

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**

**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**

**Кафедра електропостачання**

«На правах рукопису»

УДК \_\_\_\_\_

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.А. Попов

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## **Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації Системи електропостачання**

**на тему: «Підвищення якості надання послуг електропостачання  
операторами мережі»**

Виконав (-ла):

студент (-ка) VI курсу, групи ОЕ-61М

Гордієнко Костянтин Ігорович \_\_\_\_\_

Керівник:

к.т.н., доц. Замулко А.І. \_\_\_\_\_

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д. \_\_\_\_\_

Рецензент:

Викладач, к.т.н., Доцент,

Лістовщик Л. К. \_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студент (-ка) \_\_\_\_\_

Київ – 2018 року

## РЕФЕРАТ

**Обсяг та структура дисертаційної роботи.** Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Основний зміст викладено на 92 сторінках друкованого тексту, містить 18 таблиць, 15 рисунків, 50 бібліографічних найменувань за переліком посилань та 5 додатків. Загальний обсяг дисертації – 113 сторінок.

**Актуальній теми.** Технічний прогрес підштовхує людство до вирішення проблем пов'язаних з джерелами енергії. На сьогодні актуальною темою є розумні (інтелектуальні) електричні системи (Smart Grid) [1]. Їх завданням є підвищення енергоефективності енергетичного обладнання, надійності електропостачання та якості електроенергії.

Кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електроенергією в країні займають розподільчі мережі 0,4...35 кВ. Саме вони безпосередньо взаємодіють зі споживачами та магістральними районними мережами. Тому їх функціонування та технічний стан впливають на показники надійності, ефективності та якості енергосистеми. Довжини таких мереж в Україні складають приблизно: 0,4кВ – 449832км, 6-10кВ – 332568км і постійно зростають. Постійний розвиток цих ліній та реконструкція мають безпосередній вплив на процес підключення нових споживачів, що є визначним фактором у визначенні рейтингу Doing Business[2] для України.

### **Мета і задачі роботи.**

Мета дисертаційної роботи полягає у підвищенні ефективності функціонування мереж електропередавальних організацій в частині приєднання споживачів до електричних мереж шляхом організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань.

Для досягнення мети були поставлені і вирішені такі наукові завдання:

1. Провести системний аналіз організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань

організації приєднання споживача до електричних мереж електропередавальної компанії.

2. Визначити підхід та провести формалізацію задач підвищення ефективності функціонування мереж електропередавальних організацій в частині приєднання споживачів до електричних мереж.
3. Здійснити практичну реалізацію алгоритмів оцінки можливостей підвищення ефективності приєднання до електричних мереж.
4. Провести системний аналіз можливості реалізації проекту геоінформаційної системи управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики.

**Об'єкт дослідження** – процеси організації приєднання споживачів до електричних мереж електропередавальної організації.

**Предмет дослідження** – методи підвищення ефективності організації приєднання.

**Методи дослідження.** Методологічну основу проведеного наукового дослідження склали такі методи: нечітка логіка (теорія масового обслуговування), кластерний аналіз даних трансформаторних підстанцій, математично-фізичні розрахунки.

**Наукова та практична цінність роботи** полягає у проведенні дослідження організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань, формуванні пропозиції по підвищенню ефективності діяльності електропередавальної організації щодо приєднання споживачів до електричних мереж, а також у розробці пропозицій запровадження геоінформаційної системи управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики в Україні.

**Апробація результатів дисертації та публікації.** Основні положення роботи та її результати доповідались на 5-й міжнародній науково-технічній та

навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2018» PEMS (м. Київ, 2018р.).

За результатами досліджень опубліковано 2 наукові статті у наукових фахових виданнях України:

-«Опрацювання даних завантаженості трансформаторних підстанцій з використанням кластерного аналізу», міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2018» PEMS (м. Київ, 2018р.)[Додаток Д];

-«Якість електропостачання», міжнародна науково-практична інтернет конференція «Нові виміри наукового пізнання» (м. Переяслав-Хмельницький, 2017р.)[Додаток Г].

**Обчислювальна техніка.** Під час виконання дисертаційної роботи була використана програма StarSoft Statistica, Autodesk AutoCAD, Microsoft Office.

**Ключові слова:** електропостачання, трансформаторна підстанція, втрати напруги, завантаженість, приєднання, експлуатація об'єктів.

## ABSTRACT

**Volume and structure of dissertation work.** Thesis consists of introduction, four sections, conclusions, list of used sources and applications. The main content is outlined on the 92 pages of printed text, contains 18 tables, 15 charts, 50 bibliographical names under the list of references and 5 annexes. The total volume of the dissertation is 113 page.

**Topicality.** Technical progress pushes humanity to solve energy-related problems. Today, the smartest (intelligent) electric systems (Smart Grid) [1] are very actual. Their task is to increase energy efficiency of energy equipment, reliability of electricity supply and quality of electricity.

The final link in system of providing consumers with electricity in the country is occupied by 0.4 ... 35 kV distribution networks. They directly interact with consumers and trunk district networks. Therefore, their operation and technical condition affect the indicators of reliability, efficiency and quality of the grid. The length of such networks in Ukraine is approximately: 0.4kV - 449832km, 6-10kV - 332568km and are constantly growing. The constant development of these lines and reconstruction have a direct impact on the process of connecting new customers, which is a significant factor in determining the Doing Business [2] rating for Ukraine.

### **Purpose and work task.**

The purpose of the dissertation work is to increase the efficiency of the operation of networks of power transmission companies in terms of connecting consumers to electrical networks through organizational, managerial, technical, economic, regulatory, environmental and technological issues.

To achieve the goal were set and solved the following scientific tasks:

1. Carry out a systematic analysis of organizational and managerial, technical and economic, regulatory, environmental and technological issues of the organization of connecting the consumer to the electric networks of the transmission company.

2. To define the approach and to formalize the tasks of increasing the efficiency of the operation of networks of transmission companies in terms of connecting consumers to electric networks.

3. To implement the practical implementation of algorithms for assessing the possibilities of increasing the efficiency of connection to electrical networks.

4. To carry out systematic analysis possibility of realizing the project of the geoinformation for development and operation of energy facilities.

**The object of research** - the processes of organization of connecting consumers to electric networks of the transmission company.

**Subject of research** - methods of increasing the efficiency of the organization of accession.

**Research methods.** The methodological basis of the research carried out were the following methods: fuzzy logic (mass service theory), cluster analysis of data of transformer substations, mathematical-physical calculations.

**The scientific and practical value of the work** is to conduct research on organizational and managerial, technical and economic, regulatory, environmental and technological issues, to formulate proposals for improving the efficiency of the transmission and transmission organization's activities in terms of connecting consumers to electric networks, as well as in developing proposals for the introduction of a geographic information management system development and operation of energy facilities in Ukraine.

**Testing the results of the dissertation and publication.** The main provisions of work and its results were presented at the 5th International scientific-technical and educational conference "Energy Management: Status and Prospects - 2018» PEMS (m. Kyiv, 2018y.).

According to the results of the research, 2 scientific articles have been published in scientific professional editions of Ukraine:

- "Data processing load transformer substations using cluster analysis" international scientific, technical and educational conference "Energy Management: Status and Prospects - 2018" PEMS (m. Kyiv, 2018y.) [Appendix Г];

- "Quality of electricity supply", international scientific and practical Internet conference "New dimensions of scientific knowledge" (Pereyaslav-Khmelnysky, 2017) [Appendix Д].

**Computers.** During the course of the dissertation, StarSoft Statistica, Autodesk AutoCAD, Microsoft Office was used.

**Key words:** power supply, transformer substation, voltage losses, load, connection, operation of objects.

## ЗМІСТ

<b>РЕФЕРАТ .....</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>5</b>
<b>ЗМІСТ .....</b>	<b>8</b>
<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....</b>	<b>10</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>12</b>
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧА ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ:.....</b>	<b>15</b>
<b>1.1 Стратегія розвитку електроенергетичної галузі .....</b>	<b>15</b>
<b>1.2 Аналіз технічного стану об'єднаної енергосистеми України .....</b>	<b>20</b>
<b>1.3 Загальна задача по реконструкції сучасних електричних мереж.....</b>	<b>24</b>
<b>1.4 Загальний технічний стан та організація функціонування локальних(обласних) електричних мереж.....</b>	<b>31</b>
<b>1.5 Проблемні питання надання послуг з електропостачання.....</b>	<b>35</b>
<b>Висновки до розділу 1 .....</b>	<b>38</b>
<b>РОЗДІЛ 2 НАУКОВО МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ. ПРОВЕДЕННЯ ОЦІНЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ПРИЄДНАННЯ ДО МЕРЕЖ:.....</b>	<b>39</b>
<b>2.1 Аналіз методів вирішення проблемних питань.....</b>	<b>39</b>
<b>2.2 Ситуаційний аналіз.....</b>	<b>42</b>
<b>2.3 Теорія масового обслуговування .....</b>	<b>50</b>
<b>2.4 Формування груп енергетичних об'єктів електропередавальної організації за критерієм завантаженості .....</b>	<b>55</b>
<b>Висновки до розділу 2 .....</b>	<b>58</b>
<b>РОЗДІЛ 3 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ АЛГОРИТМІВ ОЦІНКИ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ .....</b>	<b>59</b>
<b>3.1 Оптимізація роботи оператора електромережі за допомогою теорії масового обслуговування.....</b>	<b>59</b>
<b>3.2 Опрацювання даних трансформаторних підстанцій за допомогою кластерного аналізу .....</b>	<b>64</b>
<b>3.3 Вирішення ситуаційної задачі вибору точки приєднання споживача .....</b>	<b>70</b>
<b>Висновки до розділу 3 .....</b>	<b>74</b>
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ .....</b>	<b>75</b>

<b>4.1.1. Геоінформаційні системи для вирішення задач управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики України .....</b>	<b>75</b>
<b>4.1.2..... Аналіз можливості впровадження геоінформаційних систем для управління і експлуатацією об'єктів енергетики в Україні .....</b>	<b>77</b>
<b>4.2 Технологічний аудит проекту .....</b>	<b>78</b>
<b>4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....</b>	<b>82</b>
<b>4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту .....</b>	<b>85</b>
<b>4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту .....</b>	<b>86</b>
<b>Висновки до розділу 4 .....</b>	<b>87</b>
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>88</b>
<b>ДОДАТОК А .....</b>	<b>94</b>
<b>ДОДАТОК Б.....</b>	<b>945</b>
<b>ДОДАТОК В.....</b>	<b>98</b>
<b>ДОДАТОК Г.....</b>	<b>104</b>
<b>ДОДАТОК Д.....</b>	<b>111</b>

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ**

АЕС – атомна електростанція

БіоЕС – електростанція на біо-паливі

ВВП – валовий внутрішній продукт

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВЕС – вітрова електростанція

ГАЕС – гідроакумулююча електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ГІС – геоінформаційна система

ГП – головна підстанція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ - електромережа

ЄС – Європейський Союз

ЗТП – закрита трансформаторна підстанція

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

Л - лінія

ЛЕП – лінія електропередачі

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики на комунальних послуг

ОЕС – об'єднана енергосистема

ОСР – оператор системи розподілу

ПАТ – публічне акціонерне товариство

ПЛ – повітряна лінія

ПЛІ – повітряна лінія ізольована

ПрАТ – приватне акціонерне товариство

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЗА – релейна захисна автоматика

РП(РУ) – розподільчий пристрій

ТЕС – теплова електростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

ТМО – теорія масового обслуговування

ТП – трансформаторна підстанція

СЕС – сонячна електростанція

СМО – система масового обслуговування

СП – сполучний пункт

ЩТП – щоглова трансформаторна підстанція

ENTSO-E – європейська мережа системних операторів передавання

Smart Grid – розумна, або інтелектуальна енергетична система

## ВСТУП

**Актуальній теми.** Технічний прогрес підштовхує людство до вирішення проблем пов'язаних з джерелами енергії. На сьогодні актуальною темою є розумні (інтелектуальні) електричні системи (Smart Grid)[1]. Їх завданням є підвищення енергоефективності енергетичного обладнання, надійності електропостачання та якості електроенергії.

Кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електроенергією в країні займають розподільчі мережі 0,4...35 кВ. Саме вони безпосередньо взаємодіють зі споживачами та магістральними районними мережами. Тому їх функціонування та технічний стан впливають на показники надійності, ефективності та якості енергосистеми. Довжини таких мереж в Україні складають приблизно: 0,4кВ – 449832км, 6-10кВ – 332568км і постійно зростають. Постійний розвиток цих ліній та реконструкція мають безпосередній вплив на процес підключення нових споживачів, що є визначним фактором у визначенні рейтингу Doing Business[2] для України.

### **Мета і задачі роботи.**

Мета дисертаційної роботи полягає у підвищенні ефективності функціонування мереж електропередавальних організацій в частині приєднання споживачів до електричних мереж шляхом організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань.

Для досягнення мети були поставлені і вирішені такі наукові завдання:

1. Провести системний аналіз організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань організації приєднання споживача до електричних мереж електропередавальної компанії.
2. Визначити підхід та провести формалізацію задач підвищення ефективності функціонування мереж електропередавальних організацій в частині приєднання споживачів до електричних мереж.

3. Здійснити практичну реалізацію алгоритмів оцінки можливостей підвищення ефективності приєднання до електричних мереж.
4. Провести системний аналіз можливості реалізації проекту геоінформаційної системи управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики.

**Об'єкт дослідження** – процеси організації приєднанні споживачів до електричних мереж електропередавальної організації.

**Предмет дослідження** – методи підвищення ефективності організації приєднання.

**Методи дослідження.** Методологічну основу проведеного наукового дослідження склали такі методи: нечітка логіка (теорія масового обслуговування), кластерний аналіз даних трансформаторних підстанцій, математично-фізичні розрахунки.

**Наукова та практична цінність роботи** полягає у проведенні дослідження організаційно-управлінських, техніко-економічних, нормативно-правових, екологічних та технологічних питань, формуванні пропозиції по підвищенню ефективності діяльності електропередавальної організації щодо приєднання споживачів до електричних мереж, а також у розробці пропозицій запровадження геоінформаційної системи управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики в Україні.

**Апробація результатів дисертації та публікації.** Основні положення роботи та її результати доповідались на 5-й міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2018» PEMS (м. Київ, 2018р.).

За результатами досліджень опубліковано 2 наукові статті у наукових фахових виданнях України:

- «Опрацювання даних завантаженості трансформаторних підстанцій з використанням кластерного аналізу», міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2018» PEMS (м. Київ, 2018р.) [Додаток Д];

- «Якість електропостачання», міжнародна науково-практична інтернет конференція «Нові виміри наукового пізнання» (м. Переяслав-Хмельницький, 2017р.)[Додаток Г].

**Обсяг та структура дисертаційної роботи.** Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Основний зміст викладено на 92 сторінках друкованого тексту, містить 18 таблиць, 15 рисунків, 50 бібліографічних найменувань за переліком посилань та 5 додатків. Загальний обсяг дисертації – 113 сторінок.

## РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧА ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 1.1 Стратегія розвитку електроенергетичної галузі

Україна, уклавши «Угоду про асоціацію з Європейським Союзом[3]», прийняла рішення щодо пріоритетів свого економічного розвитку. Рішення зумовило не тільки появу необхідних зобов'язань, які мають бути відображені у повній мірі в пріоритетах соц-економічного розвитку України та її енергетики. Принциповим вибір України в частині повної інтеграції до співтовариства європейських націй зумовив і необхідність зміни підходів до формування енергетичної політики, яка має відповідати принципам та практиці ЄС.

Загальною метою Стратегії енергетики України до 2035 року[4] є забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний та безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування життєдіяльності суспільства в режимах звичайного та особливого стану. Стратегія[4] визначає: - цільовий стан енергетичного сектору України виходячи з пріоритетів забезпечення енергетичної безпеки та реалізації євроінтеграційних прагнень України; - запровадження сучасних методичних підходів, прийнятих в країнах ЄС, до розроблення документів стратегічного планування та практичної діяльності з реалізації державної політики в енергетичній сфері; - цілісну систему державного управління реалізацією стратегії[4], яка передбачає узгодження стратегії з системою планування розвитку країни; формування узгодженої системи механізмів державного управління, спрямованої на досягнення цілей та створення системи моніторингу реалізації стратегії; врахування положень стратегії всіма причетними до сфери її дії суб'єктами.

Стратегія[4] формує цільову траєкторію розвитку енергетичного сектору, забезпечуючи узгодженість його пріоритетів з більш широкими цілями суспільства та розглядаючи розвиток енергетичного сектору як складову сталого

соціально-економічного розвитку України. Стратегія передбачає: до 2020 року [Таблиця А1]: - перехід енергетичного сектору України на ринкові принципи функціонування та конкуренції, що стимулюватиме підвищення ефективності економічної діяльності суб'єктів енергетичного сектору та ефективності використання енергоресурсів суб'єктами господарювання та загалом суспільством; - ліквідацію критичної залежності України від поставок енергоресурсів з монопольних джерел, підвищення рівня енергетичної безпеки шляхом диверсифікації маршрутів та джерел енергозабезпечення національної економіки; до 2025 року[5]: - інтеграцію енергетичного сектору України до енергетичних ринків ЄС та системи європейської енергетичної безпеки; - забезпечення конкурентоспроможності національного енергетичного сектору на європейському енергетичному ринку шляхом створення сприятливих умов для залучення інвестицій та технічної модернізації об'єктів енергетичного сектору; до 2035 року: - повномасштабну інтеграцію енергетичного сектору України до європейського енергетичного ринку з вільним рухом енергоресурсів, інвестицій та технологій, що забезпечить з випереджаюче оновлення галузей енергетики то зростання рівня самозабезпеченості видобувними енергоресурсами; - технологічне оновлення енергетичного сектору.

Загальним результатом реалізації стратегії[4] стане перетворення паливно-енергетичного комплексу країни з проблемного сектору, що потребує постійної державної підтримки, на сучасний, ефективний, конкурентоспроможний сектор національної економіки, здатний до сталого розвитку на довгострокову перспективу в умовах регіональної інтеграції та конкуренції на європейському та світовому енергетичних ринках. Енергетична стратегія України є невід'ємною складовою цілісної стратегії соціально- економічної модернізації України, яка спирається на динамічне економічне зростання, раціональне та ефективне використання національного ресурсного потенціалу, інтеграцію України до європейського економічного та політичного простору. Ключовим завданням Стратегії також є формування системи забезпечення енергетичної безпеки країни та гарантування стабільного енергозабезпечення національної економіки і

суспільних потреб в режимах як звичайного, так і особливого стану. Політична прийнятність цілей стратегії[6], ефективність управлінських рішень у сфері енергетики безпосередньо залежатимуть від їх узгодження з вирішенням ключового стратегічного завдання економічної політики, яким є створення сприятливих умов підвищення конкурентоспроможності національних економічних суб'єктів на зовнішніх та внутрішньому ринках. На період до 2035 року Стратегія виходить з необхідності реалізації економічної політики, спрямованої на забезпечення економічного зростання та підвищення добробуту громадян України. Прогнозується, що до 2035 року валовий внутрішній продукт України зросте у 2 рази, тобто зростатиме на 3,5% в середньому щорічно. У той же час, відновлення високої динаміки економічного зростання на основі традиційної структури економіки з високою питомою вагою енергоємних низько технологічних секторів та без суттєвого зростання частки валової доданої вартості у випуску продукції, товарів та послуг є малоімовірним. Україна потребує виправлення деформацій реального сектору у напрямку зниження частки ресурсо- та енергоємних видів діяльності, сприяння зниженню енерго- та екологічності виробництва шляхом упровадження сучасних технологій, раціоналізації ресурсовикористання, оптимізації територіального розміщення виробництва тощо. Рушієм зростання в промисловості мають стати сектори, які мають нижчу енергоємність та використовують технологічні процеси, що характеризуються високою енергетичною ефективністю.

Викликом конкурентоспроможності національної економіки є низький рівень її енергоефективності[7] та переважання у структурі економіки енергоємних виробництв. До цього часу завдання підвищення енергоефективності національної економіки так і не стало визначальним. До останнього часу держава та суспільство України продовжували діяти за інерцією стереотипів існування надлишку енергоресурсів, а державна економічна політика не стимулювала їх ефективного використання. Суб'єкти господарювання та населення продовжують очікувати від держави часткового покриття енергетичних витрат та самоусуваються від дій щодо підвищення енергоефективності. Існуючі механізми

регулювання тарифів[8] для енергопостачальних підприємств у комунальній сфері створюють умови гарантованого отримання коштів через програми субсидювання і дотування. У свою чергу «витратна» методологія формування тарифів знищує зацікавленість цих підприємств у підвищенні енергоефективності виробництва. Збереження можливостей уникнути необхідності реалізовувати енергозберігаючі проекти, завдяки отриманню різного роду пільг та зниженню цін на енергоресурси, є суттєвим викликом державній політиці в енергетичній сфері. Така ситуація[8] спричиняє порушення ринкового балансу (конкуренції) між різними видами енергоресурсів та джерелами енергозабезпечення, перешкоджає підвищенню енергоефективності технологічних процесів українських виробників, чим послаблює конкурентоспроможність національної економіки та держави на світових ринках. Сталому розвитку національної економіки необхідне надійне, стає енергозабезпечення за прийнятними цінами. Виконання цього завдання потребує реагування на виклики, які загрожують стабільному функціонуванню систем енергозабезпечення, та розв'язання низки нагальних проблем, які перешкоджають розвитку енергетичного сектору. Ключовим викликом, який потребує нагального реагування, є незадовільний технічний стан енергетичного сектору України, який продовжує погіршуватись унаслідок старіння основних фондів. Більша частина генеруючих активів та мереж енергопостачання зношена та неефективна. Переважна більшість блоків теплових електростанцій перевищили межу фізичного зношення й потребує ґрунтовної модернізації або заміни, більшість блоків атомних електростанцій наближається до межі проектного терміну експлуатації. Баланс потужності енергосистеми України характеризується дефіцитом регулюючих потужностей[9], що зумовлює нераціональне використання існуючих потужностей та високий рівень втрат. Викиди пилу, оксидів сірки й азоту тепловими станціями України у рази перевищують відповідні норми розвинених країн. Значна частка об'єктів магістральних та розподільчих мереж відпрацювала свій ресурс та потребує модернізації. Не менш критичне становище спостерігається й у житлово-комунальному господарстві, де через незадовільний фізичний стан

