2017 р. факт	2020	2025	2030	2035	2040
Сільське господарство, мисливство, лісництво	12812,9	15145,6	18384,1	21621,1	25788,4	31060,5
Промисловість	84600,2	100002,4	121385,7	142758,2	170274,2	205084,1
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	9478,0	11203,6	13599,2	15993,7	19076,4	22976,2
Державне управління й оборона; соціальне страхування	2281,7	2697,2	3273,9	3850,3	4592,5	5531,3
Освіта	7547,3	8921,4	10829,0	12735,7	15190,4	18295,9
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	7371,8	8713,9	10577,2	12439,5	14837,2	17870,4
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	4212,5	4979,4	6044,1	7108,3	8478,4	10211,7
Інші види економічної діяльності	47214,6	55810,5	67744,3	79672,1	95028,6	114455,6
Разом	175519,0	207473,8	251837,6	296178,9	353266,0	425485,7

Згідно з розробленою розрахунковою математичною моделлю, що наведена у розділі 2, для обчислення сценарію I прогнозу споживання теплової енергії, обчислюється показник енергоефективності базового року – теплоенергоємність за 2017 р. Результати обчислення на прикладі Дніпропетровської області надано у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Вихідні дані для обчислення прогнозу теплової енергії до 2040 р. за сценарієм I

Види економічної діяльності регіону	теплоенергоємність ВДВ у 2017 р., Гкал/грн	2017 р. - факт
<u>Дніпропетровська</u>	<u>0,06759</u>	<u>11863,6760</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	0,01081	138,4470
Промисловість	0,12442	10 525,9930
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	0,01011	95,8320
Державне управління й оборона; соціальне страхування	0,23718	541,1870
Освіта	0,02894	218,3880
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	0,01531	112,8470
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,00000	0,0000
Інші види економічної діяльності	0,00360	169,9260
Разом за ВЕД	-	11802,6200
<i>Похибка (Регіон-разом за ВЕД)</i>	-	<i>61,0560</i>

Таблиця 5.4 – Прогноз споживання теплової енергії за видами економічної діяльності регіону за показником енергоефективності 2017 р. та прогнозом ВДВ (сценарій I), тис. Гкал

Види економічної діяльності регіону	Прогноз теплової енергії за сценарієм I				
	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Дніпропетровська</u>	<u>14023,6</u>	<u>17022,2</u>	<u>20019,3</u>	<u>23877,9</u>	<u>28759,4</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	163,7	198,6	233,6	278,7	335,6
Промисловість	12442,3	15102,9	17762,1	21185,6	25516,7
Транспорт	113,3	137,5	161,7	192,9	232,3
Державне управління й оборона; соціальне страхування	639,7	776,5	913,2	1 089,2	1 311,9
Освіта	258,1	313,3	368,5	439,5	529,4
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	133,4	161,9	190,4	227,1	273,6
Інші види економ. діяльності	200,8626	243,8126	286,7410	342,0090	411,9274
Разом за ВЕД	13787,741	16735,949	19682,668	23476,408	28275,79
<i>Похибка (Регіон-разом за ВЕД)</i>	<i>235,8243</i>	<i>286,2502</i>	<i>336,6506</i>	<i>401,5384</i>	<i>483,6267</i>

Таблиця 5.5 – Потенціал теплоенергозбереження регіону за видами економічної діяльності до 2040 р., тис. Гкал

Види економічної діяльності регіону	Потенціал теплоенергозбереження, тис. Гкал				
	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Дніпропетровська</u>	<u>242,9</u>	<u>526,2</u>	<u>910,7</u>	<u>1477,4</u>	<u>2104,8</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	2,8	6,1	10,6	17,2	24,6
Промисловість	215,5	466,9	808,0	1310,8	1867,4
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	2,0	4,3	7,4	11,9	17,0
Державне управління й оборона; соціальне страхування	11,1	24,0	41,5	67,4	96,0
Освіта	4,5	9,7	16,8	27,2	38,7
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	2,3	5,0	8,7	14,1	20,0
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Інші види економічної діяльності	3,5	7,5	13,0	21,2	30,1
Разом за ВЕД	241,6	523,5	906,0	1469,8	2093,9

З урахуванням обсягів обчисленого потенціалу теплоенергозбереження обчислено сценарій II (табл. 5.6).

Таблиця 5.6 – Прогноз споживання теплової енергії за видами економічної діяльності регіону відносно показника енергоефективності 2017 р. та за прогнозом ВДВ з урахуванням технологічного потенціалу енергозбереження (сценарій II), тис. Гкал

Види економічної діяльності регіону	Прогноз теплової енергії за сценарієм II				
	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Дніпропетровська</u>	<u>13780,7</u>	<u>16496,0</u>	<u>19108,6</u>	<u>22400,6</u>	<u>26654,6</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	160,8	192,5	223,0	261,4	311,1
Промисловість	12226,9	14636,0	16954,0	19874,8	23649,2
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	111,3	133,3	154,4	180,9	215,3

Продовження таблиці 5.6

Види економічної діяльності регіону	Прогноз теплової енергії за сценарієм II				
	2020	2025	2030	2035	2040
Державне управління й оборона; соціальне страхування	628,6	752,5	871,7	1021,8	1215,9
Освіта	253,7	303,7	351,8	412,4	490,7
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	131,1	156,9	181,8	213,1	253,5
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Інші види економічної діяльності	197,4	236,3	273,7	320,8	381,8
Разом за ВЕД	13709,8	16411,1	19010,3	22285,3	26517,5
<i>Похибка (Регіон-разом за ВЕД)</i>	<i>70,9</i>	<i>84,9</i>	<i>98,3</i>	<i>115,3</i>	<i>137,2</i>

Як видно з результатів розрахунку за табл. 5.6, розходження результатів прогнозування, отриманих на рівні країни та сума за регіонами, складає 137,2 тис. Гкал. Оскільки зміна структури економіки на перспективу у цьому дослідженні не розглядалась, прогноз споживання теплової енергії виріс майже удвічі.

Узгоджений рівень прогнозу теплової енергії по країні та сумарний за регіонами представлено у табл. 5.7.

Таблиця 5.7 – Узгодження прогнозних рівнів споживання теплової енергії в регіоні до 2040 р. (регіональний рівень), тис. Гкал

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Прогноз по теплоенергоємності ВДВ регіону - $F_T(t)$	13780,7074	16496,0064	19108,6006	22400,5592	26654,6453
Споживання за ВЕД регіону - $F_d(t)$	13709,7855	16411,1103	19010,2589	22285,2755	26517,4680
$R(t)=F_T(t)-F_d(t)$	70,9219	84,8961	98,3418	115,2837	137,1772

Продовження таблиці 5.7

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Fdi(t)max - Промисловість	12226,8704	14636,0072	16954,0197	19874,7951	23649,2137
$k(t)=F_d(t)/F_{di}(t)_{max}$	1,1213	1,1213	1,1213	1,1213	1,1213
[k(t)]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
$D_n(t)=k(t)-[k(t)]$	0,1213	0,1213	0,1213	0,1213	0,1213
$n_{min}(t)=[k(t)]+1$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
$n_{max}(t)=n_{min}(t)+1$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
S(nmin(t))	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
S(nmax(t))	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167
$Y_T(n_{min})=F_T(t)-S(n_{min}(t))R(t)$	13745,2464	16453,5583	19059,4297	22342,9174	26586,0566
$Y_T(n_{max})=F_T(t)-S(n_{max}(t))R(t)$	13751,1563	16460,6327	19067,6246	22352,5240	26597,4876
$Y_T(t)=Y_T(n_{min})(1-\Delta n(t))+Y_T(n_{max})\Delta n(t)$	13745,9632	16454,4163	19060,4236	22344,0825	26587,4430
$q(t)=Y_T(t)/F_d(t)$	1,0026	1,0026	1,0026	1,0026	1,0026

Розподіл прогнозного теплоспоживання за регіонами надано у табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Узгодження прогнозних рівнів споживання теплової енергії по регіону до 2040 р. (регіональний рівень), тис. Гкал

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Дніпропетровська</u>	13746,0	16454,4	19060,4	22344,1	26587,4
Сільське господарство, мисливство, лісництво	161,2	193,0	223,6	262,1	311,9
Промисловість	12259,1	14674,6	16998,8	19927,2	23711,6
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	111,6	133,6	154,8	181,4	215,9
Державне управління й оборона; соціальне страхування	630,3	754,5	874,0	1024,5	1219,1
Освіта	254,3	304,5	352,7	413,4	492,0
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	131,4	157,3	182,2	213,6	254,2
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Інші види економічної діяльності	197,9	236,9	274,4	321,7	382,8

Аналогічні розрахунки виконано по всіх інших регіонах (Детальніше у Додатку А), та загальні результати наведено у табл. 5.9.

Таблиця 5.9 – Прогноз споживання теплової енергії за регіонами (II рівень) до 2040 р., тис. Гкал (за сумою по ВЕД в регіонах)

Регіон	2020	2025	2030	2035	2040
Вінницька	2 517,2	2 983,5	3 608,8	4 466,1	5 551,6
Волинська	971,3	1 142,9	1 394,9	1 788,3	2 111,3
Дніпропетровська	13 746,0	16 454,4	19 060,4	22 344,1	26 587,4
Донецька	6 335,1	7 692,6	9 354,4	11 424,5	15 050,1
Житомирська	1 541,1	1 860,8	2 385,4	2 860,9	3 906,5
Закарпатська	558,8	648,9	811,9	972,5	1 327,7
Запорізька	5 269,6	6 261,1	7 138,7	8 315,2	9 721,1
Івано-Франківська	2 009,9	2 357,9	2 626,6	3 141,0	3 970,6
Київська	3 209,7	3 925,9	4 596,7	5 611,8	6 756,7
Кіровоградська	1 222,5	1 424,6	1 666,1	1 993,6	2 541,5
Луганська	1 664,5	1 910,0	2 232,9	2 670,9	3 211,3
Львівська	2 018,9	2 331,8	2 837,2	3 460,9	4 245,0
Миколаївська	4 052,5	4 567,5	5 337,3	7 001,9	9 180,4
Одеська	1 426,2	1 613,5	1 885,6	2 402,2	2 949,6
Полтавська	3 223,9	3 738,6	4 278,1	5 230,7	6 290,4
Рівненська	2 047,8	2 329,2	2 901,3	3 473,2	4 443,1
Сумська	1 184,9	1 375,9	1 694,7	2 133,3	2 696,7
Тернопільська	1 006,7	1 174,6	1 268,7	1 513,9	1 817,1
Харківська	3 429,7	4 123,3	4 901,5	5 963,5	7 291,2
Херсонська	630,9	698,3	872,9	1 044,3	1 340,5
Хмельницька	1 602,2	1 838,8	2 042,1	2 440,5	2 773,3
Черкаська	3 035,8	3 753,7	4 231,0	5 295,0	6 647,0
Чернівецька	370,2	427,5	447,4	534,2	641,4
Чернігівська	972,2	1 162,2	1 288,8	1 541,8	1 748,7
м. Київ	3 458,6	3 967,7	4 576,0	5 193,5	5 653,7

Перейдемо до визначення прогнозного рівня споживання теплової енергії на I-му ієрархічному рівні. Згідно з розробленою розрахунковою математичною моделлю, що наведена у розділі 2, для обчислення сценарію I прогнозу

споживання теплової енергії, обчислюється показник енергоефективності базового року – теплоенергоємність ВДВ країни та регіонів України за 2017 р. Результати обчислення надано у табл. 5.10.

Таблиця 5.10 – Вихідні дані для обчислення прогнозу теплової енергії до 2040 р. за сценарієм І

Регіони	Показники базового 2017 р.		
	Споживання теплової енергії, тис. Гкал	ВДВ, тис. грн	Теплоенергоємність ВДВ, Гкал/грн
<u>Україна</u>	<u>58927</u>	<u>1762181</u>	<u>0,03344</u>
Вінницька	2181	53644	0,040657
Волинська	902	31076	0,029026
Дніпропетровська	11864	175519	0,067594
Донецька	5406	89983	0,060078
Житомирська	1350	36984	0,036502
Закарпатська	499	26782	0,018632
Запорізька	4580	70681	0,064798
Івано-Франківська	1750	38677	0,045247
Київська	2736	92258	0,029656
Кіровоградська	1079	31973	0,033747
Луганська	1501	18184	0,082545
Львівська	1956	89813	0,021779
Миколаївська	3632	41102	0,088366
Одеська	1269	91024	0,013941
Полтавська	2834	87687	0,03232
Рівненська	1833	29485	0,062167
Сумська	1205	33812	0,035638
Тернопільська	964	24771	0,038916
Харківська	2985	111679	0,026728
Херсонська	584	28793	0,020283
Хмельницька	1453	38177	0,03806
Черкаська	2119	42248	0,050156
Чернівецька	329	18005	0,018273
Чернігівська	854	34153	0,025005
м. Київ	3062	425667	0,007193

Продовження таблиці 5.10

Регіони	Показники базового 2017 р.		
	Споживання теплової енергії, тис. Гкал	ВДВ, тис. грн	Теплоенергоємність ВДВ, Гкал/грн
Сума за регіонами	58927	1762177	-
Похибка (Україна-сума за регіонами)		4	-

Результати обчислення за сценарієм I надано у табл. 5.11.

Таблиця 5.11 – Сценарій I прогнозу теплової енергії за регіонами та по Україні при обчислених прогнозах ВДВ та теплоенергоємності відповідного ієрархічного рівня за 2017 р. без врахування обсягів теплоенергозбереження, тис. Гкал

Регіони	Прогноз споживання теплової енергії за теплоенергоємністю базового 2017 р., тис. Гкал					
	2017-факт	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	58927	68776	81761	97100	118131	143719

З урахуванням обсягів обчисленого потенціалу теплоенергозбереження обчислено сценарій II (табл. 5.12).

Таблиця 5.12 – Сценарій II прогнозу теплової енергії за регіонами та по Україні при обчислених прогнозах ВДВ та теплоенергоємності відповідного ієрархічного рівня за 2017 р. з урахуванням обсягів теплоенергозбереження, тис. Гкал

Регіони	Прогноз споживання теплової енергії з урахуванням прогнозних обсягів теплоенергозбереження, тис. Гкал				
	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	67576	79161	92600	110831	133319
Сума за регіонами	67506	79765	93439	112818	138454
Похибка	68	80	93	113	138

Як видно з результатів розрахунку за табл. 5.12, розходження результатів прогнозування, отриманих на рівні країни та сума за регіонами, складає 3,78% у кінці прогнозного періоду.

Узгоджений рівень прогнозу теплової енергії по країні та сумарному за регіонами представлено у табл. 5.13.