спостерігаються значні втрати тепла в теплових мережах (загальні втрати у системі тепlopостачання сягають 45%, води 40%)[10], а подеколи й припинення тепlopостачання через аварії мереж. Фонд будівель і споруд перебуває у незадовільному стані, через низьку теплоізолюючу здатність будівель значними є теплові втрати на стороні споживання (у більшості будинків втрати теплової енергії сягають 30 %). Загалом капітальні інвестиції необхідні для всіх без винятку галузей енергетичного сектору. На даний момент модернізація в окремих сегментах виробництва, транспортування та кінцевого споживання енергії в Україні тільки розпочалася, використовуючи існуючі механізми тарифоутворення та державної підтримки в рамках окремих програм. Така ситуація зумовлює необхідність випереджаючого інвестування у технологічне оновлення енергогенеруючого та енерговикористовуючого обладнання, формування відповідних стимулів у сферах фіскального та грошово-кредитного регулювання, здійснення цільових інвестиційних програм. Серйозні виклики перспективам розвитку енергетики виникають через незавершеність реформування енергетичних ринків. Існуючі моделі функціонування ринків в Україні не дозволяють сформувати надійні джерела фінансового забезпечення навіть нагальних потреб енергетичного сектору у підтриманні функціонування галузей енергетики на поточному рівні. Субсидування виробників, перехресне субсидування між групами споживачів, пільгові закупівлі енергоресурсів не тільки знижують мотивацію до енергозбереження, але й позбавляють стимулів інвестування у розвиток енергетичного сектору України. Подолання суперечності між забезпеченням соціального захисту та впровадженням ринкових принципів господарювання в енергетичному секторі потребує модернізації соціальної політики. Збереження практики гарантування соціального захисту окремих категорій споживачів через використання ресурсів паливно-енергетичного комплексу фактично блокує можливість накопичення ресурсів для модернізації його галузей. При цьому, зусилля останніх років з реформування енергетичних ринків не дають бажаного результату. Прийняття Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» не дозволяє очікувати

реальних змін на ринку. Запровадження особливої форми організації взаєморозрахунків в рамках нової моделі ринку електроенергії (модель прямих договорів та балансуючого ринку) через Фонд врегулювання вартісного дисбалансу фактично фіксує систему перехресного субсидування на період до 2030 року. Збереження перехресного субсидування у такій моделі функціонування ринку електроенергії існує ризик сегментації ринку за видами генерації, що принципово унеможлиблює ринкову конкуренцію та стимулюватиме зростання витрат виробників і цін для споживачів. Фактично існування Фонду унеможлиблює реалізацію реформ електроенергетичної галузі. Функціонування ринку природного газу, незважаючи на прийняття Закону України «Про засади функціонування ринку природного газу», залишається деформованим. Збереження дисбалансу між цінами для окремих категорій споживачів зумовлює цілий ряд негативних наслідків. З одного боку, обмеження рентабельності державних компаній з видобування природного газу, через зобов'язання постачати газ для потреб населення за зниженими цінами, стримує зацікавленість у збільшенні обсягів внутрішнього видобутку газу державними компаніями. У свою чергу, у кризовій ситуації це зумовлює запровадження адміністративного регулювання ринку та обмежень на діяльність приватних компаній, що підриває інвестиційний клімат та довіру до Української держави. З іншого боку, недосконалі механізми компенсації різниці в тарифах та субсидування окремих категорій споживачів формують механізм незацікавленості в ефективності діяльності компаній на ринку природного газу та у сфері теплопостачання[11].

## **1.2 Аналіз технічного стану об'єднаної енергосистеми України**

Основою енергетики є - ОЕС України[12], яка здійснює централізоване електропостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між

собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство НЕК «Укренерго» (функції Системного оператора згідно Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»). Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2015 року складатиме (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим») 55,5 тис. МВт, з яких 61,4% припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,8% – на атомні електростанції (АЕС), 11,1% – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), 2,7% – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС). Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в: - п'яти енергогенеруючих компаніях – ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох крупних ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і 6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250 МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць; - ДП «НАЕК «Енергоатом», на чотирьох атомних електростанціях якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати та Олександрівська ГЕС (2 гідроагрегати). - ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці. Магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України нараховують 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ, а також 137 підстанцій загальною

трансформаторною потужністю 78,6 тис.МВА. Розподільчі електричні мережі нараховують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6–150 кВ. ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), окрім так званого «острова Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750кВ. Станом на кінець 2015 року більша частина генеруючих активів та магістральних і міждержавних електричних мереж зношена та неефективна: - 83% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали більше 200 тис. годин (граничний ресурс), є фізично зношеними й морально застарілими та потребують реконструкції або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої 10 потужності та погіршення екологічних показників. Станом на 31.12.2015 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис. МВт знаходяться в консервації або не експлуатуються з інших причин і протягом останніх 3-х років не виробляють електроенергії, а також 7 енергоблоків і 2 турбогенератори загальною потужністю 1,7 тис. МВт планується вивести з експлуатації в період, що розглядається; - енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації: 9 атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років; - баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50%; енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми; - більше 90% ліній електропередачі напругою 220 кВ і вище та 55% основного устаткування підстанцій відпрацювали розрахунковий технічний ресурс (25 років), а 56% ЛЕП і 17% ПС експлуатуються понад 40 років. Значні проблеми в ОЕС України виникають у зв'язку з

недостатністю пропускної спроможності ЛЕП для видачі потужності АЕС і передачі енергії до центрів споживання; з недостатнім рівнем надійності енергопостачання ряду регіонів країни (південь Одеської області, Чернівецька область, м. Київ і область); з некомпенсованістю електромережі по реактивній потужності та складністю забезпечення нормативної якості напруги. У зв'язку із зазначеним, питання реалізації завдань і заходів Плану розвитку[6], спрямованих на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження, набуває особливої актуальності і потребує невідкладного вирішення.

Розподільчі електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ[8] представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільчих електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденції до щорічного зростання.

На сьогодні існує об'єктивна необхідність розв'язання задач удосконалення принципів побудови топології мереж за класами напруги та видами виконання, оптимізації режимів роботи з метою підвищення надійності, ефективності функціонування мереж та забезпечення нормативних показників якості електроенергії з урахуванням територіальних і адміністративних особливостей, інвестиційної політики, які мають забезпечити ефективне управління, модернізацію та динамічний розвиток електричних мереж з врахуванням світових тенденцій.

Силові трансформатори є одними з найбільш важливих і складних елементів електроенергетичної системи (ЕЕС)[12]. Вони безпосередньо задіяні в процесах виробництва, транспортування, розподілу та споживання електричної енергії. В

Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України сумарна встановлена потужність трансформаторного парку перевищує встановлену потужність генерування в 4,5-5 разів через велику кількість ступенів трансформації та забезпечення надійності електропостачання за рахунок дублювання кількості трансформаторів. Тому, навіть якщо середній ККД трансформаторів прийняти на рівні 99% (тобто втрати  $\sim 1\%$ ), то втрати потужності в трансформаторах складають  $(4,5 \div 5) \times 1\% = (4,5 \div 5)\%$  від встановленої потужності електростанцій.

Очевидно, що трансформатори суттєво впливають на якість функціонування електричних мереж (ЕМ) енергосистем. Зокрема, вони багато в чому не тільки впливають, а й визначають надійність і економічність їх режимів. З іншої сторони, оскільки трансформатори є елементом системи, то на їх функціонування впливають процеси, що протікають в ЕЕС. Причому цей вплив проявляється як в нормальних, так і в аварійних режимах ЕЕС.

Призводить до збільшення навантажувальних втрат в трансформаторах також їх нераціональне завантаження. Причому відносні втрати в трансформаторах збільшуються як при недовантаженні, так і при перевантаженні. Підвищити ефективність використання трансформаторів в електричних мережах можливо, якщо організувати їх завантаження у відповідності до їх залишкового технічного ресурсу (не в роках, а щодо реального стану його конструктивних елементів). Для цього слід розробити методикку оцінювання навантажувальної здатності окремих трансформаторів і вже у відповідності до неї визначатися з можливостями та місцем їх в системі керування потоками потужності і напруги в електричних мережах для зменшення в них втрат електроенергії[8].

### **1.3 Загальна задача по реконструкції сучасних електричних мереж**

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками: понад 6,6% ліній електропередавання напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередавання напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат

на технічне обслуговування та ремонт[14]; близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни; фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%; внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ. Витрати на ремонт електричних мереж по роках зменшилися і складають близько 60% від необхідних, які визначаються Правилами технічної експлуатації електричних мереж. Загальна кількісна характеристики існуючих електричних мереж енергопостачальних компаній наведена в таблиці. Стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150)кВ, кількість підстанцій 35-110(150)кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ЛЕП 0,4-10(6) кВ кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 9,7%. На сьогодні понад 6,6% ліній електропередавання напругою 35-110 (150)кВ та 11,5% ліній електропередавання напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан, близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни. Якщо визначати заходи щодо покращення функціонування електричних мереж енергопостачальних компаній, то їх дуже багато, проте вони мають регіональні особливості.

Таблиця 1.1 - Загальна характеристики електричних мереж електропостачальних

Кількість	Напруга, кВ					Питома вага у загальній кількості, %
	110(150)	35	10(6)	0,4 кВ і нижче	Всього	
Лінії електропередавання						
Довжина ЛЕП, км, всього	34823,5	55810,8	292123,6	413453,7	796211,6	100
ПЛ	34803,2	55380,0	253705,8	383550,6	727439,6	91,4
КЛ	20,3	430,8	38417,8	29903,1	68772,0	8,6
Питома вага у загальній кількості, %	11,4		88,6		100	
Підстанції						
Кількість ПС, од.	1312	3412	182243		186967	
Питома вага, %	2,5		97,5		100	
Сумарна потужність трансформаторів, МВА	48244	19615	37486		105345	
Питома вага у загальній кількості, %	64,4		35,6		100	

компаній[6]

У Вінницькому регіоні електропостачання здійснює ПАТ «Вінницяобленерго». Для підвищення надійності електропостачання обласного центру[14], часткового перерозподілу навантаження споживачів «міського кільця», можливості розвитку промисловості та подальшої розбудови м. Вінниці необхідне будівництво двоколової ЛЕП 110 кВ від другого джерела живлення - (ПС «Вінниця-750»), її заходом на ПС 110/10 кВ „Східна” та проведенням реконструкції ПС 110/10 кВ „Східна”. Для можливості розвантаження вузла ПС 110 кВ „Південна” – ПС 35кВ „Центральна”, підвищення надійності енергопостачання найбільш відповідальних споживачів центральної частини міста, створення більш гнучкої схеми ПС-35 кВ „Центральна” - доречно резервування від двох незалежних джерел живлення. Для можливості приєднання кабельних ліній 35 кВ від новозбудованої ПС 110 кВ «Пятничани», існуючих КЛ-35 кВ від ПС 110 кВ «Південна» та ПС 35 кВ «Центральна», з метою розвантаження вузла ПС 110 кВ „Південна” – ПС 35кВ „Центральна”, підвищення надійності енергопостачання найбільш відповідальних споживачів центральної частини міста доцільно створення більш гнучкої схеми ПС-35 кВ „Центральна”. Це дозволить замкнути кола по мережі 110 кВ і значно підвищити надійність живлення споживачів та створять більш гнучку в оперативному відношенні, схему мережі 110 кВ компанії а також додатково зарезервує південні регіони. Для забезпечення надійної роботи обладнання ПС-110 кВ в ремонтних та аварійних

режимах[16] та підвищення надійності живлення оздоровчо-курортної зони м. Хмільник доречно підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж. Товариства та забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. У Волинському регіоні електропостачання здійснює ПАТ «Волиньобленерго». Для забезпечення надійності живлення споживачів слід передбачити на ПС 110 кВ "Шацьк" заміну силового трансформатора потужністю 4 МВА на 10МВА. Доречна заміна силового трансформатора Т-2 на силовий трансформатор 110/35/10 10 МВА. Переведення ПЛ-35 кВ Луцьк-Підгайці-Ківерці на напругу 110 кВ, переведення ПС-35 кВ Підгайці на напругу 110 кВ (створюється додатковий транзит в мережі 110 кВ між ПС-220 Луцьк і ПС-330 кВ Луцьк Північна, що забезпечує надійність Луцького енерговузла. ПАТ "ДТЕК "Дніпрообленерго" здійснює енергопостачання у Дніпропетровському регіоні, яке має забезпечуватиме новими потужностями перспективне будівництво центрального житлового масиву міста, перспективне будівництво міського метрополітену від ст.Вокзальна до ст. Музейна. Будівництво підстанції в центральній частині міста вирішить ряд проблем надійності електропостачання, а саме: дозволить покрити дефіцит потужностей, що виникають в результаті розвитку інфраструктури центру міста та його житловою забудови; здійснити переведення частини навантажень з ПС 35 кВ «Нагірна» на нову підстанцію дозволить привести до відповідності пропускній спроможності лінії Л-307/308 35 кВ, що живлять ПС «Нагірна». Слід забезпечити новими потужностями перспективне будівництво житлового масиву міста ж/м Ігрені, і прилеглих до нього ж/м «Рибальськ» та ж/м «Північний» по мережі 10 кВ, а також підвищення рівня резервування і підтримки рівня напруги тягових підстанцій. Не забезпечується оптимальна загрузка силових трансформаторів в аварійних режимах та при виконанні ремонтних робіт на ПС. Тому для покриття дефіциту потужності необхідно виконати реконструкцію ПС «Промбаза»[17]. Схема ВРП-150 кВ ПС «Нікопольська-150» одне з «вузьких міст» в мережі 150 кВ ПАТ «ДТЕК «Дніпрообленерго», так як не відповідає сучасним технічним вимогам. Необхідно будівництво обхідної системи шин з встановленням обхідного

вимикача, системи шин ВРП-35 кВ, при цьому габарити між системами шин не відповідають нормам ПУЭ. Значна кількість обладнання фізично та морально застаріла та потребує заміни. При виведенні в ремонт одного з трансформаторів або однієї з секцій шин 10 кВ, потужності одного з трансформаторів недостатньо. Реконструкція ПС «Центральна-35» із заміною силових трансформаторів 16 МВА на 25 МВА забезпечить зниження втрат холостого ходу, а також можливість підтримки оптимального рівня напруги на шинах 10 кВ за рахунок РПН силового трансформатора. На ПС-35 кВ «40 років Жовтня». Необхідно також провести реконструкцію із заміною силових трансформаторів 10 МВА на 16 МВА, так як на даний час неможливе підключення нових потужностей, так як при виводі в ремонт одного з трансформаторів виникає перевантаження іншого.

ПАТ "ЕК "Житомиробленерго» здійснює забезпечення енергопостачання в Житомирському регіоні. Для покращення його роботи доречно здійснити модернізацію та технічне оновлення ПС «Смолянка», транзиту «Житомир-Черняхів-Турчинка-Лісова», транзиту «Северна-Тетерів-Ірша-Лісова» ПС «Малин», ПС «Коростень», ПС «Новоград-Волинська» . Для покращення роботи ПАТ "Закарпаття-обленерго" доцільно здійснити встановлення АТ-2 220/110/10кВ (125МВА) на ПС 220/110/10 кВ Хуст-220, 1х125 МВА, реконструкцію підстанції Ужгород-7, з улаштуванням крила за схемою мостика, ліній 110кВ та ремонтною перемичкою. Слід встановити два трансформатора, здійснити технічне переоснащення або реконструкцію ПС Ужгород-2 та заміною силового трансформатора Т2 на більш потужний.

ВАТ "Запоріжжяобленерго" потребує заміни трансформаторів, відгалуження до ПС «Виноградна» для забезпечення рівня напруги при ремонтних режимах та будівництва ПС «Бородінська, нової ПС «Бородинська150».

Доречна заміна пошкодженого трансформатору Т-2 типу ТДТН-63МВА. Слід виконати будівництво ремонтної перемички для гнучкості схеми при виконанні ремонтів устаткування. Виконати монтаж ПС «Супутник», будівництво 2-й черги ПС «Чубарівка» і ПС «Куйбишево» - ПС «Андріївка». ПАТ "Київенерго" рекомендується реконструкція ЛЕП «Північна-Оболонь», «ТЕЦ-5-Новокиївська» і

будівництву нового транзиту 110кВ «ТЕЦ-5–Славутич-Позняки» та ПС «Славутич». Виконання зазначеного ліквідує проблемний вузол та розвантажить ПС «Бортничі». Доцільно прокладення нової КЛ -110 кВ «Жовтнева-Політехнічна» та включення існуючих. Будівництво вузлової підстанції Пост-Волинська дозволить збільшити автотрансформаторні потужності та організувати додаткові лінійні приєднань. Заміна силових трансформаторів потужністю 2x10 МВА на 2x25 МВА дозволить перевести напругу на 110 кВ тв. збільшити пропускну здатність. Виконання реконструкції, пов'язане, в першу чергу, із заміною відокремлювачів і короткозамикачів на вимикачі.

ПАТ "Кіровоград-обленерго" потребує реконструкції ПЛ (заміна та ремонт опор, заміна грозозахисного тросу, антикорозійне покриття металоконструкції опор). ПАТ "Львівобленерго" вимагає реконструкції ВРП -110, встановлення Т-2 та секційного ВВ-35 – 2015-16 рр. Для покращення роботи ПАТ "Миколаїв-обленерго" слід провести комплексну реконструкцію ПС з заміною обладнання і розширенням будівельної частини.

Саме гірше становище у Одеському регіоні. ПАТ "ЕК "Одесаобленерго" потребує підвищення надійності живлення споживачів та зниження понаднормативних втрат для часткового розвантаження ПС. Для часткового розвантаження ПС має бути здійснено будівництво ПС Чубаївка.

Для підключення нової ПС Червоний Хутор слід замінити існуючі трансформатори на 2x40 МВА. Для часткового розвантаження доречна заміна трансформатора 2Т на 40МВА, встановлення додаткової комірочки 110кВ[8] для підключення ПЛ (КЛ) Застава-ЮЗР2-Таїрово. Для часткового розвантаження ПС має бути встановлено другий трансформатор 40 МВА. На ПАТ "Полтаваобленерго" має відбутися реконструкція ВРУ (будівництво двох систем шин з обхідною системою шин), добудова ОПУ, замінено ВД і КЗ-110 кВ на вимикачі та замінено 3-х вимикача 35 кВ.

Повинна відбутися реконструкція релейного захисту на ПС "КС Гребінківська" і ПС "Червонозавод". На ПАТ «Прикарпаття-обленерго» має відбутися заміна проводу АС-150 на АС-185, оскільки вийшов термін

експлуатації. У зв'язку із значним ростом навантаження і роботою встановленого Т-1-10 МВА з перенавантаженням доречно реконструкція ВРП -110, встановлення Т-2 та секційного ВВ-35 у ПАТ "Рівнеобленерго". ПАТ "Сумиобленерго" потребує перевлаштування ПЛ "Вузлова – КС Суми" на "С.Північна – КС Суми", реконструкції, заміни проводу АС-150 на провід більшого перетину, переулаштування ПС "Октябрьська" і "Кіровська". Заміна опор з заміною проводу АС-50 на АС-95. Заміна проводу АС-70 на провід більшого перетину з заміною металевих та з/б опор при необхідності. Встановлення додаткового силового трансформатора 40,5МВА потребує ВАТ «Тернопіль-обленерго» [6].

АК "Харківобленерго"[16] потребує будівництво ПС зв'язку з перевантаженням мереж і заміни трансформаторів 25 МВА на 40МВА. ПАТ "ЕК "Херсонобленерго" потребує переведення ПС на клас напруги 150/35/10 кВ, переведення ПЛ-35 кВ "Н.Алексеевка-Геническая" та "Партизаны Тяг. - Геническая" на клас напруги 150 кВ. Потрібно здійснити КЛ-35 кВ відгалуження від ПЛ 35 кВ Карантинная-Промышленная-1,2 до ПС Дзержинская», ПС "Промышленная". Для покращення роботи ПАТ "Хмельницьк-обленерго" має бути здійснено будівництво нової підстанції 110кВ з встановленою потужністю 2x16,0 МВА. Для резервування існуючих трансформатора і для забезпечення надійного електропостачання споживачів Хмельницького регіону має відбутися будівництво нової підстанції, потужність трансформаторів 2x6,3 МВА та зменшення навантаження на ПС "Південна" та ПС "Північна" у м. Кам'янець-Подільському. ПАТ "Черкасиобленерго" потребує нового будівництво електричних мереж для розвантаження Черкаського енерговузла. ПАТ "ЕК "Чернівціобленерго" потребує реконструкції ПС „Червоноармійська” з заміною трансформатора Т-1 10 МВА на 16 МВА, заміною ОД, КЗ на елегазовий вимикач 110 кВ з мікропроцесорними панелями захисту. Має бути проведено реконструкція ПС „Роша” зі заміною трансформатора. Для підключення побудованої ПС „В. Кузьмін” має бути відбутися модернізація захисту від замикань на землю з дією на відключення. Від реалізації заходів передбачається отримати наступні результати: покращення надійності електропостачання

споживачів; покращення соціально-економічного добробуту населення; зменшення витрат електричної енергії[18]; збільшення запасу експлуатаційної безпеки мереж.

#### **1.4 Загальний технічний стан та організація функціонування локальних(обласних) електричних мереж**

Кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електроенергією в країні займають розподільчі мережі 0,4...35 кВ[20]. Саме вони безпосередньо взаємодіють зі споживачами та магістральними районними мережами. Тому їх функціонування та технічний стан впливають на показники надійності, ефективності та якості енергосистеми. Довжини таких мереж в Україні складають приблизно: 0,4кВ – 449832км, 6-10кВ – 332568км і постійно зростають[21]. Постійний розвиток цих ліній та реконструкція мають безпосередній вплив на процес підключення нових споживачів, що є визначним фактором у визначенні рейтингу Doing Business[2] для України.

Проект «Ведення бізнесу» [2] дозволяє об'єктивно оцінити нормативно-правові акти, які регулюють підприємницьку діяльність і забезпечують їх дотримання в 190 країнах, а також в окремих містах на субнаціональних та регіональних рівнях.

В рамках дослідження здійснюється збір та аналіз всебічних кількісних даних для співставлення умов регулювання підприємницької діяльності між країнами і в динаміці, тим самим проект «Ведення бізнесу» побуджає країни до більш ефективного регулювання, забезпечуючи вимірні орієнтири для проведення реформ і служить ресурсом для вчених, журналістів, дослідників з приватного сектора та інші, хто цікавиться діловим кліматом в кожній країні.

На сьогодні Україна займає 76 місце з рейтингу 190 країн, де країна першому місці має найкращі умови (Рисунок 1).