Таблиця 5.13 – Узгодження прогнозних рівнів споживання теплової енергії по країні до 2040 р., млн. Гкал

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Прогноз по теплоенергоємності ВДВ регіону - $F_T(t)$	67,5760	79,1610	92,6000	110,8310	133,3190
Споживання за ВЕД регіону - $F_d(t)$	67,5062	79,7652	93,4394	112,8178	138,4540
$R(t)=F_T(t)-F_d(t)$	0,0698	-0,6042	-0,8394	-1,9868	-5,1350
$F_{di}(t)_{max}$ - Промисловість	13,7460	16,4544	19,0604	22,3441	26,5874
$k(t)=F_d(t)/F_{di}(t)_{max}$	4,9110	4,8476	4,9023	5,0491	5,2075
$[k(t)]$	4,0000	4,0000	4,0000	5,0000	5,0000
$D_n(t)=k(t)-[k(t)]$	0,9110	0,8476	0,9023	0,0491	0,2075
$n_{min}(t)=[k(t)]+1$	5,0	5,0	5,0	6,0	6,0
$n_{max}(t)=n_{min}(t)+1$	6,0	6,0	6,0	7,0	7,0
$S(n_{min}(t))$	0,3332	0,3332	0,3332	0,3332	0,3332
$S(n_{max}(t))$	0,3067	0,3067	0,3067	0,3067	0,3067
$Y_T(n_{min})=F_T(t)-S(n_{min}(t))R(t)$	67,5527	79,3623	92,8797	111,493	135,03
$Y_T(n_{max})=F_T(t)-S(n_{max}(t))R(t)$	67,5546	79,3463	92,8575	111,4403	134,8939
$Y_T(t)=Y_T(n_{min})(1-\Delta n(t))+Y_T(n_{max})\Delta n(t)$	67,554426	79,3487	92,8596	111,4904	135,001733
$q(t)=Y_T(t)/F_d(t)$	1,0007	0,9948	0,9938	0,9882	0,9751

Розподіл прогнозного теплоспоживання за регіонами надано у табл. 5.14.

Таблиця 5.14 – Прогноз теплової енергії по регіонах після узгодження, тис. Гкал

Регіон	2020	2025	2030	2035	2040
Вінницька	2 519,0	2 968,0	3 586,4	4 413,6	5 413,2
Волинська	972,0	1 136,9	1 386,2	1 767,2	2 058,6
Дніпропетровська	13 755,8	16 368,5	18 942,1	22 081,2	25 924,5
Донецька	6 339,6	7 652,5	9 296,4	11 290,1	14 674,8
Житомирська	1 542,2	1 851,1	2 370,6	2 827,3	3 809,1
Закарпатська	559,2	645,5	806,9	961,1	1 294,6
Запорізька	5 273,4	6 228,4	7 094,4	8 217,4	9 478,7

Продовження таблиці 5.14

Регіон	2020	2025	2030	2035	2040
Івано-Франківська	2 011,4	2 345,6	2 610,3	3 104,1	3 871,6
Київська	3 212,0	3 905,4	4 568,1	5 545,8	6 588,2
Кіровоградська	1 223,4	1 417,1	1 655,7	1 970,2	2 478,1
Луганська	1 665,7	1 900,0	2 219,1	2 639,4	3 131,3
Львівська	2 020,3	2 319,6	2 819,6	3 420,1	4 139,1
Миколаївська	4 055,4	4 543,6	5 304,2	6 919,5	8 951,5
Одеська	1 427,2	1 605,1	1 873,9	2 374,0	2 876,0
Полтавська	3 226,2	3 719,0	4 251,6	5 169,1	6 133,5
Рівненська	2 049,3	2 317,1	2 883,3	3 432,3	4 332,3
Сумська	1 185,7	1 368,8	1 684,2	2 108,2	2 629,5
Тернопільська	1 007,4	1 168,4	1 260,9	1 496,0	1 771,8
Харківська	3 432,1	4 101,8	4 871,1	5 893,3	7 109,4
Херсонська	631,4	694,6	867,5	1 032,0	1 307,1
Хмельницька	1 603,3	1 829,2	2 029,5	2 411,7	2 704,1
Черкаська	3 037,9	3 734,1	4 204,7	5 232,7	6 481,3
Чернівецька	370,4	425,3	444,6	527,9	625,4
Чернігівська	972,9	1 156,1	1 280,8	1 523,7	1 705,1
м. Київ	3 461,1	3 947,0	4 547,6	5 132,4	5 512,7

5.3 Прогнозна потреба у електроенергії в регіонах України до 2040 р

Аналогічно до п.5.2 виконано розрахунок прогнозного попиту на електричну енергію для трьох рівнів економіки (табл. 5.15-5.22). Сценарій I передбачає прогноз потреби в електроенергії за структурою економіки 2017 р. і відповідному рівні енергоефективності 2017 р. на перспективу до 2040 р. Сценарій II передбачає впровадження заходів з технологічного енергозбереження за умови структури економіки 2017 р.

Узгоджений рівень прогнозу електричної енергії по країні та сумарному за регіонами представлено у табл. 5.15 – 5.22. На нижньому рівні для прикладу було обрано довільний регіон, а саме Львівську область.

Таблиця 5.15 – Вихідні дані для обчислення прогнозу електричної енергії до 2040 р. за сценарієм І

Види економічної діяльності регіону	Електроємність ВДВ у 2017 р., кВт год/грн	2017 р. - факт
<u>Львівська</u>	0,02826	2 538,5175
Сільське господарство, мисливство, лісництво	0,00966	83,3306
Промисловість	0,07099	1 460,0359
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	0,05064	382,0254
Державне управління й оборона; соціальне страхування	0,05577	75,1271
Освіта	0,00788	54,5044
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	0,00922	57,9850
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,00367	12,5180
Інші види економічної діяльності	0,01176	412,9907
Разом за ВЕД	-	2 538,5171
<i>Похибка (Регіон-разом за ВЕД)</i>	-	0,0004

Таблиця 5.16 – Потенціал електрозбереження регіону за видами економічної діяльності до 2040 р., тис. кВт год

Види економічної діяльності регіону	Потенціал електрозбереження, тис. кВт год				
	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Львівська</u>	<u>36,3490</u>	<u>78,7562</u>	<u>136,3088</u>	<u>221,1232</u>	<u>315,0248</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	1,1932	2,5853	4,4745	7,2587	10,3412
Промисловість	20,9062	45,2969	78,3984	127,1797	181,1875
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	5,4702	11,8521	20,5133	33,2772	47,4086
Державне управління й оборона; соціальне страхування	1,0757	2,3308	4,0340	6,5441	9,3231

Продовження таблиці 5.16

Види економічної діяльності регіону	Потенціал електрозбереження, тис. кВт год				
	2020	2025	2030	2035	2040
Освіта	0,7804	1,6910	2,9267	4,7477	6,7639
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	0,8303	1,7990	3,1136	5,0509	7,1958
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	0,1792	0,3884	0,6722	1,0904	1,5535
Інші види економічної діяльності	5,9136	12,8128	22,1760	35,9745	51,2513
Разом за ВЕД	36,3490	78,7562	136,3088	221,1231	315,0248

Таблиця 5.17 – Прогноз споживання електроенергії за видами економічної діяльності регіону відносно показника енергоефективності 2017 р. та за прогнозом ВДВ з урахуванням технологічного потенціалу енергозбереження (сценарій II), тис. кВт год

Види економічної діяльності регіону	Прогноз електроенергії за сценарієм II				
	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Львівська</u>	<u>3 107,6375</u>	<u>3 614,1729</u>	<u>4 424,8088</u>	<u>5 434,5935</u>	<u>6 695,5060</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	95,3728	110,8423	135,6205	166,4586	204,9910
Промисловість	1 671,0265	1 942,0681	2 376,2069	2 916,5217	3 591,6477
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	437,2321	508,1515	621,7459	763,1219	939,7719
Державне управління й оборона; соціальне страхування	85,9838	99,9304	122,2693	150,0715	184,8106
Освіта	62,3809	72,4991	88,7059	108,8763	134,0793
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	66,3644	77,1288	94,3705	115,8290	142,6415
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	14,3270	16,6508	20,3730	25,0056	30,7939

Продовження таблиці 5.17

Види економічної діяльності регіону	Прогноз електроенергії за сценарієм II				
	2020	2025	2030	2035	2040
Інші види економічної діяльності	472,6722	549,3400	672,1419	824,9772	1 015,9456
Разом за ВЕД	2 905,3597	3 376,6109	4 131,4338	5 070,8618	6 244,6814
<i>Похибка (Регіон-разом за ВЕД)</i>	202,2778	237,5619	293,3750	363,7317	450,8245

Таблиця 5.18 – Узгодження прогнозних рівнів споживання електроенергії по Дніпропетровській області до 2040 р., тис. кВт год

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Прогноз по електроємності ВДВ регіону - $F_T(t)$	3 107,6375	3 614,1729	4 424,8088	5 434,5935	6 695,5060
Споживання за ВЕД регіону - $F_d(t)$	2 905,3597	3 376,6109	4 131,4338	5 070,8618	6 244,6814
$R(t)=F_T(t)-F_d(t)$	202,2778	237,5619	293,3750	363,7317	450,8245
$F_{di}(t)_{max}$ - Промисловість	1 671,0265	1 942,0681	2 376,2069	2 916,5217	3 591,6477
$k(t)=F_d(t)/F_{di}(t)_{max}$	1,7387	1,7387	1,7387	1,7387	1,7387
$[k(t)]$	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
$D_n(t)=k(t)-[k(t)]$	0,7387	0,7387	0,7387	0,7387	0,7387
$n_{min}(t)=[k(t)]+1$	2,0	2,0000	2,0000	2,0000	2,0000
$n_{max}(t)=n_{min}(t)+1$	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000
$S(n_{min}(t))$	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
$S(n_{max}(t))$	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167
$Y_T(n_{min})=F_T(t)-S(n_{min}(t))R(t)$	3 006,4986	3 495,3919	4 278,1213	5 252,7277	6 470,0937
$Y_T(n_{max})=F_T(t)-S(n_{max}(t))R(t)$	3 023,3544	3 515,1879	4 302,5683	5 283,0374	6 507,6609
$Y_T(t)=Y_T(n_{min})(1-\Delta n(t))+Y_T(n_{max})\Delta n(t)$	3 018,9494	3 510,0146	4 296,1795	5 275,1165	6 497,8434
$q(t)=Y_T(t)/F_d(t)$	1,0391	1,0395	1,0399	1,0403	1,0405

Таблиця 5.19 – Узгоджений прогноз електроенергії до 2040 р. по Львівській обл. за ВЕД, тис. кВт год

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
<u>Львівська</u>	<u>3 018,9494</u>	<u>3 510,0146</u>	<u>4 296,1795</u>	<u>5 275,1165</u>	<u>6 497,8434</u>
Сільське господарство, мисливство, лісництво	99,1015	115,2215	141,0285	173,1635	213,3014
Промисловість	1 736,3580	2 018,7957	2 470,9608	3 033,9995	3 737,2546
Транспорт, складське гос-во, поштова і кур'єрська діяльність	454,3264	528,2276	646,5388	793,8605	977,8706
Державне управління й оборона; соціальне страхування	89,3454	103,8784	127,1449	156,1164	192,3029
Освіта	64,8197	75,3634	92,2431	113,2618	139,5149
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	68,9591	80,1760	98,1337	120,4946	148,4242
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	14,8871	17,3087	21,1854	26,0128	32,0423
Інші види економічної діяльності	491,1521	571,0434	698,9443	858,2074	1 057,1325

Таблиця 5.20 – Прогноз споживання електричної енергії за регіонами (II рівень) до 2040 р., млн. кВт (за сумою по ВЕД в регіонах)

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Вінницька	2 215,6266	2 639,2979	3 207,5954	3 989,0875	4 973,5802
Волинська	865,6839	995,4146	1 170,1613	1 494,5931	1 910,6312
Дніпропетровська	26 938,4977	32 404,4483	37 738,7809	44 515,3770	53 202,1150
Донецька	10 983,6549	13 400,0516	16 368,3201	20 089,6050	26 508,0173
Житомирська	1 451,0813	1 760,5437	2 265,2955	2 730,7884	3 731,9271
Закарпатська	622,7349	727,0721	913,7306	1 100,5904	1 503,8759
Запорізька	10 370,9938	12 383,8891	14 200,3695	16 648,9882	19 561,9808
Івано-Франківська	2 874,8076	3 390,0628	3 799,8876	4 572,2102	5 796,9752
Київська	3 520,0783	4 325,2534	5 089,8088	6 245,5063	7 547,8794
Кіровоградська	2 595,3113	3 040,2441	3 575,0229	4 303,3930	5 500,5397
Луганська	2 350,7395	2 712,2972	3 188,6210	3 837,2619	4 633,4536
Львівська	3 018,9494	3 510,0146	4 296,1795	5 275,1165	6 497,8434
Миколаївська	3 524,3657	3 995,1594	4 695,4317	6 185,5028	8 125,2481
Одеська	3 136,4903	3 568,8222	4 194,6222	5 369,4907	6 616,4209

Продовження таблиці 5.20

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Полтавська	4 663,1390	5 436,4460	6 257,6098	7 693,9430	9 291,5165
Рівненська	2 997,8355	3 428,9851	4 290,8167	5 166,3625	6 625,7339
Сумська	1 442,5211	1 687,8025	2 092,4230	2 651,1850	3 363,6693
Тернопільська	578,9285	680,0443	740,9948	891,5008	1 076,2846
Харківська	4 791,7069	5 789,7045	6 917,7050	8 462,0957	10 383,0099
Херсонська	1 220,3539	1 358,8615	1 706,6676	2 054,0847	2 643,4409
Хмельницька	2 143,0412	2 473,0494	2 764,4226	3 324,8979	3 801,6323
Черкаська	2 383,2702	2 954,4465	3 340,6497	4 192,0709	5 270,7757
Чернівецька	206,5399	215,3254	191,3011	191,5354	198,7385
Чернігівська	1 041,8315	1 251,5578	1 396,4289	1 680,7135	1 917,3525
м. Київ	5 797,2297	6 687,2289	7 757,5198	8 869,9513	9 729,4447

Таблиця 5.21 – Узгодження прогнозних рівнів споживання електричної енергії по країні

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Прогноз по електроємності ВДВ регіону - $F_T(t)$	103338 230,2	121676 066,7	143090 425,0	172258 527,9	208050 947,9
Споживання за ВЕД регіону - $F_d(t)$	101621 823,3	120682 619,5	141995 620,9	171331 597,5	210158 925,3
$R(t)=F_T(t)-F_d(t)$	1 716 406,9	993 447,2	1 094 804,1	926 930,4	-2 107 977,4
$F_{di}(t)_{max}$ - Дніпропетровська	26 938 497,7	32 404 448,3	37 738 780,9	44 515 377,0	53 202 115,0
$k(t)=F_d(t)/F_{di}(t)_{max}$	3,7724	3,7243	3,7626	3,8488	3,9502
$[k(t)]$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
$D_n(t)=k(t)-[k(t)]$	0,7724	0,7243	0,7626	0,8488	0,9502
$n_{min}(t)=[k(t)]+1$	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
$n_{max}(t)=n_{min}(t)+1$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
$S(n_{min}(t))$	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167	0,4167
$S(n_{max}(t))$	0,3611	0,3611	0,3611	0,3611	0,3611
$Y_T(n_{min})=F_T(t)-S(n_{min}(t))R(t)$	102623054,9	121262127,0	142634253,0	171872303,8	208929278,9
$Y_T(n_{max})=F_T(t)-S(n_{max}(t))R(t)$	102718435,7	121317332,9	142695091,2	171923813,3	208812138,6
$Y_T(t)=Y_T(n_{min})(1-\Delta n(t))+Y_T(n_{max})\Delta n(t)$	102696723,6	121302110,5	142680647,7	171916026,0	208817972,3
$q(t)=Y_T(t)/F_d(t)$	1,0106	1,0051	1,0048	1,0034	0,9936

Таблиця 5.22 – Узгоджений прогноз електроенергії до 2040 р. по регіонах за ВЕД, тис. кВт год

Показники	2020	2025	2030	2035	2040
Україна	102 696 723,6	121 302 110,5	142 680 647,7	171 916 026,0	208 817 972,3
Вінницька	2 239 062,3	2 652 846,0	3 223 069,8	4 002 694,6	4 941 845,5
Волинська	874 840,7	1 000 524,3	1 175 806,5	1 499 691,3	1 898 440,1
Дніпропетровська	27 223 438,4	32 570 787,6	37 920 843,4	44 667 223,2	52 862 650,3
Донецька	11 099 834,0	13 468 837,1	16 447 285,5	20 158 132,6	26 338 878,6
Житомирська	1 466 430,0	1 769 581,0	2 276 223,9	2 740 103,4	3 708 114,9
Закарпатська	629 321,9	730 804,3	918 138,6	1 104 344,6	1 494 280,2
Запорізька	10 480 692,6	12 447 458,4	14 268 876,1	16 705 779,5	19 437 162,4
Івано-Франківська	2 905 215,8	3 407 464,7	3 818 219,3	4 587 806,5	5 759 986,7
Київська	3 557 311,8	4 347 455,9	5 114 363,5	6 266 810,3	7 499 719,0
Кіровоградська	2 622 763,1	3 055 850,3	3 592 269,9	4 318 072,3	5 465 442,6
Луганська	2 375 604,4	2 726 220,0	3 204 003,8	3 850 351,2	4 603 889,1
Львівська	2 936 091,3	3 393 944,2	4 151 365,5	5 088 159,5	6 204 836,9
Миколаївська	3 561 644,5	4 015 667,4	4 718 083,8	6 206 602,1	8 073 403,6
Одеська	3 169 666,4	3 587 141,8	4 214 858,2	5 387 806,6	6 574 203,7
Полтавська	4 712 463,2	5 464 352,5	6 287 798,3	7 720 187,8	9 232 230,5
Рівненська	3 029 544,9	3 446 586,9	4 311 516,8	5 183 985,5	6 583 457,3
Сумська	1 457 779,3	1 696 466,3	2 102 517,5	2 660 228,4	3 342 206,9
Тернопільська	585 052,1	683 535,1	744 569,5	894 541,8	1 069 417,2
Харківська	4 842 390,9	5 819 424,4	6 951 078,0	8 490 960,7	10 316 759,4
Херсонська	1 233 262,2	1 365 836,8	1 714 901,1	2 061 091,3	2 626 574,0
Хмельницька	2 165 709,2	2 485 744,1	2 777 759,0	3 336 239,4	3 777 375,4
Черкаська	2 408 479,2	2 969 612,4	3 356 765,9	4 206 370,4	5 237 144,7
Чернівецька	208 724,6	216 430,7	192 224,0	192 188,7	197 470,4
Чернігівська	1 052 851,5	1 257 982,3	1 403 165,6	1 686 446,6	1 905 118,5
м. Київ	5 858 549,6	6 721 555,9	7 794 944,2	8 900 207,5	9 667 364,4

5.4 Прогнозний попит на енергетичні ресурси в Україні до 2040 р. з урахуванням потреби населення

Прогноз споживання теплової енергії для населення визначається методикою запропонованою в роботі [54]. Результати прогнозової оцінки, що наведені у даній роботі, представлені у табл. 5.23.

Таблиця 5.23 – Прогнозна потреба у тепловій енергії для населення на опалення і гаряче водопостачання, млн Гкал

Показники	2017-факт	2025	2030	2035	2040
Споживання населення з технологічним енергозбереженням	160,8	154,4	147,9	147,6	178,1

Прогнозування попиту на теплову енергію в Україні до 2040 р. з урахуванням технологічного енергозбереження (без структурних змін в економіці), сумарний результат представлено у табл. 5.24.

Таблиця 5.24 – Прогнозна потреба у тепловій енергії для населення на опалення і гаряче водопостачання, млн Гкал

Показники	2017	2025	2030	2035	2040
Узгоджений прогноз споживання по країні «країна-регіони	55,4	62,3	74,4	84,2	92,1
Споживання населення (ЦТП+ДТП) з технологічним енергозбереженням*	160,8	154,4	147,9	164,1	178,1
Разом, нетто	219,4	216,7	222,3	248,3	270,2
Втрати в теплових мережах	43,9	42,6	38,7	37,7	36,8
Разом, брутто	263,3	246	261	286	307

* До 2030р. знижується споживання завдяки утепленню будівель та зниженню втрат в теплових мережах, після 2030 р. підвищується комфортність, збільшується площа на 1 особу [113]

5.5 Апробація моделі, порівняння отриманих прогнозних рішень отриманих за допомогою триетапного та двоетапного методів

Для перевірки достовірності отриманих результатів проведено порівняння результатів отриманих запропонованим триетапним методом та існуючим двоетапним. Результати наведено у табл. 5.25.

Таблиця 5.25 – Результати прогнозування попиту на теплову енергію за дво-та триетапним методами для консервативного сценарію, млн Гкал

Показники	Факт	Прогноз відносно 2017 р.					
		2025		2030		2040	
	2017	2-х ет.	3-х ет.	2-х ет.	3-х ет.	2-х ет.	3-х ет.
Країна (TOP-рівень) без урахування населення	58,6	77,2		94,3		126,7	
Сумарне споживання за регіонами (DOWN-рівень I)	58,9		78,6		96,0		133,0
Сумарне споживання за ВЕД (DOWN-рівень)	58,6	68,9	79,8	79,2	93,4	103,3	138,4
Узгоджений прогноз TOP-DOWN	58,6	73,6	77,4	87,8	94,5	116,7	128,3
Населення за нормами	160,8	180,9		181,5		208,6	
Разом по країні	219,4	254,5	258,3	269,3	276,0	325,3	336,9

Таблиця 5.26 – Результати прогнозування попиту на електричну енергію за песимістичним та консервативним сценаріями, млн кВт год

Прогнозні показники за сценаріями I та II	2030		2040	
	I	II	I	II
Прогноз ВДВ країни у цінах 2015 р. за сценаріями розвитку економіки, млрд грн	2 451	2 549	3 627	3 821
Економія електричної енергії при структурних змінах, млн кВт·год	0	8 874	0	19 100
Економія від технологічних змін, млн кВт·год	0	10993	0	18548
<u>Споживання електроенергії по країні з населенням (TOP), млн кВт·год</u>	<u>148 015</u>	<u>128 148</u>	<u>219 082</u>	<u>181 434</u>

Продовження таблиці 5.26

Прогнозні показники за сценаріями I та II	2030		2040	
	I	II	I	II
<u>Споживання електричної енергії за сумою споживання за видами економічної діяльності та для населення (DOWN i), млн кВт·год</u>	<u>139 607</u>	<u>119 740</u>	<u>191 006</u>	<u>153 357</u>
<u>Споживання електричної енергії за сумою споживання за регіонами та для населення (DOWN r), млн кВт·год</u>	<u>147 590</u>	<u>136 714</u>	<u>218 876</u>	<u>198 328</u>

Таблиця 5.27 – Оцінка достовірності прогнозів споживання на 2020 р., розрахованих за прогнозом ВДВ у цінах 2015р., отриманих за триетапним методом

Показник	2020 р. 2 ет.	2020 р. 3 ет.	2020 р. факт
Споживання електроенергії, тис. кВт·год	102 868,1	104 537,03	113 216,0
Споживання теплової енергії, тис. Гкал	63 106,52	64 130,36	68 337,88

Висновки до розділу 5

1. З урахуванням очікуваних втрат енергоресурсів, що після 2035 року прийдуть до нормативних показників, та попиту на енергоресурси для населення визначено загальний попит на теплову та електричну енергію до 2040 року по країні, регіонах та видах економічної діяльності регіонів країни за прогнозною регіональною структурою відносно 2017 року. Прогнози виконано у довоєнний період станом на 31.12 2021 р. із врахуванням потенціалу енергозбереження в регіонах відповідно до регіональних програм енергоефективності та можливого потенціалу енергозбереження на ТЕЦ при їх модернізації (відповідно до результатів Розділу 4). Вони враховують ті тенденції, які були закладені для подолання ковід-пандемії (темпи відновлення економіки після стагнації).

2. Розроблений триетапний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси: електричну і теплову енергію дає прийнятну збіжність із результатами прогнозів, отриманих за двоетапним методом, що дозволяє його використовувати в разі наявності статистичної інформації лише в регіональному розрізі. Оцінка достовірності прогнозів на 2020 р. відносно фактичних даних показує трохи занижені дані з похибкою у 7,7% для електроенергії та 6,2% для теплової енергії. Така збіжність є в межах прийнятної похибки.

ВИСНОВКИ

1. Аналіз існуючих вітчизняних та закордонних моделей довгострокового прогнозування попиту на енергоресурси показав, що прогнозування попиту на енергетичні ресурси потребує дуже детальної багаторічної статистичної інформації. В умовах воєнного часу в Україні таких можливостей наразі немає. Враховуючи це було розвинуто комплексний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси, розроблений в Інституті загальної енергетики НАН України, який на відміну від існуючого (двоетапного), що узгоджує прогнози, отримані на двох рівнях економіки: верхньому (країна) і нижньому (види економічної діяльності), дає можливість отримувати прогнозні рівні споживання енергетичних ресурсів на трьох ієрархічних рівнях економіки та ґрунтується на статистичних даних, що є у відкритому доступі.

2. Для відповідних ієрархічних рівнів розроблено трьохрівневу математичну модель прогнозування енергоспоживання з урахуванням регіональних особливостей економіки, систему показників енергетичної ефективності, оцінено потенціали енергозбереження на регіональних рівнях, які сумарно у кінці прогнозного періоду 2040 р. дорівнюють 10,4 млн Гкал теплової енергії та 18,5 млн МВт·год електричної енергії. Запропонована модель повністю враховує потенціали енергозбереження в регіонах України в залежності від обсягів реалізації програм та заходів з підвищення енергоефективності на рівні регіонів та за окремими видами економічної діяльності в регіонах, що набуває практичного значення внаслідок адміністративної реформи та зміни звітності статистичних даних у відкритому доступі.

3. Адаптовано метод узгодження прогнозних рішень для розробленої трьохрівневої математичної моделі прогнозування енергоспоживання та запропоновано узгоджувати отримані прогнози за двома етапами: I-е узгодження – між сумарним обсягом енергоресурсу за ВЕД в регіоні та регіональним обсягом енергоспоживання з подальшим підсумовуванням по всіх регіонах і II-е узгодження – між сумарним регіональним рівнем і національним з подальшим

розподілом остаточно узгодженого прогнозу зверху вниз, що дозволило точно та повністю розподілити обчислений потенціал енергозбереження на всіх ієрархічних рівнях економіки. Для прикладу на першому етапі узгодження прогнозних рівнів теплової енергії у 2040р. різниця складала 6% та значення на третьому та другому рівнях були 138,5 та 133,3 млн Гкал відповідно. Тоді як після першого узгодження отримали 135,0 млн Гкал. Після другого етапу узгодження отримали новий кінцевий прогнозний рівень – 128,3 млн Гкал.

4. Для оцінки енергетичної ефективності сумісного виробництва теплової та електричної енергії удосконалено метод визначення повної енергоемності теплової та електричної енергії при їх сумісному виробництві на ТЕЦ на основі загального удосконаленого методу визначення повної енергоемності багатопродуктового виробництва, з розподілом спільних енерговитрат за термодинамічним методом для котельного і турбінного цехів та пропорційно обсягам виробництва продукції для інших допоміжних цехів та складових повної енергоемності продукції. Відповідно до вище викладеного, запропоновані зміни, а саме коефіцієнти розподілу спільних енерговитрат при сумісному виробництві енергоносіїв за повним технологічним циклом, новий показник технологічної енергоемності продукції, розрахункова математична модель обчислення прямої, технологічної, повної заводської та повної енергоемності теплової та електричної енергії при їх сумісному виробництві, використані при підготовці проекту змін та доповнень до діючого ДСТУ 3682-98, який пройшов рецензування та рекомендований технічним комітетом ТК 48 Енергозбереження Державного комітету стандартизації України до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р.

5. Для оцінки показника технічно можливого потенціалу енергозбереження вперше використано новий показник технологічної енергоемності енергоносіїв та застосовано новий метод його визначення, яка враховує крім питомих енергетичних витрат на основні та допоміжні технологічні процеси ще й енергоемність природозахисних заходів які раніше враховувались лише у повній енергоемності продукції. Для визначення економічно доцільного потенціалу

енергозбереження рекомендовано використовувати показник повної заводської енергоемності, що включає крім технологічної складової ще й енергоемність основних виробничих фондів та енергоемність трудовитрат із запропонованим показником розподілу спільних енергетичних витрат. Згідно із запропонованим методом даного показника, при заміщенні традиційної паротурбінної технології новітньою з модернізацією основного та допоміжного обладнання на базі парової турбіни Т-110/120-130, технічно можливий потенціал енергозбереження складе 392,3 тис. ГДж (9,37 тис. т н. е.) щомісячно на відпуск електричної енергії, та 82,97 тис. ГДж (1,98 тис. т н. е.) щомісячно на відпуск теплової енергії. В паливному еквіваленті щомісячна економія складе 13300 тис. м куб. природного газу або 11,35 тис. т н. е.