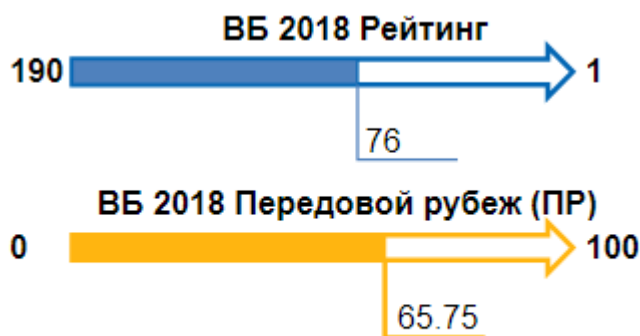


Рисунок 1.1 – Рейтинг України в Doing Business

Передовий рубіж (ПР) демонструє віддаленість кожної країни від «рубіжа», який являє собою найкращий результат, показаний будь-якою країною (Рисунок 1.2).

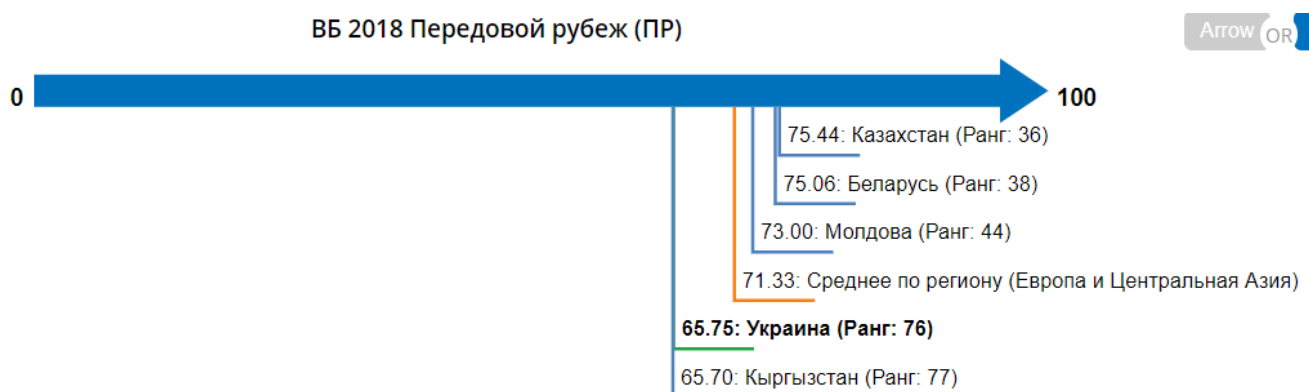


Рисунок 1.2 – Передовий рубіж ведення бізнесу 2018

Як бачимо рейтинг України нижчий за рейтинг країн сусідів. Отже слід, щось з цим робити.

Відповідно до Реєстру суб'єктів природних[25] монополій, які проводять господарську діяльність у сфері енергетики[26], територія України розділена багатьма компаніями, які обслуговують електромережі. Для детальнішого розгляду візьмемо ПрАТ «Київобленерго»[27]. Компанія спеціалізується на передачі та постачанні електричної енергії споживачам Київської області та є частиною енергетичного бізнесу однієї з провідних українських керуючих компаній – «ВС Енерджі Інтернейшнл Україна».

Основним видом діяльності ПрАТ «Київобленерго» є постачання електроенергії за регульованим тарифом. Товариство «Київобленерго» також надає інші послуги населенню та юридичним особам:

- перевірка, встановлення, ремонт та заміна лічильників електроенергії;
- підключення будинків до електромережі;
- будівельно-монтажні та електромонтажні роботи (будівництво і реконструкція електроустановок, улаштування вводів в житлові будинки, монтаж виносних шаф обліку електричної енергії, виконання ремонту кабельних мереж та повітряних ліній тощо);
- видача технічних умов на приєднання електроустановок;
- проектно-вишукувальні роботи, погодження проектної документації;
- допуск до експлуатації електроустановок;



Рисунок 1.3 – Київобленерго

- оформлення та нагляд за роботами в охоронній зоні електромереж;
- технічне обслуговування абонентських електроустановок;

- лабораторні роботи (пошук і визначення місця пошкодження кабельних ліній, вимірювання опору контуру заземлення, заземлювача опори, вимірювання опору і ємності обмотки машин, апаратів, опору ізоляції, випробування підвищеною напругою, вимірювання пробивної напруги тощо).

ПрАТ «Київобленерго» було засновано у 1995 році як Державне підприємство «Київобленерго», яке згодом відповідно до Указу Президента України «Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України» від 4 квітня 1995 року та наказу Міністерства енергетики та електрифікації України від 2 серпня 1995 року було перетворено на Державну акціонерну енергопостачальну компанію ДАЕК «Київобленерго». Тоді до складу Товариства увійшли Правобережні, Лівобережні та Білоцерківські. Згодом, у 1998 році, для налагодження чіткої системи управління електричними мережами області та усунення дублювання функцій було проведено реорганізацію компанії з перетворенням Білоцерківських електричних мереж в окремий підрозділ, ліквідацією Лівобережних електричних мереж та підпорядкуванням районів електричних мереж безпосередньо керівництву компанії. Водночас зазнали змін і структури районних електромереж.

У 2001 році у результаті тендеру, проведеного Фондом державного майна України, значну частку акцій «Київобленерго» придбала відома світова енергетична корпорація AES. Цього ж року за рішенням загальних зборів акціонерів ДАЕК «Київобленерго» змінила назву на ВАТ «АЕС Київобленерго», а на початку 2004 року компанію за рішенням акціонерів перетворено на Закрите Акціонерне Товариство.

У зв'язку із приведенням діяльності Товариства у відповідність до вимог Закону України «Про акціонерні товариства» 11 квітня 2011 року загальні збори акціонерів ЗАТ «Київобленерго» прийняли рішення про зміну найменування Товариства на Публічне Акціонерне Товариство «Київобленерго».

У квітні 2013 року компанія «АЕС Київобленерго» стала частиною енергетичного бізнесу однієї з провідних українських керуючих компаній — «ВС Енерджі Інтернейшнл Україна», та змінила назву на ПАТ «Київобленерго».

30 травня 2017 року за рішенням позачергових Загальних зборів акціонерів було прийнято рішення про зміну найменування Товариства на Приватне акціонерне Товариство «Київобленерго» (скорочено ПрАТ «Київобленерго»).

Сьогодні ПрАТ «Київобленерго» — це одна з найуспішніших українських енергетичних компаній, яка здійснює свою діяльність на території понад 28,1 тисяч км<sup>2</sup> та обслуговує понад 25,835 тисяч промислових та 908, 141 тисяч побутових споживачів. Нині до її складу входять 26 районних підрозділів. Основою позитивної динаміки розвитку компанії стали правильні управлінські рішення, сучасні технології і новітня техніка, впровадження корпоративних стандартів обслуговування. За досить короткий період значно поліпшилась якість і надійність забезпечення споживачів електроенергією, зменшилась кількість відключень, відкрились сучасні центри з обслуговування. Компанія вчасно розраховується за спожиту електроенергію, по праву входить до переліку найбільших платників податків у Київській області[10].

Структура компанії зображена в таблиці додатку А2.

Як бачимо, ПрАТ «Київобленерго» має в розпорядженні 26 районних підрозділів, кожен з яких, відрізняється територією, споживачами, кількістю підстанцій і т.д.

Районні підрозділи здійснюють передачу електроенергії та її постачання в межах адміністративних районів, вирішують питання збуту електроенергії, оплати за її використання, а також контролюють дотримання споживачами Правил користування електричною енергією.

### **1.5 Проблемні питання надання послуг з електропостачання**

Одним з шляхів розвитку електричних мереж на території України є підключення нових побутових та промислових споживачів, а саме реконструкція існуючих ліній для дотримання рівня якості електроенергії. Основними проблемами є:

- непрозорість надання послуг з приєднання електричних установок до електричних мереж;

Основною проблемою приєднання є те що, вам ніколи ніхто точно не скаже зразу – скільки коштуватиме приєднання до електричної мережі з певної точки на карті і за який час це буде виконано. Це явище створює можливості для «торгів» з клієнтами для «вичавлювання» з них максимальної економічної вигоди». Саме через це багато іноземних інвесторів переносить своє виробництво до інших країн.

- непрозора процедура визначення плати за приєднання до електричних мереж;

Плата за приєднання має бути недискримінаційною та прозорою, а також публікуватися у відкритому доступі. – з такими умовами кожен зможе підрахувати ціну з точністю до 90-95%, але залишається питання прозорості. Зараз замовнику можуть поставити вимоги які рівні, або й перевищують ціну звичайного приєднання.

- невідповідність законодавства України законодавству ЄС[4];

Після підписання Президентом України закону про «Про ринок електричної енергії» стартував дворічний перехід, під час якого всю архітектуру ринку перебудують у відповідність до правил, які працюють в ЄС. В галузі повинна з'явитися конкуренція і зникнути перехресне субсидіювання.

- технічна не підготовленість існуючих застарілих ліній;

Враховуючи сьогоденні реалії[23] в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мереж, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувається досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився, при тому, що в містах невпинно зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км<sup>2</sup>, і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільчих мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування.

- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України[24];

Після подій 2014 року були виведені з ладу Луганська ТЕС, лінія 220 кВ «Лисичанська», лінія 110 кВ «Новоардайська», Вуглегірська ТЕС.

- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;

Регульовані ціни для домогосподарств набагато нижчі для споживачів за витрати на їх виробництво, тоді як промислові споживачі та бюджетні установи сплачують повну вартість енергоносіїв.

- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передавання електроенергії в ENTSO-E відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;

Українська ОЕС працює паралельно з енергетичними системами Росії, Білорусії та Молдови. Системи працюють в спільному режимі роботи, частота їх однакова, а фактичне регулювання здійснює Росія, як власник найбільших генеруючих потужностей. Об'єднання ринків з іншими країнами дозволить суттєво знизити вартість електричної енергії. Синхронізація суттєво посилить стійкість нашої ОЕС та зведе до мінімуму залежність від стабільності постачання вугілля на теплові блоки;

- дефіцит регулюючих потужностей в ОЕС України;

Дефіцит маневрових потужностей виник внаслідок важкої економічної ситуації, рекордно маловодних весни і літа минулих років (у зв'язку з чим гідроелектростанції знизили виробництво електроенергії майже вдвічі у порівнянні з попередніми показниками), відсутність вугілля необхідних марок у зв'язку з військовими діями на Донбасі.

- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);

Головною проблемою відновлюваної енергетики є невизначеність щодо обсягів використання та обсягів залучення інвестицій, встановленої потужності й кількості станцій, а також можливостей приєднання до електромереж, науково-

технологічного розвитку та інших питань, що потребує розробки і прийняття загальної стратегії розвитку альтернативної енергетики.

- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електроенергії;
- низький рівень автоматизації мережі;

### **Висновки до розділу 1**

1. За результатами аналізу технічного стану енергетичної галузі України встановлюємо її незадовільний технічний стан та організацію експлуатації, що впливає на подальший розвиток економіки країни та життєвий рівень населення.
2. Відповідно до міжнародних зобов'язань[5] Україна має забезпечити розвиток бізнесу (зокрема підняття свого рейтингу Doing Business), адже на сьогодні рівень України ще не задовольняє інтереси суспільства.
3. Для забезпечення належного рівня України принциповим питанням є спрощення процедури та пошук оптимальності приєднання до електричних мереж.