6. З урахуванням очікуваних втрат енергоресурсів, що після 2035 року прийдуть до нормативних показників, та попиту на енергоресурси для населення визначено загальний попит на теплову та електричну енергію до 2040 року по країні, регіонах та видах економічної діяльності регіонів країни за прогнозною регіональною структурою відносно 2017 року. Прогнози виконано у довоєнний період станом на 31.12 2021 р. із врахуванням потенціалу енергозбереження в регіонах відповідно до регіональних програм енергоефективності та можливого потенціалу енергозбереження на ТЕЦ при їх модернізації (відповідно до результатів Розділу 4). Очікується прогнозне споживання електричної енергії у 2030 р. – 142,68 млн кВт год , у 2040 р. – 208,82 млн кВт год. Відповідно, очікується споживання теплової енергії на рівні 94,5 млн Гкал – у 2030 р., на 128,3 млн Гкал у 2040 р. Розроблений триетапний метод прогнозування попиту на енергетичні ресурси: електричну і теплову енергію дає прийнятну збіжність до 2% із результатами прогнозів, отриманих за комплексним методом, що дозволяє його використовувати в разі наявності статистичної інформації лише в регіональному розрізі. Оцінка достовірності прогнозів на 2020 р. відносно фактичних даних показує трохи занижені дані з похибкою у 7,7% для електроенергії та 6,2% для теплової енергії. Така збіжність є в межах прийнятної похибки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. В. В. Горський та О. Є. Маляренко, Удосконалений підхід до оцінки енергоефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях, *Проблеми загальної енергетики*, т. 4, № 59, pp. С. 24-31, 2019.
2. В. В. Горський, О. І. Тесленко та О. Є. Маляренко, Аналіз тенденцій та напрямів розвитку теплової електроенергетики в Україні, *Проблеми загальної енергетики*, т. 1, № 60, pp. С. 38-46, 2020.
3. Н. Ю. Майстренко, О. Є. Маляренко та В. В. Горський, Триетапний метод прогнозування рівнів енергоспоживання в економіці з урахуванням регіональних потенціалів енергозбереження, *Проблеми загальної енергетики*, т. 3, № 62, pp. 37-45, 2020.
4. V. Horskyj, O. Maliarenko, V. Stanytsina, O. Bogoslavska та H. Kuts, An Improved Approach to Evaluation of the Efficiency of Energy Saving Measures Based on the Indicator of Products Total Energy Intensity., в *In: Babak V., Isaienko V., Zaporozhets A. (eds) Systems, Decision and Control in Energy I*, 2020, pp. P. 201-216.
5. В. В. Горський, О. Є. Маляренко та Н. Ю. Майстренко, Прогноз споживання палива та вугілля в Україні до 2040 р. за комплексним методом, *Проблеми загальної енергетики*, т. 3, № 66, pp. С. 28-35, 2021.
6. В. В. Горський, О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстренко та О. І. Тесленко, Матеріали XII Міжнародної онлан-конференції "Проблеми теплофізики та теплоенергетики", в *Прогнозний попит на теплову енергію за моделлю "країна-регіони-сектори економіки"*, Київ, 26-27 жовтня 2021.
7. V. Horskyj, N. Majstrenko, O. Maliarenko та O. Teslenko, Book of Abstracts of the 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters, в *Three-level model of forecasting demand for energy resources at different hierarchy levels of*

economy, Kyiv, 24-27 May 2022.

8. В. В. Горський, Збірник тез XL науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, в *Триетапний метод прогнозування попиту на електроенергію*, Київ, 11 травня 2022.

9. С. В. Глівенко, Економічне прогнозування: навч. посібник для екон. спец., Суми: Університетська книга, 2004, р. 208 с..

10. В. К. Добровольський, О. В. Стогній, В. О. Костюк та М. І. Каплін, Економіко-математичне моделювання енергетичних систем, Київ: Наукова думка, 2013, р. 250 с..

11. Б. З. Пирифшвили, М. М. Ворончук та Е. И. Галиновський, Имитационное моделирование в энергетике, п. р. Б. Данилишина, Ред., Київ: Наукова думка, 2008, р. С. 303.

12. Д.П. Сас, Прогнозування попиту на електричну енергію за допомогою методу UP-DOWN, *Проблеми загальної енергетики*, № Вип. №3 (34), pp. С. 11-16, 2013.

13. М. О. Круцяк, Прогнозування попиту на вітчизняному ринку електричної енергії на основі результатів аналізу динаміки соціально-економічних показників, *Економічний аналіз*, т. 28, № 3, pp. С. 37-46, 2018.

14. M. Elkamel, L. Schleider, E. L. Pasilliao, A. Diabat та Q. P. Zheng, Long-Term Electricity Demand Prediction via Socioeconomic Factors—A Machine Learning Approach with Florida as a Case Study, *Energies*, т. 13, № 15, 2020.

15. Tarek N. Atalla та Lester C. Hunt, Modelling residential electricity demand in the GCC countries, *Energy Economics*, № 59, pp. P. 149-158, 2016.

16. Dimitrios Angelopoulos, Yannis Siskos та John Psarras, Disaggregating time series on multiple criteria for robust forecasting: The case of long-term electricity demand in Greece, *European Journal of Operational*

Research, т. 275, № 1, pp. P. 252-265, 2019.

17. T. Ahmed, Dao Hoang Vu, Kashem Muttaqi та Ashish Prakash Agalgaonkar, Load forecasting under changing climatic conditions for the city of Sydney, Australia, *Energy*, т. 142, pp. P. 911-919, 2018.

18. Dao Hoang Vu, Kashem Muttaqi та Ashish Prakash Agalgaonkar, A variance inflation factor and backward elimination based robust regression model for forecasting monthly electricity demand using climatic variables, *Applied Energy*, т. 140, pp. P. 385-394, 2015.

19. Siyan Wang, Xun Sun та Upmanu Lall, A hierarchical Bayesian regression model for predicting summer residential electricity demand across the U.S.A., *Energy*, т. 140, № 1, pp. P. 601-611, 2017.

20. B. D. Ripley, *Pattern Recognition and Neural Networks*. Cambridge University Press. ISBN 978-0-521-71770-0, 2007.

21. M. E. Günay, Forecasting annual gross electricity demand by artificial neural networks using predicted values of socio-economic indicators and climatic conditions: Case of Turkey, *Energy Policy*, т. 90, pp. P. 91-101, 2016.

22. N. A. Mohammed, Modelling of unsuppressed electrical demand forecasting in Iraq for long term, *Energy*, т. 162, pp. P. 354-363, 2018.

23. S. Saravanan, S. Kannan та C. Thangaraj, Prediction of india's electricity demand using anfis, *Acta journal on soft computing*, т. 05, № 03, pp. P. 985-990, 2015.

24. Komi Nagbe, Jairo Cugliari та Julien Jacques, Short-Term Electricity Demand Forecasting Using a Functional State Space Model, *Energies*, т. 11, № 5, p. P., 2018.

25. Jie Liang та Yi Liang, Analysis and Modeling for China's Electricity Demand Forecasting Based on a New Mathematical Hybrid Method, *Information*, т. 8, № 33, p. P., 2017.

26. Yaoyao He, Yang Qin, Shuo Wang, Xu Wang та Chao Wang,

Electricity consumption probability density forecasting method based on LASSO-Quantile Regression Neural Network, *Applied Energy*, Томи %1 з %2233-234, pp. P. 565-575, 2019.

27. О.С. Живогляд, Прогнозування електроспоживання на базі нейронної мережі, *ElectronAcoustEng*, т. 2, № 1, 2019.

28. Ali Lahouar та Jaleleddine Ben Hadj Slama, Day-ahead load forecast using random forest and expert input selection, *Energy Conversion and Management*, т. 103, pp. P. 1040-1051, 2015.

29. Yu-Tung Chen, Eduardo Piedad та Cheng-Chien Kuo, Energy Consumption Load Forecasting Using a Level-Based Random Forest Classifier, *Symmetry*, т. 11, № 8, p. P., 2019.

30. Fuat Egelioglu, Abdulmajeed Abd Mohamad та Hal M. Güven, Economic variables and electricity consumption in Northern Cyprus, *Energy*, т. 26, № Issue 4, pp. P. 355-362, 2001.

31. John L. Harris та Lon-Mu Liu, Dynamic structural analysis and forecasting of residential electricity consumption, *International Journal of Forecasting*, т. 9, № Issue 4, pp. P. 437-455, 1993.

32. Yuk Yee Yan, Climate and residential electricity consumption in Hong Kong, *Energy*, т. 23, № Issue 1, pp. P. 17-20, 1998.

33. J. V. Rajan M, Modelling of electrical energy consumption in Delhi, *Energy*, № 24(4), pp. P. 351-361, 1999.

34. T. V. Fung YH, IEE Second International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, в *Forecasting of electricity consumption: a comparative analysis of regression and artificial neural network models*, Hong Kong, 1993.

35. X. Q. Liu, B. Ang та T. Goh, IEEE International Joint Conference on Neural Networks, в *Forecasting of electricity consumption: a comparison between an econometric model and a neural network model*, Singapore, 1991.

36. Hyder G. Lakhani та Balu Bumb, Forecasting demand for electricity in Maryland: an econometric approach, *Technological Forecasting and Social Change*, № 11(3), pp. P. 237-259, 1978.

37. Н. В. Касьянова та Ю. О. Левшова, Комплексна модель оцінки енергоспоживання в геріоні, *Научний вестник ДГМА*, т. 2, № 14Е, pp. С. 164-171, 2014.

38. Xiao-Chen Yuan, Xun Sun, Weigang Zhao, Zhifu Mi, Bing Wang та Yi-Ming Wei, Forecasting China's regional energy demand by 2030: A Bayesian approach, *Resources, Conservation & Recycling*, № 127, pp. P. 85-95, 2017.

39. Geng Wu, Yi-Chung Hu, Yu-Jing Chiu та Shu-Ju Tsao, A new multivariate grey prediction model for forecasting China's regional energy consumption, *Environment, Development and Sustainability*, 2022.

40. М. М. Кулик, Н. Ю. Майстрекно та О. Є. Маляренко, Двоетапний метод прогнозування перспективного попиту на енергетичні ресурси, *Енерготехнології та ресурсозбереження*, № №5-6, pp. С.25-33, 2015.

41. О. Є. Маляренко та Н. Ю. Майстрекно, Прогнозування рівнів споживання паливно-енергетичних ресурсів з урахуванням потенціалу енергозбереження при структурних змінах в економіці, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 41, pp. С.5-22, 2015. -.

42. Н. Ю. Майстрекно, Удосконалена чотирьохрівнева методика прогнозування рівнів енергоспоживання з урахуванням структурних зрушень в економіці, *Проблеми загальної енергетики*, т. 3, № 50, pp. С. 15-22, 2017.

43. М. М. Кулик, О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстрекно, В. В. Станиціна та Г. О. Куц, Енергоефективність та прогнозування енергоспоживання на різних ієрархічних рівнях економіки: методологія, прогнозні оцінки до 2040 року, Київ: Наукова думка, 2021, р. С. 234.

44. М. М. Кулик, Методи узгодження прогнозних рішень, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 37, pp. С. 5-12, 2014.

45. О. Є. Маляренко та Г. О. Куц, Матеріали XVIII міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті", в *Методичний підхід до визначення прогнозних рівнів попиту на теплову енергію з урахуванням потенціалу теплозбереження.*, Київ, 27-29 вересня 2017 р..

46. Г. О. Куц, О. Є. Маляренко, В. В. Станиціна та О. Ю. Богославська, Оцінка стану та прогноз споживання палива та енергії для систем теплопостачання України з урахуванням регіональних особливостей, *Проблеми загальної енергетики.*, т. 4, № 51, pp. С. 23-32, 2017.

47. К. О. Братковська, Щодо енергетичної моделі сталого споживання теплової енергії, *Ефективна економіка*, № №11, 2015.

48. Saloux E. та Candanedo J. A., Forecasting District Heating Demand using Machine Learning Algorithms, *Energy Procedia*, № Volume 149, pp. Pages 59-68, September 2018.

49. Idowu S., Saguna S., Åhlund Ch. та Schelén O., Applied machine learning: Forecasting heat load in district heating system, *Energy and Buildings*, № Volume 133, pp. Pages 478-488, 1 December 2016.

50. Головне управління статистики в м. Києві, Онлайновий . Available: <http://www.kyiv.ukrstat.gov.ua/>. Дата звернення: 27 01 2022 .

51. Державна служба статистики в Україні, Онлайновий . Available: <https://www.ukrstat.gov.ua/>. Дата звернення: 15 07 2022 .

52. О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстренко та В. В. Станиціна, Обґрунтування прогнозних обсягів потенціалу енергозбереження в укрупнених секторах економіки з урахуванням технологічних і структурних зрушень, *Проблеми загальної енергетики*, т. 4, № 47, pp. С. 58-67, 2016.

53. М. М. Кулик, О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстренко, В. В. Станиціна та А. І. Спітковський, Застосування методу комплексного прогнозування для визначення перспективного попиту на енергетичні ресурси, *Проблеми загальної енергетики*, т. 1, № 48, pp. С. 5-15, 2017.

54. О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстренко, В. В. Станиціна та О. Ю. Богославська, Удосконалений комплексний метод прогнозування енергоспоживання на довгострокову перспективу, *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 3, pp. С. 53-61, 2019.

55. Н. Ю. Майстренко та О. Ю. Богославська, Особливості прогнозування рівнів енергоспоживання України при застосуванні різних прогнозних структур економіки, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 57, pp. С.21-26, 2019.

56. Енергетична стратегія України до 2030 р. (редакція 2006 р.) .

57. Енергетична стратегія України до 2030 р. (редакція 2013 р.) .

58. Енергетична стратегія України до 2035 р. .

59. О. Є. Маляренко, Н. Ю. Майстренко та В. В. Станиціна, Обґрунтування прогнозних обсягів потенціалу енергозбереження в укрупнених секторах економіки з урахуванням технологічних і структурних зрушень, *Проблеми загальної енергетики*, т. 4, № 47, pp. С. 58-67, 2016.

60. А. Т. Петрівна, Методичні основи оцінки енергозбереження та прогнозування енергоспоживання в сфері житлового та комунально-побутового обслуговування населення України, Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.14.01 / Т.П. Агеєва ; Ін-т заг. енергетики НАН України. — К., 2002. — 20 с. — укр..

61. А. Т. Петрівна, Праці VIII Міжнар. конфер. "Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах", в *Прогноз попиту на енергоносії для задоволення житлових, комунальних та побутових потреб населення України*, Київ, 2001.

62. Під ред. С. Єрмолова, Кращі з доступних технологій для житлово-комунального господарства України. Проєкт USAID Муніципальна енергетична реформа в Україні . Керівництво з відбору технологій, Київ: Полігра ПЛЮС , 2016, р. 134.

63. ДСТУ 3682-98 (ГОСТ 30583-98) Енергозбереження Методика визначення повної енергоемності продукції робіт, послуг. Держстандарт України. 1998. 11 с .

64. М. В. Гнідий, Метод розрахунку повних енергетичних витрат на виробництво продукції / М.В. Гнідий, Г.О. Куц, Д.А. Терещук // *Экотехнологии и ресурсосбережение*. – 1997. – №5. – С. 67–72 .

65. О. Є. Маляренко, Методи оцінювання енергетичної ефективності для визначення потенціалу енергозбереження та прогнозування енергоспоживання в процесах нафтопереробки: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.01 “Енергетичні системи та комплекси”, *Ин-т загальної енергетики НАН України, К.* 2005. 20 с.

66. В. В. Станиціна, Енергоемність заходів з охорони навколишнього середовища як складова повної енергоемності продукції / В.В. Станиціна // *Проблеми загальної енергетики*. - 2011. - Вип. 4 (27). - С. 47-52 .

67. В. Станиціна, Розвиток методу повної енергоемності для визначення показників енергетичної ефективності та потенціалів енергозбереження : автореф. дис. на здобуття ступеня канд. техн. наук : спец. 05.14.01 “Енергетичні системи та комплекси”, *Ин-т загальної енергетики НАН України. - К., 2016. - 20 с..*

68. О. Є. Маляренко та В. В. Станиціна, Удосконалена методика визначення повної енергоемності продукції для багатопродуктових виробництв, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 65, pp. С. 12-20, 2021.

69. Державна служба статистики України, Звіт про постачання та використання енергії, Київ, 2017.

70. ДСТУ 3755-98, Номенклатура показників енергоефективності та порядок їх внесення до нормативної документації, Київ, 1998.

71. Г. Я. Вагин, Л. В. Дудников та Е. А. Зенютич, Экономия энергоресурсов в промышленных технологиях, Под ред. С.К. Сергеева. Н. Новгород: НГТУ, НИЦЭ, 2001, р. 296.

72. С. В. Дубовський, Підвищення маневрених можливостей енергетичної системи шляхом впровадження теплових насосів-регуляторів у складі ТЕЦ, *Проблеми загальної енергетики*, № 4, pp. 16-23, 2013.

73. В. М. Бродяньський, Эксергетический метод термодинамического анализа, Москва: Энергия, 1973.

74. Аракелян Е.К., Кожевников Н.Н., Тарифы на электроэнергию и тепло от ТЭЦ, *Теплоэнергетика*, № 11, pp. 60-64, 2006.

75. ДСТУ 3682-98 та (ГОСТ 30583-98), *Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг*, Київ, 1998, р. 11.

76. Н. В. Гнедой та Е. Е. Маляренко, Энергоэффективность и определение потенциала энергосбережения в нефтепереработке., Киев.: Наукова думка, 2008, р. 182.

77. В. В. Горський та О. Є. Маляренко, Матеріали науково-практичної конференції Сучасні світові тенденції розвитку науки, технологій та інновацій , в *Методичний підхід до оцінки ефективності модернізації ТЕЦ України*, Ужгород, 2019.

78. В. В. Горський, Технологічна енергоємність комбінованих циклів парогазових станцій, *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № №3, pp. С. 91-97, 2022.

79. Наук. кер.: О. Маляренко, відп. вик.: В. Станиціна, Вик.: Г. Куц, Г. Панченко, О. Тесленко та В. Горський, Розвиток методу повної енергоємності для визначення ефективності багатопродуктових енергоємних виробництв (остаточний). Звіт про наукову роботу № ДР 0119U100113, Інститут загальної енергетики НАН України, Київ, 2021.

80. О. Є. Маляренко, Прогнозування потреби економіки в енергетичних ресурсах з урахуванням попиту на енергоємні експортно-орієнтовані види продукції / О.Є. Маляренко, Н.Ю. Майстренко, Г.О. Куц // *Проблеми загальної енергетики*. - 2015. - Вип. 4. - С. 5-13 .

81. О. Є. Маляренко та В. В. Станиціна, Удосконалена методика визначення повної енергоємності продукції для багатопродуктових виробництв, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 65, pp. С. 12-20, 2021.

82. В. В. Станиціна, Повна енергоємність природоохоронних заходів у доменному виробництві. / В.В. Станиціна. Литво. Металургія. 2021: Матеріали XVII Міжнародної науково-практичної конференції (18-20 травня 2021 р., м. Запоріжжя), *Під заг. ред. д.т.н., проф. Пономаренко О.І., Запоріжжя, АА Тандем. С. 385-388.*

83. Керівник: В. Білодід,, Відпов. викон.: О. Маляренко, А. Симборський, Викон.: Г. Куц, В. Сизоненко, М. Гнідий, Т. Євтухова та В. Станиціна, Звіт про НДР Розробка методів визначення та обрахування показників енергетичної ефективності енергоємних технологій промисловості на базі використання методів повної енергоємності, енергетичного та ексергетичного аналізу , ДР№ 0106U009434. – ІЗЕ НАН України. – К., 2009. – 209 с, Київ, 2009.

84. С. В. Можаяева , Экономика энергетического производства: учебное пособие. 6-е изд., доп. перераб, Издательство Лань , 2011.

85. В. А. Корогодський, І. П. Полтавський та О. В. Василенко, Методичні вказівки на виконання курсових і дипломних проектів з дисципліни “Підвищення ефективності теплоенергетичних установок” для студентів спеціальності “ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА”, в *ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ*, Харків, УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ, 2015.

86. А. В. Винтера, Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей., *Госэнергоиздат*, р. 68, 1953.

87. А. С. Гошков, Техничко-економические показатели –2-е изд., перераб. и доп, в *Энергия*, 1974, р. 240.

88. А. Н. Златопольский та І. М. Завадський, Экономика промышленной теплоэнергетики. – 2-е изд. перераб. и доп., *М.: Высш. шк,*

р. 328, 1975.

89. Р. Я. Бриль та И. М. Хейстер, Экономика социалистической энергетики, М.: Высш. шк, р. 448, 1966.

90. А. С. Гошков, Технико-экономические показатели, Энергия, р. 240, 1974.

91. Я. Шаргут та Р. Петеля, Эксергия / Пер. с польс. под ред. В.М. Бродянского., Энергия, р. 279, 1968.

92. Г. 34.09.108-98, Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпускну електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві, в *Методика*, НДІ Енергетика, 1998, р. 18.

93. С. В. Дубовський та О. О. Хортова, Методичні основи розробки стандарту визначення енергоємності комбінованого виробництва електричної енергії і теплоти на електричних станціях, *Проблеми загальної енергетики*, № 20, pp. 14-20, 2009.

94. М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський та Л. А. Лісіна, до питання про розподіл витрат палива між видами енергопродукції в когенераційних установках, утворених на базі котелень і гту, *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № №4, pp. 33-36, 2004.

95. О. Є. Маляренко та В. В. Горський, удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях, *Проблеми загальної енергетики*, № 4 (59), pp. 24-31, 2019.

96. С. В. Дубовський та О. О. Хортова, Оцінка основних показників комбінованого виробництва електричної енергії та теплоти на паротурбінних установках атомних електричних станціях, *Промислова теплотехніка*, т. т. 37, № №5, pp. С. 47-55, 2015.

97. В. В. Горський, *Дипломний проект на здобуття ступеня бакалавра Опалювальна ТЕЦ для міста Ізмаїл*, Київ: НТУУ "КПІ", 2016.

98. ДТЕК, Вартість енергоносіїв для населення, 2019. Онлайновий . Available: <https://dtek.com/ua/>.

99. В. В. Горський, Збірка наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції "Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку". Інститут теплоенергетичних технологій НАН України, в *Повна енергоємність виробництва теплової і електричної енергії на вугільних ТЕЦ*, Київ, 2021.

100. Horskyi V.V. та Maliarenko O.Y., Use of an improved methodology to determine the total power efficiency of energy products in their co-production at a combined heat and power plant, в *Systems, Decision and Control in Energy IV*.

101. В. В. Горський, Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв та застосування його на прикладі вугільної ТЕЦ., *Проблеми загальної енергетики*, т. 4, № 67, pp. С. 56-63, 2021.

102. Л. О. Кєсова та В. В. Горський, Підвищення ефективності роботи тец із застосуванням маловитратних технологій, *Проблеми загальної енергетики*, т. 2, № 53, pp. С. 60-64, 2018.

103. Arnette Andrew, An optimization model for regional renewable energy development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, т. 16, № 7, pp. P. 4606-4615, 2012.

104. M.P. Boyce, Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation, *Combined cycle power plants, Woodhead Publishing Series in Energy*, p. P. 1–43, 2012.

105. P. Breeze, Chapter 7 - Combined Cycle Power Plants, *Gas-Turbine Power Generation. Academic Press*, p. P. 65–75, 2016.

106. Ю.В. Малахов, О стратегии и основных направлениях развития электроэнергетики Украины впервой половине XXI века, *Энергетика и электрификация*, p. С. 8–14, 2001.

107. В.М. Клименко, Реконструкция КС с малоэффективными ГТУ-приводами в экономические компрессорно-электрические станции., *Пром. Теплотехника*, № №6, р. С. 6–13, 2002.

108. С.В. Дубовський, Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти, Київ.: Наукова думка, 2014. С. 103–124.

109. В.А. Волощук , В.Ф. Очков та К.А. Орлов , Термодинамічна оптимізація простого бінарного циклу ПГУ з котлом-утилізатором за допомогою сучасних інформаційних технологій, *Вісник Національного технічного університету. Харківський політехнічний університет*, № №2, рр. С. 102-106, 2010.

110. О. Є. Малярєнко та Н. Ю. Майстрєкно, Показатели энергетической эффективности и определение потенциала энергосбережения в промышленных технологиях, *Энерготехнологии и ресурсосбережение*, № №3, р. С. 18—28, 2015.

111. Г.Г. Панченко, Актуальні питання розвитку сучасної економіки, управління та адміністрування: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, в *Повна енергоємність трудовитрат*, Київ, 28 грудня 2019.

112. Звіт по НДР "Двоетапні ітераційні методи довгострокового прогнозування попиту на енергетичні ресурси в економіці та соціальній сфері країни" (остаточний)., ІЗЕ НАН України. , Київ, 2018 - 189 с..

ДОДАТОК А

ПРИКЛАД ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ

ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ НА РЕГІОНАЛЬНОМУ РІВНІ

Таблиця А.1 – Частка валової доданої вартості видів економічної діяльності у загальному обсязі ВДВ регіону у 2017 році, (у фактичних цінах, % до підсумку)

Показники	Україна	Івано-Франківська
Всього	100,0	100,0
А Сільське господарство, лісове господарство та рибне господарство	12,1	2,6
В Добувна промисловість і розроблення кар'єрів	7,0	3,3
С Переробна промисловість	14,3	1,9
Д Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	3,5	5,2
Е Водопостачання; каналізація, поводження з відходами	0,4	1,6
Ф Будівництво	2,5	3,8
Г Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	16,3	1,6
Н Транспорт, складське господарство	7,6	1,8
І Тимчасове розміщування й організація харчування	0,7	3,2
Ж Інформація та телекомунікації	4,4	0,8
К Фінансова та страхова діяльність	3,2	2,0
Л Операції з нерухомим майном	6,8	2,7
М Професійна, наукова та технічна діяльність	3,4	0,7
Н Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	1,4	1,8
О Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	6,5	2,2
Р Освіта	5,3	3,1
Q Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	3,0	2,7
Р Мистецтво, спорт, розваги та відпочинок	0,7	2,1
S, T, U Надання інших видів послуг, Діяльність домашніх господарств. Діяльність екстериторіальних організацій і органів	0,9	2,1

Таблиця А.2 – Використання теплоенергії та електроенергії за основними видами економічної діяльності у 2017 році в Івано-Франківській області

	Теплоенергія, Гкал		Електроенергія, тис.кВт·год	
	обсяг використання теплоенергії – усього	витрати на виробництво продукції (виконання робіт)	обсяг використання електроенергії – усього	витрати на виробництво продукції (виконання робіт)
Усього	1 749 916	1 254 831	2 489 517	1 290 995
<i>у тому числі</i>				
Сільське, лісове та рибне господарство	64 958	56 351	34 224	27 589
Промисловість	1 145 868	981 862	2 040 538	1 036 383
<i>в том числі</i>				
Добувна промисловість і розроблення кар'єрів	83 855	50 557	64 460	58 548
переробна промисловість	1 021 459	905 441	903 398	85 0974
постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря	39 902	25 823	1 045 204	115 979
водопостачання; каналізація, поводження з відходами	652	41	27 476	11 182
Будівництво	108 690	107 986	5 898	4 496
Оптова та роздрібна торгівля; ремонт автотранспортних засобів і мотоциклів	31 995	29 994	23 334	12 361
Транспорт, складське господарство, поштова та кур'єрська діяльність	59 444	52 632	199 862	184 586
Операції з нерухомим майном	5 277	612	24 211	9 483
Діяльність у сфері адміністративного та допоміжного обслуговування	21 090	17 435	50 322	4 838
Державне управління й оборона; обов'язкове соціальне страхування	168 308	-	41 856	369
Освіта	46 879	1 294	16 760	610
Охорона здоров'я та надання соціальної допомоги	77 553	46	27 561	2 478

ДОДАТОК Б

МЕТОД УТОЧНЕННЯ ПРОГНОЗНИХ РІШЕНЬ КУЛИКА

Метод узгодження прогнозних рішень TOP- та DOWN-рівнів [40]

На першому етапі розрахунків розробляються з використанням відомих тих чи інших методів прогнози TOP- та DOWN-рівнів. Для кожного етапу прогнозного періоду t_j утворюється вектор показників:

$$F(t_j) = [F_T(t_j), F_{d1}(t_j), F_{d2}(t_j), \dots, F_{dn-1}(t_j)]', \quad (\text{Б.1})$$

де $F(t_j)$ – прогноз TOP-рівня для заданого показника на етапі $t=t_j$;

$F_{di}(t_j)$ – прогноз i -го сектора (ВЕД) DOWN-рівня для заданого показника на етапі $t=t_j$; $i=(1, n-1)$.