## **РОЗДІЛ 2 НАУКОВО МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ. ПРОВЕДЕННЯ ОЦІНЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

### **2.1 Аналіз методів вирішення проблемних питань**

Вирішення проблеми надійного та якісного електропостачання в розподільних електричних мережах напругою 6...35 кВ ґрунтується на оптимальному управлінні перетоками потужності[16], управлінні параметрами пристроїв регулювання та компенсації тощо. Вирішення такого завдання на сучасному етапі розвитку інтелектуальних технологій вимагає створення «розумних» електричних мереж в рамках реалізації концепції Smart Grid. Особливої актуальності реалізація концепції Smart Grid набуває в задачах управління режимами розподільних електричних мереж напругою 6...35 кВ, які характеризуються зниженим рівнем централізації диспетчерського управління. Разом з тим у таких електричних мережах вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, пониженою спостережністю системи і обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління.

Перед нами виникає задача надання послуги приєднання до електричних мереж. В даному випадку вирішується ряд ситуацій в проходженні заявки в компанії, також ряд ситуацій по розвитку існуючих електромереж компанії.

Як зазначалось вище – електроенергетика України має такі розповсюджені проблеми як:

- непрозорість надання послуг з приєднання електричних установок до електричних мереж;
- непрозора процедура визначення плати за приєднання до електричних мереж;
- невідповідність законодавства України законодавству ЄС;
- технічна не підготовленість існуючих застарілих ліній;
- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;
- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передавання електроенергії в ENTSO-E відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;
- дефіцит регулюючих потужностей в ОЕС України;
- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електроенергії;
- низький рівень автоматизації мережі;

Звичайно, для того щоб Україна вийшла на рівень ЄС необхідно вирішити ці питання. Для цього існують різні наукові методи, які дозволять наблизитись до мети.

Науковий метод [28] - сукупність методів встановлення параметрів, структури, інших характеристик досліджуваних об'єктів.

Метод включає в себе способи дослідження феноменів, систематизацію, коригування нових і отриманих раніше знань. Висновки робляться за допомогою правил і принципів міркування на основі емпіричних (спостережуваних і вимірюваних) даних про об'єкт<sup>[1]</sup>. Базою для отримання даних

є спостереження та експерименти. Для пояснення спостережуваних фактів висувуються гіпотези і будуються теорії, на підставі яких формулюються висновки та припущення. Отримані прогнози перевіряються експериментом або збором нових фактів.

Важливою стороною наукового методу, його невід'ємною частиною для будь-якої науки, є вимога об'єктивності, що виключає суб'єктивне тлумачення результатів. Не повинні прийматися на віру будь-які твердження, навіть якщо вони виходять від авторитетних учених. Для забезпечення незалежної перевірки проводиться документування спостережень, забезпечується доступність для інших вчених всіх вихідних даних, методик і результатів досліджень. Це дозволяє не тільки отримати додаткове підтвердження шляхом відтворення експериментів, але й критично оцінити ступінь адекватності (валідності) експериментів і результатів по відношенню до перевіреної теорії.

Загальнонаукові методи дослідження — емпіричні (експеримент, спостереження, опис) та теоретичні (аналіз, синтез, абстрагування, узагальнення, індукція, дедукція, пояснення, класифікація тощо), а також системний, функціональний, конкретно-соціологічний.

Спеціальні методи дослідження ґрунтуються на вивченні конкретних фізичних та хімічних властивостей речовини й фізичних властивостей та параметрів фізичних полів. До них належать: формально-логічний, порівняльно-правовий та інші методи наукового пізнання.

В сфері енергетики наукові методи мають такі застосування:

- застосування нечіткої логіки, нейронних мереж та дискримінантного аналізу для моделювання фінансової стійкості підприємств;

Аналізується та оцінюється фінансовий стан підприємства, що має важливе значення для потенційних інвесторів і кредиторів.

- метод редукції до сукупності вкладених задач глобальної мінімізації;

Редукція вказаної задачі до сукупності трьох вкладених задач глобальної мінімізації меншої розмірності. Рішення першої з них визначає кількість і місця побудови нових ТП і РП, другої – варіант підключення нових споживачів до

електромережі, третьої – оптимальний варіант підключення нових ТП до існуючої мережі.

- метод декомпозиції;

Передбачає розбиття задачі оптимізації розвитку електромережі на три підзадачі та задачу координації, яка виконує розрахунок параметрів координації, визначення послідовності вирішення підзадач та моменту закінчення розрахунку. Координацію підзадач виконуємо за допомогою векторів лімітуючих та стимулюючих параметрів.

- методи аналізу усталених режимів;

Визначає напругу у вузлах приєднання споживачів, струмів в ЛЕП.

- методи аналізу перехідних режимів;

- застосування теорії ймовірностей і математичної статистики;

Визначення шансу відмови елемента мережі (лінії, трансформатора, вимикача).

- методи розв'язування оптимізаційних задач;

Прикладні задачі розвитку та функціонування електропостачальних систем (планування розвитку ЕПС, оптимізація надійності електропостачання, оптимізація режимів мереж за реактивною потужністю, оптимізація якості електроенергії).

- ситуаційний аналіз;

Оцінка можливих змін в діяльності фірми за умови впливу діючих факторів.

- теорія масового обслуговування;

Аналіз випадкових величин часу при обробці заявки на підключення через різні інстанції в електрокомпанії.

- використання кластерного аналізу;

Використання методу кластерного аналізу для вибірки з трансформаторних підстанцій, або споживачів.

## **2.2 Ситуаційний аналіз**

Ситуаційний аналіз[30] представляє собою оцінку можливих змін в діяльності фірми за умови впливу діючих зовнішніх факторів.

Ситуаційний аналіз - це комплексні технології підготовки, прийняття та реалізації управлінського рішення, в основі яких лежить аналіз окремо взятої управлінської ситуації. Методи ситуаційного аналізу покликані надати ОПР допомогу в проведенні аналізу ситуації, встановлення факторів, що визначають її розвиток, формулюванні критеріїв і обмежень прийняття управлінського рішення. Фактично ці методи дозволяють провести збір та обробку інформації, необхідної для діагностики проблеми і формулювання критеріїв і обмежень прийняття управлінських рішень.

Методи ситуаційного аналізу[20] припускають генерацію економічних сценаріїв і детерміноване факторне моделювання реакції системи на згенерований сценарій, що вимірюється за фінансовими результатами системи. Всім сценаріями в генеральній сукупності присвоюються імовірнісні ваги. Таким чином, підсумковий очікуваний фінансовий результат інтерпретується як математичне очікування випадкової величини показника, розподіленої відповідно до вихідним ваговим розподілом вхідних сценаріїв.

Метод ситуаційного аналізу[30] в якості об'єкта дослідження використовує нову ситуацію об'єкта управління. Типовими проблемами ситуативного характеру є, наприклад, міжнародні конфлікти і кризи. У разі розгляду проблем іншого типу ефективні інші методи. Ситуаційний аналіз[21] дозволяє організувати і направляти процес активного збору, оцінки та переробки наявної первинної інформації і відтворення нової, вторинної інформації як аналітичного, так і прогнозного характеру. Ситуаційний аналіз проводиться в три етапи (рис. 2.1).

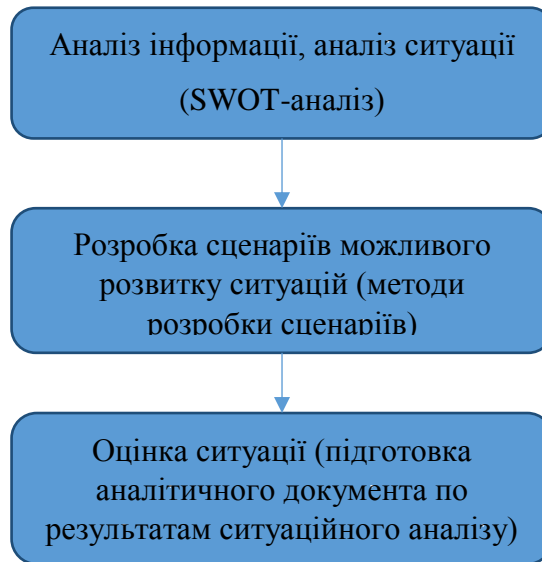


Рисунок 2.1 – Приклад ситуаційного аналізу

На першому етапі призначають експерта-керівника ситуаційного аналізу, який відповідає на всіх трьох етапах за методологічні, організаційні та редакційні питання. Мета першого етапу - створення групою експертів (максимум з шести чоловік) аналітичного сценарію ситуації як цілісної динамічної системи (підсистеми) з властивими їй внутрішньою структурою і зовнішніми взаємозв'язками.

Ця сценарно-редакційна група разом з її керівником уточнює формулювання теми (завдання), розробляє і подає на затвердження установчу записку і сценарій, анкети для формалізованого опитування експертів, а також підбирає експертів для другого етапу ситуаційного аналізу. Сценарій є розбиття досліджуваної проблеми на ряд підпроблем, які, в свою чергу, розбиваються на ще більш приватні підпроблеми і т.д. Кожна підпроблеми будь-якого рівня при розбитті повинна розділятися на безліч непересічних підпроблем наступного рівня. В цілому сценарій схематично представляє собою дерево з одним коренем (нульовий рівень). В ідеальному випадку (якщо в ході колективної експертизи чи не з'явиться необхідність переструктурування проблеми) сценарій одночасно стає підсумковим документом. Проблеми самого нижнього рівня формулюються як

питання до експертів. Сукупність питань, зафіксована і затверджена редакційною групою, представляється як анкета на другому етапі ситуаційного аналізу.

Другий етап, основний, починається з вступної промови керівника-експерта. Він нагадує основні правила проведеної експертизи:

- експертиза неофіційна, тому кожен експерт висловлює не крапку зору своєї організації, а виключно свою особисту думку як фахівця;
- експертиза анонімна в тому сенсі, що в підсумковому документі висловлені точки зору не співвідносяться з конкретними прізвищами;
- експертиза конфіденційна, тому зміст виступів і сам факт проведення ситуаційного аналізу не підлягають розголошенню ні усно, ні у відкритій пресі, а конспектування в ході колективної експертизи і винесення анкет формалізованого опитування не дозволяються.

Потім експерти по черзі виступають з десятихвилинним "домашнім завданням". Їх виступи ґрунтуються на матеріалах (включаючи анкету), розісланих за кілька днів до другого етапу. В ході виступу експерти озвучують виникли у них питання і обговорюють отримані відповіді. Цей етап ситуаційного аналізу триває в залежності від складності проблеми один-два дня. Мета другого етапу - отримання великого обсягу різнопланових експертних оцінок індивідуального і колективного характеру.

На третьому етапі ситуаційного аналізу, заключному, редакційно-сценарна група, що включає в себе за бажанням керівника і експертів з основної групи, готує заключний аналітичний документ. Керівник ситуаційного аналізу стверджує його остаточну редакцію.