Визначається сума секторальних показників:

$$F_d(t_j) = \sum_{i=1}^{n-1} F_{di}(t_j), \quad (\text{Б.2})$$

та різниця

$$R(t_j) = F_T(t_j) - F_d(t_j). \quad (\text{Б.3})$$

Далі проводиться агрегування вихідного вектора (Б.1) шляхом об'єднання частини секторальних прогнозів $F_{di}(t_j)$ та визначення мінімальної їх кількості:

$$k(t_j) = \frac{F_d(t_j)}{F_{di}(t_j)_{\max}}. \quad (\text{Б.4})$$

Величин $k(t_j)$, як правило, є неціле число. У подальшому використовується його ціла частина $[k(t_j)]$ та залишок:

$$\Delta n(t_j) = k(t_j) - [k(t_j)]. \quad (\text{Б.5})$$

З використанням (Б.4) визначається мінімальна та максимальна розмірність агрегованих систем з урахуванням рівняння для TOP-рівня:

$$n_{\min}(t_j) = [k(t_j)] + 1; \quad (\text{Б.6})$$

$$n_{\max}(t_j) = n_{\min}(t_j) + 1. \quad (\text{Б.7})$$

Уточненим показником, який забезпечуватиме співпадіння показників TOP- та DOWN-рівнів, у випадку цілих $n(t_j)$, згідно [44] є:

$$Y_T(t_j) = F_T(t_j) - S(n(t_j))R(t_j), \quad (\text{Б.8})$$

в якому використовується величина $S(n(t_j))$, що протабульована у [44] до $n=20$. Частина відповідної таблиці наведена нижче у табл. Б.1.

З використанням (Б.8) розраховуються $Y_T(t_j, n_{\min}(t_j))$ та $Y_T(t_j, n_{\max}(t_j))$, потім у випадку нецілих значень $n(t_j)$ – остаточне значення показника TOP-рівня:

$$Y_T(t_j) = Y_T(t_j, n_{\min}(t_j)) \cdot (1 - \Delta n(t_j)) + Y_T(t_j, n_{\max}(t_j)) \cdot \Delta n(t_j). \quad (\text{Б.9})$$

Значення всіх показників DOWN-рівня визначаються за залежністю:

$$Y_{di}(t_j) = q(t_j)F_{di}(t_j), \quad (\text{Б.10})$$

де

$$q(t_j) = \frac{Y_T(t_j)}{F_d(t_j)}, \quad i = 1, n-1. \quad (\text{Б.11})$$

Теоретичне обґрунтування методу (Б.1)-(Б.11) зроблене в [44]. Відмінність наведеного методу полягає у визначенні уточненого показника TOP-рівня. Згідно (Б.9), він обчислюється з використанням двох його допоміжних значень $Y_T(t_j, n_{\min}(t_j))$ та $Y_T(t_j, n_{\max}(t_j))$ та подальшої інтерполяції. У методі, наведеному у [44], уточнений показник верхнього рівня визначається на основі одного значення розмірності агрегованої системи $n(t_j)$, який на відміну від (Б.6), (Б.7) розраховується згідно залежностей $n(t_j)$, $\{k(t_j)\} + 1$, де знак $\{\dots\}$ означає операцію округлення до цілого. Завдяки цьому метод (Б.1)-(Б.11) повинен забезпечувати більш високу точність, особливо у випадках, коли дробова частина показника $k(t_j)$ є наближеною до 0,5.

Таблиця Б.1. Залежність константи S від кількості прогнозів n

Константа	Кількість прогнозів n							
	1	2	3	4	5	6	7	8
S(n)	-	0,5	0,41667	0,3611	0,3332	0,3067	0,2833	0,2607

ДОДАТОК В

ПРОЄКТ ЗМІН ТА ДОПОВНЕНЬ ДО ДІЮЧОГО ДСТУ 3682-98

Повна енергоємність продукції, робіт і послуг як показник енергетичної ефективності була запропонована у Державному стандарті, введеному в дію 1999 р. Деякі складові повної енергоємності продукції, що приведені у стандарті, досі не мають чітких алгоритмів їх визначення. З часу прийняття стандарту розвитком цього методу займалися науковці Інституту загальної енергетики НАН України.

Пропонується внести зміни у визначення складових повної енергоємності шляхом удосконалення алгоритмів їх розрахунку та запровадження коефіцієнта розподілу спільних енерговитрат у багатопродуктових енергоємних виробництвах, а також ввести терміни "пряма", "технологічна" та "повна заводська енергоємність", визначення яких надано нижче.

Пункт 2 ВИЗНАЧЕННЯ *доповнити* абзацом:

пропонується додати наступні показники енергетичної ефективності:

- пряма енергоємність продукції – відношення прямих технологічних витрат енергоресурсів на роботу агрегатів на рівні технологічного агрегату або цеху до обсягів їхнього виробництва (залежно від особливостей виробництва) ;

- технологічна енергоємність продукції – енергоємність енергоресурсів, що охоплює технологічний процес на окремому ланцюгу виробництва продукції в межах цеху чи групи цехів (залежно від особливостей виробництва) – відношення прямих та непрямих витрат енергоресурсів, що використані по технологічному ланцюгу виробництва до обсягу продукції на кінцевій стадії виробництва;

- повна заводська енергоємність продукції - на рівні підприємства (за класифікацією, що надана у ДСТУ 3740–);

- повна енергоємність продукції – на рівні країни в цілому згідно ДСТУ 3682-98 з урахуванням запропонованих змін до окремих складових.

Пункт 3 СКОРОЧЕННЯ *доповнити* наступними скороченнями:

ПЕП – пряма енергоємність продукції (робіт, послуг) – це сумарні витрати енергоресурсів (палива, тепло- та електроенергії) на виробництво

продукції, що переведені в однакові одиниці виміру та віднесені до обсягу виробництва продукції або наданих послуг.

ПЕВ – прямі енерговитрати: витрати палива, тепло- та електроенергії безпосередньо у технологічному процесі.

НЕВ – непрямі енерговитрати: енергетичні витрати, що використані на подачу води, повітря, кисню, ін. газів, хімічних речовин, тощо, які необхідні для технологічного процесу.

ТЕП – технологічна енергоємність продукції (робіт, послуг) включає, крім прямих енерговитрат, ще й непрямі (енерговитрати на виробництво енергоносіїв, сировини, енерговитрати на знешкодження негативного впливу виробництва на довкілля, тощо).

ПЗЕ – повні заводська енергоємність продукції (робіт, послуг) згідно ДСТУ 3740–98.

Пункт 4 ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНОЇ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ПРП *викласти в новій редакції:*

4.1 Визначення складових повної енергоємності продукції

Замінити на загальну формулу розрахунку складової енергоємності ВЕР виглядає так:

$$e_{VER}^t = \sum_d e_{ГЕР_d}^t + \sum_g e_{ТЕР_g}^t + e_{ЕЕР}^t, \quad (B.1)$$

де $e_{ГЕР_d}^t$, $e_{ТЕР_g}^t$, $e_{ЕЕР}^t$ – відповідно, енергоємності горючих (ГЕР), теплових (ТЕР) та вторинних енергоресурсів надлишкового тиску (ЕЕР), що використовуються на підприємствах для заміщення палива, виробництва теплової енергії та додаткового виробництва електричної енергії.

Долучити алгоритм:

Розрахунок енергоємності *ВЕР надлишкового тиску* визначається так:

$$e_{ЕЕР}^t = b_w^t \cdot W_y^t / V_{прод}^t, \quad (B.2)$$

де b_w^t – усереднена питома витрата палива на виробництво електроенергії в енергетичній системі за t-ий рік, обчислюється за даними Енергетичного балансу об'єкту відповідного року;

W_y^t – обсяг відпуску електроенергії за t -ий рік (за звітними даними підприємства).

Якщо частина палива, що спалюється в технологічному агрегаті або енергетичній установці, заміщується ВЕР, що утворились в іншому агрегаті (на попередньому переділі), то формула (4.2) прийме вигляд:

$$e_{np.s.}^t = \sum_{n=1}^3 e_n^t - e_{BEP}^t = \frac{\left(B^t + \sum_d k_{ym}^t V_{ГЕР_d}^t + k_q^t Q^t + \sum_g k_q^{meop} V_{ТЕР_g}^t + k_w^t W^t + k_w^{meop} W_y^t \right)}{V_{prod}^t}, \quad (B.3)$$

де, крім приведених раніше позначень, B^t, Q^t, W^t – відповідно, витрати палива, теплової та електричної енергії на виробництво продукції у t -му році;

k_{ym}^t – коефіцієнт переведення органічного палива з Q_{nd}^p в умовне паливо:

$$k_{ym}^t = Q_{nd}^p / Q_y$$

або при переведенні в н.е:

$$k_{ne}^t = Q_{nd}^p / 10000,$$

де 10000 ккал/кг – теплотворна здатність нафтового еквіваленту;

k_q^{meop} – теоретичний коефіцієнт переведення теплової енергії в умовне паливо, $k_q^{meop} = 0,143$ кг у.п./Мкал (оскільки використовується теплота відпрацьованої пари, відхідних газів, нагрітих продуктових потоків, які потрібно охолодити, тобто без використання палива);

k_w^{meop} – теоретичний коефіцієнт переведення електричної енергії в умовне паливо, $k_w^{meop} = 0,123$ кг у.п./кВт·год (оскільки використовується потенційна енергія газів, що залишають установку з підвищеним тиском, яка може бути використана перед викидом в атмосферу для отримання електричної або механічної енергії без спалювання додаткового палива).

Розподіл прямої енергоємності у багатопродуктових виробництвах пропонується виконувати за методичними підходами, що наведені нижче.

Долучити пункт:

4.1.2 *Технологічна енергоємність* ПРП включає, крім прямих енерговитрат, ще й непрямі (енерговитрати на виробництво енергоносіїв – $e_{ен}^t$ (електричної і теплової енергії на підприємстві, кисню, хімічно очищеної води, повітря для дуття, ін.), що необхідні для технологічного процесу, підготовку сировини – $e_{см}^t$ (сушка або розмороження сировини, підготовка шихти, агломерація вугілля, знесолення нафти для переробки, виробництво на підприємстві напівфабрикатів тощо), природоохоронні витрати, що необхідні для функціонування технології згідно вимог законодавства – $e_{нс}^t$ (енерговитрати на очищення відхідних газів та стічних вод, поводження з відходами):

$$e_{mex}^t = \sum_{n=1}^3 e_n^t + e_{ен}^t + e_{см}^t + e_{нс}^t. \quad (B.4)$$

Для багатопродуктових виробництв при розрахунку технологічної енергоємності продукції в загальному вигляді застосовується обраний коефіцієнт розподілу і формула (4.8) матиме вигляд:

$$e_{mex}^t = k_i^n \sum_i e_{см_i} \left(b_{np.в} + \sum_j a'_{дон_j} b'_{дон_j} \right) + e_{нс_i}^t, \quad (B.5)$$

де k_i^n – коефіцієнт розподілу, обраний для i -го технологічного ланцюга багатопродуктового виробництва;

$e_{см}$ – енергоємність сировини;

$b_{np.в}$ – питомі витрати палива та енергії (питомі прямі енерговитрати);

$b'_{дон.j}$ – непрямі питомі енерговитрати на виробництво енергоносіїв;

$a'_{дон.j}$ – коефіцієнт допоміжних непрямих витрат у загальних непрямих витратах; $e_{нс_i}^t$ – енергоємність охорони довкілля при функціонуванні i -ої технології багатопродуктового виробництва.

Енергоємність сировини і матеріалів ($e_{см}^t$) пропонується визначати за такою формулою:

$$e_{см}^t = \sum_i e_{см_i}^t, \quad (B.6)$$

де $e_{см_i}^t$ – енергоємність переробки та підготовки сировини та вихідних матеріалів, напівфабрикатів, використаних безпосередньо у технологічному процесі, обчислюється за формулою (В.1).

Долучити пункт:

4.1.3 Повна заводська енергоємність ПРП включає в розрахунок технологічну енергоємність за формулою (В.8), енергоємність основних виробничих фондів (ОВФ), енергоємність трудовитрат, внутрішньозаводський транспорт, що є невід’ємною частиною забезпечення технологічного процесу на підприємстві. Витрати на комунально-побутові потреби цехів і заводу нормуються окремо і в енергоємність продукції усіх видів не входять. Повну заводську енергоємність пропонується визначати так:

$$e_{пз}^t = e_{mex}^t + e_z^t,$$

для багатопродуктових виробництв:

$$e_{пз}^t = k_i^n (e_{mex}^t + e_z^t), \quad (B.7)$$

де e_z^t – енергоємність допоміжних загальнозаводських енерговитрат за формулою:

$$e_z^t = e_{ОВФ}^t + e_{труд}^t + e_{зпр}^t, \quad (B.8)$$

де $e_{ОВФ}^t$, $e_{труд}^t$, $e_{зпр}^t$ – відповідно, основних виробничих фондів, енергоємність трудовитрат, енергоємність внутрішньозаводських перевезень.

Пункт 4.1 Викласти в новій редакції:

4.1.4 Повна енергоємність ПРП, яка обчислюється не для конкретного заводу, а для виробництва продукції по країні в цілому (для порівняння з енергоємністю іншої продукції або для міждержавних порівнянь енергоефективності виробництва), включає складові формули (В.8) такі складові: енергоємність видобування сировини – $e_{вид}^t$, та енергоємність транспортування сировини до підприємства $e_{тр}^t$:

$$e_{пов}^t = e_{вид}^t + e_{тр}^t + e_{пз}^t$$

чи

$$e_{нов}^t = k_i^n (e_{вид}^t + e_{тп}^t + e_{нз}^t) \quad (B.9)$$

При розрахунку енергоємності продукції за ВЕД по країні потрібно використовувати усереднені по країні питомі витрати енергоресурсів.

Долучити пункт:

4.2 Розподіл спільних енерговитрат у багатопродуктовому виробництві.

Окремим методичним питанням розподілу спільних енерговитрат є визначення технологічної та повної енергоємності електричної та теплової енергії за ланцюгом технологічного виробництва та повними енергетичними витратами., а розподіл спільних енерговитрат доцільно виконувати за даними.

Пункт 4.1.5 Викласти в новій редакції:

4.3 Методика визначення складової повної енергоємності - енергоємності природоохоронних заходів. Методика визначення повної енергоємності природоохоронних заходів у промислових виробництвах розроблена у роботі. З урахуванням підходу до розподілу спільних енерговитрат, екологічна складова повної енергоємності, що є сумою трьох складових:

$$e_{нс_i}^t = e_{вук_i}^t + e_{сток_i}^t + e_{відх_i}^t, \quad (B.10)$$

визначається за модифікованими формулами:

- енергоємність очищення *викидів*:

$$e_{вук_i}^t = k_i^n \left(\beta \sum_k a^{вук} W_k^{вук'} + \beta \sum_i a^{вук} b_i^{вук} W_i' \sum_r a^{вук} \cdot g_{xp_r} \cdot e_{xp_r} + \sum_z a^{вук} c_{вук_z}^{відх} \left(\frac{\gamma \cdot B_{вук_z}^{відх}}{V_{вук_z}^{відх}} + e_z^{відх} \right) \right); \quad (B.11)$$

- енергоємність очищення *скидів*:

$$e_{сток_i}^t = k_i^n \left(\beta \sum_n \sum_s b_s^{сток} W_{ns}' + \beta \sum_m \sum_s b_s^{сток} (W_{ms}' + f_{ms} W_{fms}') + \sum_l \sum_s b_s^{сток} g_{xpl_s} e_{xpl} + b_s^{сток} c_{сток}^{відх} (W_{сток}' + e_{сток}^{відх}) \right); \quad (B.12)$$

- енергоємність знешкодження твердих *відходів*:

$$e_{відх_i}^t = k_i^n \sum_p d_p^{відх} \cdot \left(\frac{\gamma \cdot B_p^{відх}}{V_p^{відх}} + e_p^{відх} \right). \quad (B.13)$$

Коефіцієнти розподілу у формулах (В.10)–(В.13) визначаються відповідно до технології очищення викидів, скидів, знешкодження відходів та оцінюються для кожного багатопродуктового виробництва індивідуально з урахуванням технологічної схеми та схеми очищення викидів, стоків, збирання відходів від певного продукту.

Пункт 4.1.3 Викласти в новій редакції:

4.4 Повна енергоємність основних виробничих фондів. Пропонується новий підхід, порівняно із стандартом, до обчислення енергоємності ОВФ. В ньому пропонується два підходи до визначення енергоємності основних виробничих фондів: проєктний та експлуатаційний.

При проєктному підході запропоновано таку формулу:

$$e_{\phi ij}^t = k_i' k_{ij}'' \sum_t E_{\phi}^t / A^{\phi}, \quad (\text{В.14})$$

де k_i' – коефіцієнт розподілу повних енерговитрат на ОВФ між i -ми технологічними процесами;

k_{ij}'' – коефіцієнт розподілу загальноцехових і загальнозаводських ОВФ між j -ми видами продукції в i -му технологічному процесі;

E_{ϕ}^t – повні енерговитрати на проєктування, будівництво, ремонт і ліквідацію ОВФ у t -му році, обчислюється за методикою;

A^{ϕ} – обсяги виробництва продукції, на які розраховані ОВФ за весь термін їх експлуатації.

Для імпортного обладнання його вартість визначається через енергетичний еквівалент валюти.

При експлуатаційному підході пропонується наступна формула:

$$e_{\phi ij}^t = a^t k_i' k_{ij}'' \sum_t E_{\phi}^t, \quad (\text{В.15})$$

де крім зазначених вище позначень, a^t – коефіцієнт амортизації ОВФ у t -му році, який визначається за.

Для багатопродуктових виробництв розрахунок енергоємності продукції виконується для кожного виду продукції з розподілом спільних енерговитрат з

точки розподілу продукції з подальшим підсумовуванням енерговитрат по окремих ланцюгах виробництва у відповідності до технології виробництва.

Пункт 4.1.4 Викласти в новій редакції:

4.5 Повна енергоємність трудовитрат. Запропоновано нові підходи до оцінки енергоємності трудовитрат, які відрізняються використанням вихідної інформації, що є у відкритому доступі та висвітлено.

Пропонується визначати енергоємність трудовитрат за формулою:

$$e_p = (V_p / V)(E + E') / F, \quad (\text{В.16})$$

де E і E' – відповідно, повні енерговитрати на виробництво власних енергоресурсів і енергетичний еквівалент імпортованих енергоресурсів, які використано для енергетичних цілей в Україні, млн т у.п. або ГДж;

V і V_p – відповідно, загальна вартість вироблених товарів і послуг та кінцеві споживчі витрати, млн грн.;

F – фонд оплати праці найманих працівників, млн грн.

Для виключення впливу інфляції та з метою порівняння результатів розрахунків у значно віддалені в часі роки, величину трудовитрат можна розраховувати на одиницю робочого часу:

$$e'_p = e_p V_z / T_p, \quad (\text{В.17})$$

де V_z – середньомісячна заробітна плата, грн /місяць;

T_p – середньомісячний робочий час, люд.год/ місяць.

Таким чином, запропоновано зміни до методики визначення повної енергоємності продукції та її складових та нові терміни. Пропонується визначати повну енергоємність продукції на трьох ієрархічних рівнях: пряму – на рівні технологічного агрегату або цеху; технологічну – на рівні технологічного ланцюга виробництва продукції у цеху чи групі цехів; повну заводську, що включає, крім технологічної енергоємності, питомі енерговитрати на створення і утримання основних виробничих фондів, енергоємність трудовитрат, енергоємність внутрішньозаводських перевезень, - на рівні заводу; повну енергоємність продукції, яка містить складові повної заводської енергоємності,

енергоємність видобування та транспортування сировини до підприємства, - на рівні країни в цілому. Для кожного рівня виробництва виділено перелік відповідних енергетичних витрат.

Удосконалено методичний підхід до визначення: *прямої* енергоємності продукції з доповненням алгоритмів визначення цього показника з урахуванням використання у технологічному процесі не тільки енергії горючих вторинних енергоресурсів (ВЕР), а й теплових та ВЕР надлишкового тиску та введення коефіцієнта розподілу спільних енерговитрат у багато продуктових виробництвах; *технологічної* енергоємності з наданням переліку складових, що дозволить порівнювати ефективність різних технологій без врахування сировинної бази та транспортної складової; *повної енергоємності трудовитрат*, який відрізняються новим алгоритмом, що дозволить більш точно врахувати статті доходів населення; *повної енергоємності основних виробничих фондів* - за рахунок використання вхідних даних, що є у відкритому доступі. Представлено розвиток методики визначення *повної енергоємності природоохоронних заходів*. Для *багатопродуктових виробництв* надано алгоритм розрахунку всіх видів енергоємності та запропоновано методи визначення коефіцієнтів розподілу спільних енерговитрат та їх аналітичні значення для окремих багато продуктових виробництв (нафтопереробка, коксохімія, доменне виробництво, сумісне виробництво теплової та електричної енергії за повним технологічним ланцюгом). Зазначено, що методи розподілу спільних енерговитрат мають бути застосовані для всіх складових повної енергоємності у багатопродуктових виробництвах.

Приклади оцінки повної енергоємності продукції у багатопродуктовому виробництві за удосконаленою методикою визначення повної енергоємності продукції

Таблиця 4.1 – Приклад оцінки повної енергоємності енергоносіїв при їх виробництві на вугільній ТЕЦ за удосконаленою методикою визначення повної енергоємності продукції

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу при традиційних технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу при новітніх* технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту при традиційних технологіях (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту при новітніх* технологіях (МДж/т пари)
1. Енерговитрати в паливному господарстві						
Разом					2634,19	2621,88
У тому числі:						
1.1 Вугілля	кг	96,91	96,91	27,0	2616,57	2616,57
1.2 Газ (на розмороження вугілля взимку)	м ³	0,19	0,09	31,0	5,89	3,16
1.3 Електроенергія (на розмелювання та транспортування вугілля до котельної установки)	кВт·год	3,24	0,59	3,62	11,73	2,15
2. Енерговитрати в котельному відділенні						
Разом					59,89	51,41
У тому числі:						
2.1 Електроенергія (на пилоподавання, тяго-дугтєве обладнання, димососи, живильні насоси, регенеративний водопідігрівач, хімводоочищення, шлаковидалення)	кВт·год	16,54	14,21	3,62	59,89	51,41
3. Енерговитрати в турбінному відділенні						
Разом					24,76	24,76
У тому числі:						
3.1 Електроенергія (циркуляційні насоси, мережні насоси, дренажні насоси)	кВт·год	6,84	6,84	3,62	24,76	24,76
Пряма енергосмність енергоносіїв						
Разом (1+2+3)					2718,84	2698,05
4. Енерговитрати на очисній установці						

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу при традиційних технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу при новітніх* технологіях підготовки та спалювання вугілля, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту при традиційних технологіях (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту при новітніх* технологіях (МДж/т пари)
Разом					30,26	11,54
У тому числі:						
4.1 Електроенергія	кВт·год	3,96	2,09	3,62	14,33	7,56
4.2 Вапно (сорбент)	кг	3,3	1,1	3,62	11,95	3,98
4.3 Каталізатор	кг	1,1	0	3,62	3,98	0
Технологічна енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3+4)					2749,11	2709,59
5. Повна енергоємність основних виробничих фондів					164,95	135,47
7. Повна енергоємність трудовитрат	люд.-год	0,18		149	27,49	27,09
Повна заводська енергоємність енергоносіїв						
РАЗОМ					2941,55	2872,15
У тому числі:						
Електроенергія	МВт	0,599			1761,69	1720,42
Теплова енергія	Гкал	0,401			1179,86	1151,73

Примітка.* Новітні технології включають наступне основне та допоміжне обладнання: газові радіаційні панелі розморожування вугілля, валкові або молоткові млини (помел вугілля), вуглепилоподавання з високою концентрацією пилу у потоці повітря (знижує стирання поверхонь трубопроводів та значно зменшує кількість ремонтів цього обладнання), спалювання вугілля у топці котла за технологією циркулюючого киплячого шару під атмосферним тиском, що дозволяє організувати заходи зі зменшення оксидів азоту відразу в топці при спалюванні без додаткових енерговитрат, сухе золошлаковидалення (на заміщення мокрог), очистка від твердих частинок у сухих електрофільтрах, сіркоочищення – напіvsухе аміачне).

ДОДАТОК Г

ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ПРЯМОЇ ЕНЕРГОЄМНОСТІ НА ТЕЦ

	Вугілля			Мазут			газ		
	технологічний етап	обладнання	енерго-затрати	технологічний етап	обладнання	енерго-затрати	технологічний етап	обладнання	енерго-затрати
Паливне господарств	капориформи	капориформи	т. час пара	Розвантаження палива	парові ежектори	т. пар/час	надходження палива на станцію	газові трубопроводи	-
	розмірювальна палива	проміньний спосібю газова турбіна	450 кг/час газа, на 12 вагонів м.куб. газу	палаша	парова рубашка	Г кап			
	розвантаження палива	вагонперекидачі шльови бункери	кВт	Транспортування до складу	приймальний пристрій мазуто насосна	кВт	приготування погрібних парамегрів палива	ГРС	кВт або м.куб. газа
	паливний склад	АШ Т.т.п.	люд/год	Зберігання мазута	мазутго-паропроводи	Г кап		ГРП	кВт
	транспортування палива до млина	Газове Автоавантажувач конвеєр	люд/год + маш/год	Резервне паливо	Основні резервуари мазута	кВт + Г кап			ТД (кВт)
	резервне паливо	Мазут (+мазетне господарство)	затрати по паливному господарству мазута		газ	затрати по паливному господарству газу		мазут	затрати по паливному господарству мазута
		Газ (+ газове господарство)	затрати по паливному господарству газу						
		шаро-барабанний	16-40 кВт / т. палива ККД 1,5%						
		Валковий	25-30 кВт / т. палива						
		молотковий	5,5 кВт / т. палива						
котельний цех	тип пилососа	звичайна $\mu = 0,5 - 0,6 \text{ кг/кг}$	кВт + т. пов/час на т. палива	палелодача е котел	вихрові пальники котел	кВт	палелодача е котел	вихрові пальники струменеве нішіві пальники	кВт
		концентрована $\mu = 70-120 \text{ мкг}$	кВт + т. пов/час на т. палива					інш газіві пальники	кВт
		вихрові пальники живильники	кВт м.куб. газу					Барабанний	кВт
		Барабанний	кВт					Прямоточний	
		Прямоточний П-обр.							
		Прямоточний Т-обр.							
		нерухомий шар палива							
		киплячий шар палива							
		циркулюючий киплячий шар палива							
		Камерна (факельна)							
турбінний цех	шлакосидальня	рідке	кВт	шлакосидальня	рідке	кВт	шлакосидальня	рідке	кВт
		тверде	кВт		тверде	кВт		тверде	кВт
		Регенеративний	кВт		Регенеративний	кВт		Регенеративний	кВт
		Регулеративний			Регулеративний			Регулеративний	
		ПЕН	кВт		турбіна	кВт		турбіна	кВт
		ПТН	т. пар/час		тип ПЦН	т. пар/час		тип ПЦН	т. пар/час
		ЗПВТ+Д+5ПНТ			ЗПВТ+Д+5ПНТ			ЗПВТ+Д+5ПНТ	
		ЗПВТ+Д+4ПНТ			ЗПВТ+Д+4ПНТ			ЗПВТ+Д+4ПНТ	
		ЗПВТ+Д+3ПНТ			ЗПВТ+Д+3ПНТ			ЗПВТ+Д+3ПНТ	
		ЗПВТ+Д+3ПНТ+2зм			ЗПВТ+Д+3ПНТ+2зм			ЗПВТ+Д+3ПНТ+2зм	
Мережна установка к-сть працівників	Жема зливу фреонаж	каскадна	без деаератора робота	Жема зливу фреонаж	каскадна	без деаератора робота	Жема зливу фреонаж	каскадна	без деаератора робота
		попарна	збільшення недогріву		попарна	збільшення недогріву		попарна	збільшення недогріву
		Мазутний	зменшення недогріву		Мазутний	зменшення недогріву		Мазутний	зменшення недогріву
		Газовий	т. мазута/час		Газовий	т. мазута/час		Газовий	т. мазута/час
Загальностанційні затрати		м.куб. газу	1			м.куб. газу			1
			8-14%						5-7%

Рисунок Г.1- Вихідні дані для проведення розрахунку прямої енергоемності енергоносіїв на ТЕЦ, що працюють на різних видах палива

C15 : Парові калорифери					
A	B	C	D	E	F
1		Паропродуктивність котлів	т.пара/год	500	
2		Максимальне навантаження	МВт	400	
3		Частка гарячого водопостачання	%	12%	
4		Тривалість опалювального періоду	год/рік	5700	
5		Розрахункова температура опалення	°С	-22	
6		Вартість енергоносіїв			
7		а) твердого палива	у.о./т	60	
8		б) газ,мазут	у.о./1000 м³	260	
9		в) електроенергії	у.о./кВт*год	0,09	
10		Чисельність експлуатаційного персоналу	чол.	95	
11		Середня зарплата	у.о./люд. рік	7000	
12					
13	Етап	тип обладнання, ресурсу	Варіант компонування		
14	паливне господарство	Паливо	Вугілля		
15		Розмороження палива	Парові калорифери		
16		Вивантаження палива	Парові калорифери		
17		Вугільні склади (тип палива)	проміневий способом, газові панелі газові пальники		
18		Тип млина	шаро-барабаний		
19	Котельний агрегат	Пилоподача	звичайна $\mu = 0,5 - 0,6$ кг/кг		
20		Тип топки	Камерна (факельна) пиловугільна		
21		Шлаковидалення	рідке		
22		РВП	Рекуперативний		
23	Турбіна	Турбіна	T-110/120-130		

Рисунок Г.2 - Програмний засіб для визначення енергоємності енергоносіїв на ТЕЦ

ДОДАТОК Д

АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

**ІНСТИТУТ
ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ**

вул. Антоновича (Горького), 172, м. Київ, 03150
тел.: (044) 294-67-01, тел./факс: (044) 294-67-02,
Ідентифікаційний код 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua



NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

**GENERAL ENERGY
INSTITUTE**

172, Antonovycha str., Kyiv, 03150, Ukraine
tel.: (044) 294-67-01, tel./fax: (044) 294-67-02,
Identification code 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua

31.01.2023 № 268/31-3

На №

від

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи В.В. Горського
«Триетапний метод прогнозування попиту на енергоресурси»

Надана В.В. Горському про те, що результати його наукової роботи з прогнозування попиту на електричну і теплову енергію та оцінений потенціал енергозбереження були використані при підготовці пропозицій та зауважень до проекту структури прогнозного паливно-енергетичного балансу України (лист Президії НАН України № 443 від 09.09.2020 за дорученням Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України від 09.09.2020 № 3801-06/55121-03), який згідно розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 р. №1058-р. формує Міністерство розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України.