Для проведення ситуаційного аналізу в стратегічному менеджменті найбільше розповсюдження отримали наступні інструменти:

- метод Маркетинг Мікс;
- метод GAP-аналізу ("Продукт—Ринок");
- метод матриці *BCG*
- модель Томсона и Стрікленда;
- портфельна матрична модель Мак-Кінсі *DPM*

- модель стратегічного управління Венсіла—Лагранжа;
- модель стратегічного управління И. Ансофа;
- модель стратегічного управління Д. Абеля;
- модель *SAPЕ*;
- модель "7S";
- модель п'яти сил М. Портера;
- модель сбалансованої системи показників *BSC*;
- модель комплексного ділового аналізу *PIMS*
- модель ситуаційного SWOT-аналізу;
- модель SNW-аналізу;
- модель PEST-аналізу;
- модель ланцюжку приросту вартості М. Портера;
- модель П. Краліча;
- модель *SPACE*-аналізу;
- модель Артура Д. Літла (*ADL/LC*);
- модель Хофера—Шенделя;
- інтеграційна модель Н. Персі і Л. Харріса. Метод Маркетинг Мікс (Marketing - mix - 4P's of Marketing), відомий також як метод "Чотири Р (Pi)" (Product - товар, Place - місце, в даному контексті збут, Price - ціна і Promotion - просування, тобто стимулювання збуту), базується на розгляді можливостей стратегічного розвитку з позицій інструментів маркетингу, включаючи такі елементи, як: продукт, ціна, місце, просування, упаковка, покупка, клієнти, персонал і досвід покупця (рис. 2.2).

Product – продукт, товар: споживчі функції, Рівень товару, Якість, Дизайн, Упаковка, Сервіс.	Price – ціна: ціна і ціноутворення, цінові стратегії, стратегії знижок, купони, кредити, розпродажі, дисконтні картки, відкати
Place – місце, місцезнаходження: канали збуту, дистрибуція, мерчандайзинг, географія бізнесу, логістика	Promotion – просування: PR, реклама, промоушн, прямий маркетинг, виставка, презентація, мобільні стенди, інтернет- маркетинг

Рисунок 2.2 – Метод Маркетинг Мікс

Метод GAP-аналізу (табл. 2.1) дозволяє здійснити стратегічний аналіз ринкових розривів (проломів), спрямований на пошук кроків для досягнення мети заповнення цих прогалів, включаючи: визначення поточного значення; визначення максимально доступного значення; прогнозування розвитку і розробку сценаріїв; розробку планів по досягненню поставлених цілей.

Модель стратегічного управління Венсіла-Лагранжа забезпечує компанії можливість оцінки стратегічних планів і результатів їх реалізації, включаючи:

- структурування цілей і визначення розбіжності між запланованими цілями і реальними можливостями (аналіз пробілів);
- визначення необхідних ресурсів і розробка варіантів дій щодо подолання виявлених розривів;
- розподіл ресурсів (складання планів і бюджетів);
- спостереження і контроль ходу виконання намічених планів і програм.

Таблиця 2.1 – GAP – Аналіз ризиків та розвитку послуг

Зовсім нова послуга	Середній ризик	Незначний розвиток	Високий ризик	Середній розвиток	Дуже високий ризик	Високі темпи розвитку
------------------------	-------------------	-----------------------	------------------	----------------------	--------------------------	-----------------------------

Нова послуга, яка пов'язана з існуючими		Слабкий ризик	Незначний розвиток	Слабкий ризик	Значний розвиток	Високий ризик	Середній розвиток
Існуюча послуга		Немає ризику	Немає розвитку	Слабкий ризик	Незначний розвиток	Середній ризик	Незначний розвиток
Послуга	Ринок	Існуючий ринок		Новий ринок, але пов'язаний з існуючим		Абсолютно новий ринок	

Використовувана диференціація рівнів стратегії розвитку компанії (рис. 2.3) дозволяє поєднати рівні стратегічного планування з реалізованими процесами і можливостями учасників процесів стратегічного розвитку.

Нижче наведені умовні позначення етапів стратегічного розвитку хвилеподібно які прямують корпоративним рівнем (А), бізнес-рівнем (В) і функціональним рівнем (С).

1. Визначення та структуризація цілей стратегічного розвитку компанії.
2. Прогнозні оцінки перспектив стратегічного розвитку компанії. Оцінка рівня неузгодженості поточного і бажаного стану.
3. Визначення розриву між бажаним рівнем стратегічного розвитку і можливостями компанії по його досягненню.
4. Уточнення стратегічних цілей з урахуванням похибок попередніх прогнозів і потенційних можливостей компанії.
5. Розробка варіантів реалізації стратегії на бізнес-рівні компанії.
6. Розробка варіантів реалізації стратегії на функціональному рівні компанії.
7. Консолідація стратегічних планів бізнес-рівня і функціонального рівня компанії.

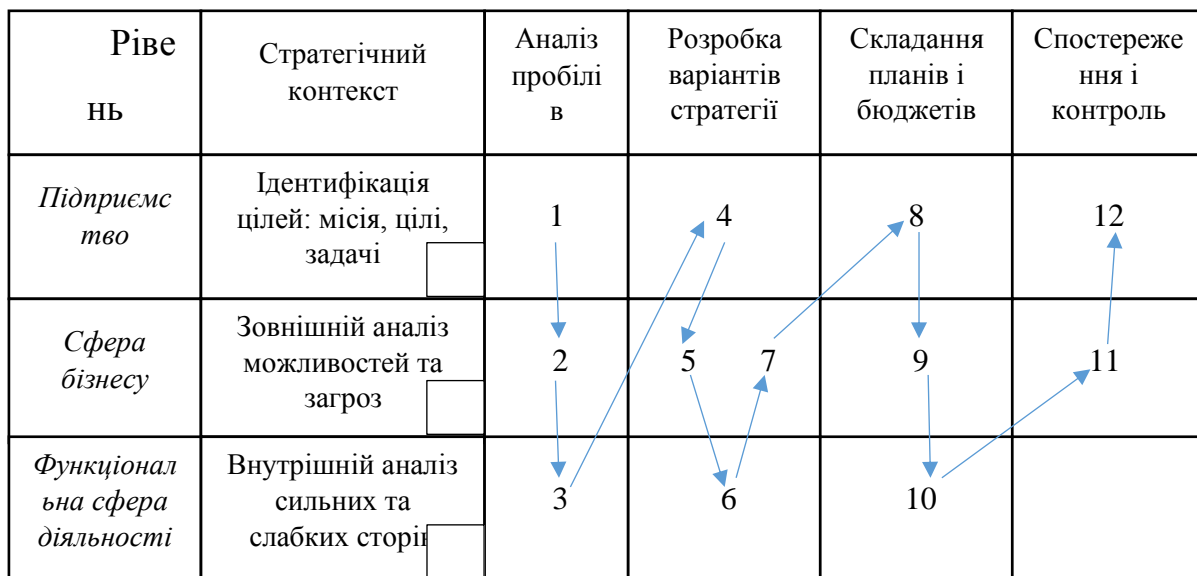


Рисунок 2.3 - Схема стратегічного управління процесами розвитку компанії  
Венсіла-Лагранжа

8. Визначення обсягу і пошук ресурсів, необхідних для реалізації намічених стратегічних планів.

9. Розподіл ресурсів стратегічного розвитку між бізнес-одинацями.

10. Розподіл ресурсів стратегічного розвитку між функціональними підрозділами.

11. Моніторинг, контроль і коригування процесів стратегічного розвитку на бізнес-рівні.

12. Моніторинг, контроль і коригування процесів стратегічного розвитку на рівні компанії.

Як бачимо, за допомогою методів ситуаційного аналізу можна прийти до вирішення багатьох ситуацій: процеси взаємодії між системами та персоналом компанії при наданні послуг можна розібрати за допомогою теорії масового обслуговування[33]. Задачі представлені для розподільчих мереж можуть бути вирішені з урахуванням можливостей ситуаційного аналізу шляхом використання кластерного аналізу[29] об'єктів через які компанія здійснює електропостачання

та за допомогою математичного розрахунку втрат в мережі при виборі точки приєднання замовника послуг.

### **2.3 Теорія масового обслуговування**

Більшість економічних, соціальних, біологічних систем, з якими людина має справу, володіють ефектом випадковості.

Наприклад, надходження заявок (вимог) в деяку систему відбувається через випадкові, завчасно не визначені проміжки часу. Час обслуговування цих заявок також не є постійною величиною, а триває випадковий час.

Крім того, в практичній діяльності людини часто доводиться стикатися з необхідністю перебувати в режимі очікування.

Такі ситуації виникають в аеропортах, магазинах, АЗС, банках, місцях розвантаження чи завантаження транспортних засобів, на телефонних станціях, в персональних комп'ютерах, обслуговуючих поступаючі заявки чи вимоги на рішення тих чи інших задач, і т.д.

Спроба математичного опису подібних систем за допомогою детерміністичних моделей при рішенні задач аналізу і проектуванню таких систем призводить до огрубіння, значному викривленню та помилкам в висновках і практичних рекомендаціях.

Вивченням систем з елементами випадковості, масовістю і процесом обслуговування і займається теорія систем масового обслуговування.

Теорія систем масового обслуговування[33] – область прикладної математики, що займається аналізом процесів в системах виробництва, обслуговування, управління, в яких однорідні події повторюються багато разів, наприклад, на підприємствах побутового обслуговування; в системах прийому, переробки і передачі інформації; автоматичних лініях виробництва і ін.

Обслуговується об'єкт в теорії систем масового обслуговування називається вимогою або заявкою. В загальному випадку під вимогою (заявкою) зазвичай

розуміють запит на задоволення деякої потреби. роль вимог або заявок виконують клієнти, відвідувачі, покупці, документи, товари, суди і так далі.

Засоби, що обслуговують вимоги (заявки), називаються обслуговуючими пристроями або каналами обслуговування. Роль каналів обслуговування грають касири, фахівці, канали телефонного зв'язку, товарознавці, комп'ютери, майстри-ремонтники, вантажно-розвантажувальні точки на базах і складах і так далі.

Вимоги (заявки) надходять в систему масового обслуговування (СМО) зазвичай не регулярно, а випадково, утворюючи так званий випадковий потік вимог (Заявок). Обслуговування заявок, взагалі кажучи, також триває якийсь випадковий час. Випадковий характер потоку заявок і часу обслуговування призводить до тому, що СМО виявляється завантаженою нерівномірно: в якісь періоди часу накопичується дуже велика кількість заявок (або вони стають в чергу, або покидають СМО не обслуженою), в інші ж періоди СМО працює з недовантаження або простоює. Графічне зображення системи масового обслуговування представлено на рисунку 2.4.



Рис. 2. Графическое изображение системы массового обслуживания

Рисунок 2.4 – Графічне зображення СМО

Предметом теорії масового обслуговування є встановлення залежностей між характером потоку заявок, числом каналів обслуговування, продуктивністю

окремого каналу і ефективним обслуговуванням з метою знаходження найкращих шляхів управління цими процесами.

Основним завданням теорії масового обслуговування є вивчення режиму функціонування обслуговуючої системи і дослідження явищ, що виникають в процесі обслуговування.

Завдання теорії масового обслуговування носять оптимізаційний характер і в кінцевому підсумку включають економічний аспект за визначенням такого варіанту системи, при якому буде забезпечений мінімум сумарних витрат від очікування обслуговування, втрат часу і ресурсів на обслуговування і від простоїв каналів обслуговування.

Визначимо цілі, які стоять перед кожним з учасників системи масового обслуговування.

Мета клієнта - заявки, вимоги: затратити як якнайменше часу, простоюючи в черзі.

Мета обслуговуючої системи – обслуговуючих пристроїв, каналів обслуговування: як можна менше часу перебувати в стані вимушених простоїв.

Мета аналізу СМО: досягти розумного компромісу між вимогами "клієнтів" і потужністю обслуговується системи.