Заст. директора з наукової роботи
Інституту загальної
енергетики НАН України
канд. техн. наук, ст. наук. співр.



Сергій ШУЛЬЖЕНКО

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ
ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИвул. Антоновича (Горького), 172, м. Київ, 03150
тел.: (044) 294-67-01, тел./факс: (044) 294-67-02,
Ідентифікаційний код 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

GENERAL ENERGY
INSTITUTE172, Antonovycha str., Kyiv, 03150, Ukraine
tel.: (044) 294-67-01, tel./fax: (044) 294-67-02,
Identification code 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua31.01.2023 № 268/30-3

На №

від

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи В.В. Горського
«Триетапний метод прогнозування попиту на енергоресурси»

Надана В.В. Горському про те, що результати його наукової роботи було використано при підготовці інформаційно-аналітичних матеріалів до протокольної робочої наради НЕК «Укренерго» «Альтернативні сценарії розвитку економіки та енергетики України» (лист НЕК «Укренерго» від 20.07.21 № 013895).

Заст. директора з наукової роботи
Інституту загальної енергетики НАН України
канд. техн. наук, ст. наук. співр.



Сергій ШУЛЬЖЕНКО

23073

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ
ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИвул. Антоновича (Горького), 172, м. Київ, 03150
тел.: (044) 294-67-01, тел./факс: (044) 294-67-02,
Ідентифікаційний код 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

GENERAL ENERGY
INSTITUTE172, Antonovycha str., Kyiv, 03150, Ukraine
tel.: (044) 294-67-01, tel./fax: (044) 294-67-02,
Identification code 04589627
www.ienergy.kiev.ua E-mail: info@ienergy.kiev.ua31.01.2023 № 268/29-3

На №

від

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи В.В. Горського
«Триетапний метод прогнозування попиту на енергоресурси»

Надана В.В. Горському про те, що він приймав участь в розробленні доповнень та змін до ДСТУ 3682-98 «Енергозбереження. Методика визначення повної енергоемності продукції, робіт та послуг» в частині запропонування показника технологічної енергоемності продукції, створенні розрахункової математичної моделі обчислення технологічної енергоемності теплової та електричної енергії при їх сумісному виробництві на теплоелектроцентралі, обрахунку показників прямої, технологічної, повної заводської енергоемності енергоносіїв при їх сумісному виробництві на вугільній ТЕЦ.

Розробки В.В. Горського були використані при підготовці вказаних матеріалів до технічного комітету ТК 48 Державного комітету стандартизації України. Пройшли рецензування та рекомендовані до включення до Національного плану стандартизації на 2022 р.

Додатки:

1. Лист технічного комітету стандартизації України № 632/48 від 30.11.2021 р. щодо погодження запропонованих змін до ДСТУ 3682-98 та рекомендації до ДП «УкрНДНЦ» щодо включення до Програми робіт з національної стандартизації на 2022 р.
2. Лист Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України № 575-01/15/4-21 від 03.12. 2021 р. щодо підтримки розроблених доповнень та змін до ДСТУ 3682-98.

Заст. директора з наукової роботи
Інституту загальної енергетики НАН України
канд. техн. наук, ст. наук. співр.



Сергій ШУЛЬЖЕНКО

23072

**Національна академія
наук України**



ДП «УкрНДНЦ»

ТЕХНІЧНИЙ КОМІТЕТ СТАНДАРТИЗАЦІЇ УКРАЇНИ
ТК № 48 «ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ»

*03150, м. Київ, вул. Антоновича, 172, Інститут загальної енергетики НАН України, ТК 48,
тел. +38-044-294-67-29, e-mail: tku48@ukr.net*

№ 632/48 від 30.11.2021 р.

На № 268/232-2 від 04.11.2021 р.

Директору Інституту загальної
енергетики НАН України
академіку НАН України
М.М. Кулику

*Щодо пропозиції до Програми робіт
з національної стандартизації на 2022 р.*

вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150

Шановний Михайле Миколайовичу!

Пропозиція Інституту загальної енергетики НАН України щодо включення до Програми робіт з національної стандартизації на 2022 рік розроблення зміни до ДСТУ 3682 "Енергозбереження. Методика визначення повної енергоемності продукції, робіт та послуг" була розглянута та погоджена на Засіданні ТК 48 від 12.11.2021 р. з урахуванням отриманих коментарів та надіслана в ДП «УкрНДНЦ» (лист ТК 48 № 630/48 від 12.11.2021 р.).

У відповіді ДП «УкрНДНЦ» (лист ДП «УкрНДНЦ» № 1-10/2.1.4-08-2038 від 19.11.2021 р.) зазначено, що пропозиція щодо розроблення зміни до ДСТУ 3682-98 може бути включена до Програми робіт з національної стандартизації на 2022 рік за умови визначення джерела фінансування, іншого, ніж кошти бюджетної програми КПКВК 12011220, в рамках якої здійснюється фінансування робіт з розроблення методом «перекладу» та прийняття як національних міжнародних та європейських стандартів, та надання листа-підтвердження фінансування зазначених робіт.

Додатки:

1. Копія листа ТК 48 № 630/48 від 12.11.2021 р. з додатками в 1 прим на 5 арк.
2. Копія листа ДП «УкрНДНЦ» № 1-10/2.1.4-08-2038 від 19.11.2021 р. в 1 прим на 4 арк.

З повагою,

Голова ТК 48 «Енергозбереження»
член-кор. НАН України

В.Ф. Резцов



**ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО
З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ УКРАЇНИ
(Держенергоефективності)**

пров. Музейний, 12, м. Київ, 01001,
тел/факс: (044) 590-59-60 (61), 590-59-74
E-mail: saee@saec.gov.ua, сайт: www.saec.gov.ua,
код згідно з ЄДРПОУ 37536010

**Національна академія наук
України
Інститут загальної
енергетики**

від 03.12. 2021 р. № 575-01/15/4-21
На № _____ від _____ 20__ р.

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України розглянуло лист Інституту загальної енергетики НАН України від 04.11.2021 № 268/231-2 та в межах повноважень повідомляє.

На виконання вимог статті 10 Закону України «Про енергетичну ефективність» суб'єкти великого підприємництва зобов'язані проводити енергетичний аудит кожні чотири роки, починаючи з дня проведення першого енергетичного аудиту. Перший енергетичний аудит суб'єктів великого підприємництва має бути проведений протягом трьох років з дня набрання чинності цим Законом, а в разі отримання державної підтримки (допомоги) - до отримання державної підтримки (допомоги).

За даними Держстату в Україні станом на 2020 рік нараховувалось 512 великих підприємств, з них 243 підприємства у промисловості. Загальне споживання цими підприємствами енергоресурсів складало понад 30% від загального кінцевого споживання енергоресурсів в економіці України.

З огляду на зазначене та враховуючи те, що підвищення енергоефективності є необхідним елементом для скорочення енергоемності економіки та енергонезалежності країни, Агентством розпочато роботу з підготовки низки нормативно-правових актів, які дадуть підприємствам дієві інструменти для проведення енергетичних аудитів та запровадження системи енергоменеджменту.

Держенергоефективності підтримує та вважає розробку доповнень та змін до ДСТУ 3682-98 «Енергозбереження. Методика визначення повної енергоемності продукції, робіт та послуг», здійснену Інститутом загальної енергетики НАН України, важливим та своєчасним заходом, який надає потужний інструмент для визначення поточної та прогнозованої енергоемності продукції, і сприятиме скороченню споживання первинної енергії та в цілому декарбонізації економіки України.

Голова

Семірін 292 01 09

Валерій БЕЗУС

ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ
ЕНЕРГЕТИКИ НАН України
Ідентифікаційний код 04609027
Вхідний № 246
* ІЄ * 12 2021 р.

ДОДАТОК Е

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

В яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Maliarenko O., **Horskyi V.**, Stanytsina V., Bogoslavska O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. *Studies in Systems, Decision and Control* this link is disabled. 2020. Print ISSN 2198-4182. Online ISSN: 2198-4190. P. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>, https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_13 . (Особистий внесок здобувача – удосконалено методичний підхід до визначення технологічної енергоемності енергоносіїв, що виробляються у процесі їх виробництва на теплоелектроцентралі, з виділенням енергетичних витрат на окремі технології
2. Маляренко О.Є., **Горський В.В.** Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. №4(59). С. 24-31. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.024> . (Особистий внесок здобувача – надано методичний підхід та виконано оцінку потенціалів енергозбереження для вугільних та газових ТЕЦ при впровадженні енергоефективних технологій).
3. Тесленко О.І., **Горський В.В.**, Маляренко О.Є. Аналіз тенденцій та напрямів розвитку теплової електроенергетики в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. №1(60). С. 38-46. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.038> . (Особистий внесок здобувача – проаналізовано перспективні технології та заходи з підвищення ефективності роботи ТЕЦ).
4. Майстренко Н.Ю., Маляренко О.Є., **Горський В.В.** Триетапний метод прогнозування рівнів енергоспоживання в економіці з урахуванням регіональних потенціалів енергозбереження. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. №3 (62). С. 37-45. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.037> . (Особистий внесок здобувача –

удосконалено розрахункову математичну модель прогнозування енергоспоживання на трьох рівнях економіки в частині запропонування на третьому рівні прогнозування за видами економічної діяльності в регіонах на основі наявних статистичних даних).

5. Маляренко О.Є., Майстренко Н.Ю., **Горський В.В.** Прогноз споживання палива та вугілля в Україні до 2040 р. за комплексним методом прогнозування енергоспоживання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. №3. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.028> . (Особистий внесок здобувача – визначено прогнозний попит на паливо-разом для енергетичного сектору економіки комплексним методом за запропонованою структурою електрогенерувальних і теплогенерувальних потужностей).

6. **Горський В.В.** Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв та застосування його на прикладі вугільної ТЕЦ. . *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 4(67). С. 56-63. doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.056> .

7. **Горський В.В.** Технологічна енергоємність комбінованих циклів парогазових станцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. №3. С. 91—97. DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.272083 .

які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

8. **V Horskyi, N Y Maistrenko, O Y Maliarenko and O I Teslenko.** Three-level model of forecasting demand for energy resources at different hierarchy levels of economy. Book of Abstracts of the 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters, Ukraine, 24-27 May 2022. Ed. by Anna Iatsyshyn. Kyiv. 2022. P 66. ISBN: 978-617-8007-62-1. <http://ds.knu.edu.ua/jspui/handle/123456789/4218> . (Особистий внесок здобувача – представлення триетапного методу прогнозування попиту, його ідеї та переваг при прогнозуванні енергоспоживання).

9. **V. V. Horskyi, O. Ye. Maliarenko, N. Yu. Maistrenko, O. I. Teslenko and H O Kuts.** Modified three-stage model for forecasting the demand for energy resources

at various hierarchy levels of the economy. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 1049, 3rd International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters 24/05/2022 - 27/05/2022 Kryvyi Rih, Ukraine. Online ISSN:17551315. Print ISSN:17551307 <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1049/1/012054> та

[https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-](https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85134812193&origin=resultslist&sort=plf-f)

85134812193&origin=resultslist&sort=plf-f . (Особистий внесок здобувача – розрахунок прогнозів теплової та електричної енергії за нижнім рівнем трьохрівневої моделі з подальшим узгодження прогнозів всіх трьох рівнів за триетапним методом).

10. **Горський В.В.** Триетапний метод прогнозування попиту на електроенергію. Збірник тез XL науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 11 травня 2022 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. С. 59-61.

11. **Горський В.В.**, Маляренко О.Є. Оцінка потенціалу енергозбереження для вугільних ТЕС при впровадженні інноваційних технологій. Збірник тез міжнародної науково-практичної конференції. International scientific and practical conference “Science, engineering and technology: global and current trends”: Conference proceedings, December 27-28, 2019. Prague: Izdevnieciba “Baltija Publishing”. ISBN 978-9934-588-23-5. Р. 77-81. (Особистий внесок здобувача – виконано оцінку потенціалу енергозбереження для вугільних ТЕС при впровадженні енергоефективних технологій).

12. **Горський В.В.** Вибір методу розподілу спільних повних енергетичних витрат у комбінованому виробництві енергоносіїв на ТЕЦ. Збірник тез XXXIX науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 12 травня 2021 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. 2021. С. 26-28.

13. **Горський В.В.** Повна енергоємність виробництва теплової і електричної енергії на вугільних ТЕЦ. Збірка наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції

та розвитку . Інститут теплоенергетичних технологій НАН України. 19–20 жовтня 2021 р. Київ: ТОВ «Гнозіс . ISBN 978-617-7852-27-7. С.188-193. DOI 10.48126/conf2021

<https://drive.google.com/file/d/19G52P-ZXyTSLPW029Xa1878UZkq1WayK/view> .

14. Малярєнко О.Є., Горський В.В., Майстрєнко Н.Ю., Тєслєнко О.І. Прогнозний попит на теплову енергію за моделлю «країна-регіони-сектори економіки Матеріали XII Міжнародної онлайн-конференції «Проблеми теплофізики та теплоенергетики . 26-27 жовтня 2021 р. Київ: Видавець Симонєнко О.І. 2021. 160 с. ISBN 978-617-7979-05-9. С. 27.

<http://ittf.kiev.ua/wp-content/uploads/2021/10/zbirka-tez-.pdf> . (Особистий внесок здобувача – наведено методичні підходи та результати прогнозування теплової енергії за запропонованою моделлю).