Для цього розраховуються показники ефективності СМО через її характеристики. Як показники ефективності роботи СМО використовуються:

- абсолютна пропускна здатність системи ( $A$ ), тобто середнє число заявок, що обслуговуються в одиницю часу;

- відносна пропускна здатність ( $Q$ ), тобто середня частка заявок, що обслуговуються системою;

- можливість відмови ( $P_{от}$ ), тобто ймовірність того, що заявка покине СМО не обслужена;

- середнє число зайнятих каналів ( $k$ );

- середнє число заявок в СМО ( $L_c$ );

- середній час перебування заявки в системі ( $T_c$ );

- середнє число заявок в черзі ( $L_0$ ) - довжина черги;

- середнє число заявок в системі ( $L_{\text{сист}}$ );
- середній час перебування заявки в черзі ( $T_0$ );
- середній час перебування заявки в системі ( $T_{\text{сист}}$ );
- ступінь завантаження каналу ( $P_{\text{зан}}$ ), тобто ймовірність того, що канал зайнятий;

- середнє число заявок, що обслуговуються в одиницю часу;
- середній час очікування обслуговування;
- ймовірність того, що число заявок в черзі перевищить певне значення і т.п.

Класифікація систем масового обслуговування:

а) За кількістю обслуговуючих каналів:

1. Одноканальні СМО - СМО з одним каналом обслуговування.
2. Багатоканальні СМО - СМО з кількома каналами обслуговування.

б) За часом перебування вимог у черзі до початку обслуговування:

1. СМО з відмовами - це СМО, в якій заявка, що надходить в момент, коли всі канали зайняті, отримує відмова, залишає СМО і в подальшому в процесі обслуговування не бере (наприклад, телефонна мережа, в якій заявка на телефонну розмову залишає СМО в тому спучає, коли канал зайнятий.).
2. СМО з очікуваннями (чергою) - це СМО, в якій заявка, що прийшла в момент, коли всі канали зайняті, не йде, а стає в чергу на обслуговування.

У свою чергу СМО з очікуванням (чергою) підрозділяються на:

- СМО з обмеженою чергою;
- СМО з необмеженою чергою;
- СМО з обмеженим часом очікування (Надійшло вимога, заставши всі пристрої зайнятими, стають в чергу і чекає обслуговування протягом обмеженого часу. Чи не дочекавшись обслуговування у встановлений час, вимога залишає систему);
- СМО з необмеженим часом очікування.

с) За пріоритетності обслуговування:

1. СМО зі статистичним пріоритетом - СМО, в якій обслуговування проводиться в порядку надходження заявок;

2. СМО з відносним пріоритетом - СМО, в якій заявка високого пріоритету очікує закінчення обслуговування заявки з більш низьким пріоритетом (СМО, де важливіша заявка отримує лише «краще» місце в черзі);

3. СМО з абсолютним пріоритетом - СМО, в якій заявка високого пріоритету при надходженні витісняє заявку з більш низьким пріоритетом;

4. СМО зі змішаним пріоритетом - СМО, в якій використовується абсолютний пріоритет, якщо заявка з нижчим пріоритетом обслуговувалася в плинні часу, менше критичного, і використовується відносний пріоритет в інакше.

d) За принципом обслуговування:

1. СМО з обслуговуванням За принципом "перший прийшов - останній обслужений" (наприклад, СМО з обслуговуванням за принципом "перший прийшов - останній обслужений");

2. СМО з обслуговуванням за принципом "перший прийшов - останній обслужений".

e) Залежно від способу генерації заявок:

1. Відкриті СМО - СМО, де циркулює кінцеве, зазвичай постійна кількість вимог, які після завершення обслуговування повертаються в джерело;

2. Замкнуті СМО - СМО, де джерело генерує нескінченне число вимог.

Наведена класифікація СМО є умовною. На практиці найчастіше СМО виступають в якості змішаних систем. Наприклад, заявки очікують початку обслуговування до певного моменту, після чого система починає працювати як система з відмовами.

Теорію масового обслуговування можна використати для опису проходження заявки споживача на послуги електропередавальної організації.

## 2.4 Формування груп енергетичних об'єктів електропередавальної організації за критерієм завантаженості

Проблему перевантаженості деяких трансформаторних підстанцій можна вирішити змінивши ціну на підключення до мережі в залежності від завантаженості. Це зробить ціну підключення більш прозорою. Звичайно, такі кроки вимагають значних капіталовкладень, використання технічно-економічного аналізу і обґрунтування. Саме тут нам допоможе кластер аналіз.

Кластерний аналіз (англ. Data clustering) — задача розбиття заданої вибірки об'єктів (ситуацій) на підмножини, що називаються кластерами, так, щоб кожен кластер складався з схожих об'єктів, а об'єкти різних кластерів істотно відрізнялися. Завдання кластеризації відноситься до статистичної обробки, а також до широкого класу завдань навчання без вчителя.

Кластерний аналіз[23] — це багатовимірна статистична процедура, яка виконує збір даних, що містять інформацію про вибірку об'єктів і потім упорядковує об'єкти в порівняно однорідні групи — кластери (Q-кластеризація, або Q-техніка, власне кластерний аналіз).

Основна мета кластерного аналізу — знаходження груп схожих об'єктів у вибірці. Спектр застосувань кластерного аналізу дуже широкий: його використовують в археології, антропології, медицині, психології, хімії, біології, державному управлінні, філології, маркетингу, соціології та інших дисциплінах. Однак універсальність застосування привела до появи великої кількості несумісних термінів, методів і підходів, що ускладнюють однозначне використання і несуперечливу інтерпретацію кластерного аналізу.

Кластерний аналіз виконує наступні основні завдання:

- Розробка типології або класифікації;
- Дослідження корисних концептуальних схем групування об'єктів;
- Породження гіпотез на основі дослідження даних;
- Перевірка гіпотез або дослідження для визначення, чи дійсно групи, виділені тим чи іншим способом, присутні в наявних даних.

Незалежно від конкретної сфери, застосування кластерного аналізу передбачає наступні етапи:

1. Відбір вибірки для кластеризації.
2. Визначення множини характеристик, по яких будуть оцінюватися об'єкти у вибірці.
3. Обчислення значень тієї чи іншої міри схожості між об'єктами.
4. Застосування одного з методів кластерного аналізу для створення груп схожих об'єктів.
5. Перевірка достовірності результатів кластеризації.

Якщо кластерному аналізу[35] передують факторний аналіз, то вибірка не потребує коректування — викладені вимоги виконуються автоматично самою процедурою факторного моделювання. В іншому випадку вибірку потрібно коректувати.

Об'єднання схожих об'єктів у групи може бути здійснене різними способами. Саме для цього етапу існує цілий ряд методів:

- К-середніх (K-means)
- Нечітка кластеризація С-середніх (C-means)
- Графові алгоритми кластеризації
- Статистичні алгоритми кластеризації
- Алгоритми сімейства FOREL
- Ієрархічна кластеризація або таксономія
- Нейронна мережа Кохонена
- Ансамбль кластеризаторів
- Алгоритми сімейства KRAB
- EM-алгоритм
- Метод просіювання

Рішення задачі[37] кластеризації принципове неоднозначне, і цьому є декілька причин:

- не існує однозначно якнайкращого критерію якості кластеризації. Відомий цілий ряд евристичних критеріїв, а також ряд алгоритмів, що не мають чітко

вираженого критерію, але здійснюють достатньо розумну кластеризацію «по побудові». Всі вони можуть давати різні результати.

- число кластерів, як правило, невідоме заздалегідь і встановлюється відповідно до деякого суб'єктивного критерію.

- Результат кластеризації істотно залежить від метрики, вибір якої, як правило, також суб'єктивний і визначається експертом.

Результатом кластеризації є групи об'єктів, об'єднані за певною характеристикою чи характеристиками. Однак ці результати можуть бути інтерпретовані по-різному. Зокрема, при аналізі результатів соціологічних досліджень рекомендується здійснювати аналіз ієрархічними методами, наприклад методом Уорда, при якому всередині кластерів оптимізується мінімальна дисперсія і в результаті створюються кластери приблизно рівних розмірів. Як міра відмінності між кластерами використовується квадратична евклідова відстань, що сприяє збільшенню контрастності кластерів.

Тепер виникає питання стійкості знайденого кластерного рішення. По суті, перевірка стійкості кластеризації зводиться до перевірки її достовірності. Тут існує емпіричне правило — стійка типологія зберігається при зміні методів кластеризації. Результати ієрархічного кластерного аналізу можна перевіряти ітеративним кластерним аналізом методом k-середніх. Якщо при порівнянні групи збігаються більше, ніж на 70 % (понад 2/3 збігів), то кластерне рішення приймається.

Перевірити адекватність рішення, не вдаючись до допомоги інших видів аналізу, не можна. Принаймні, в теоретичному плані ця проблема не вирішена. Деякі додаткові методи перевірки стійкості відкидаються з певних причин:

- Кофенетична кореляція — не рекомендується і обмежена у використанні;
- Тести значущості (дисперсійний аналіз) — завжди дають значущий результат;
- Метод повторних випадкових вибірок — не доводить правильність рішення;
- Тести значущості для зовнішніх ознак — придатні тільки для повторних вимірювань;

- Методи Монте-Карло — дуже складні і доступні тільки досвідченим математикам.

### **Висновки до розділу 2**

1. Проаналізувавши можливості ситуаційного аналізу та відповідних для аналізу ситуацій розподільчих мереж, де можна його використати, виділимо теорію масового обслуговування, прості математичні розрахунки втрат в мережі, та кластерний аналіз об'єктів електропостачання;
2. Задачу оптимізації роботи в середині електропередавальної компанії та її взаємодії з клієнтами може вирішити теорія масового обслуговування;
3. Вирішення задач аналізу технічного стану об'єктів може бути реалізований шляхом комплексного застосування алгоритмів кластеризації та математичних розрахунків.

## **РОЗДІЛ 3 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ АЛГОРИТМІВ ОЦІНКИ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

### **3.1 Оптимізація роботи оператора електромережі за допомогою теорії масового обслуговування**

Згідно Правил приєднання електроустановок до електричних мереж[42] підключення споживачів здійснюється на підставі договору про приєднання до електричних мереж. Для його складання майбутній споживач має оформити заяву про приєднання електроустановки певної потужності, та додати певний набір документів, який ми будемо вважати включеним до заявки про приєднання.

Заявка про приєднання в енергокомпанії проходить певні етапи обробки інформації, кожен з яких має певні затримки, зважаючи на людський фактор, або ж фактор застарілого програмного забезпечення.

Заповнена Заява про приєднання електроустановок до електромережі компанії подається разом з доданими документами до центрального офісу компанії, або територіально розміщений підрозділ компанії в центр роботи з клієнтами.

Інженер видачі технічних умов визначає чи є приєднання стандартним, далі в залежності від категорії: якщо замовлена потужність до 17кВт і не потребує додаткового будівництва, то приєднання виконує відповідний РП, якщо ж підключення більше 17кВт, або потребує будівництва чи реконструкції лінії, то ТУ направляється в проектну групу, де розробляється проект підключення, з його подальшим погодженням у інженера РП після оплати Замовником. Проект передається до відділу Стандартних приєднань, де вирішуються питання землевідведення (якщо необхідно), кошторису, тендеру (якщо необхідно), списання матеріалів і коштів, вибір виконавця робіт. Далі проект виконують і підключають Замовника. В кожному етапі є свої фактори, які затримують проходження заявки по алгоритму. Основну проблему грає роль людський фактор.

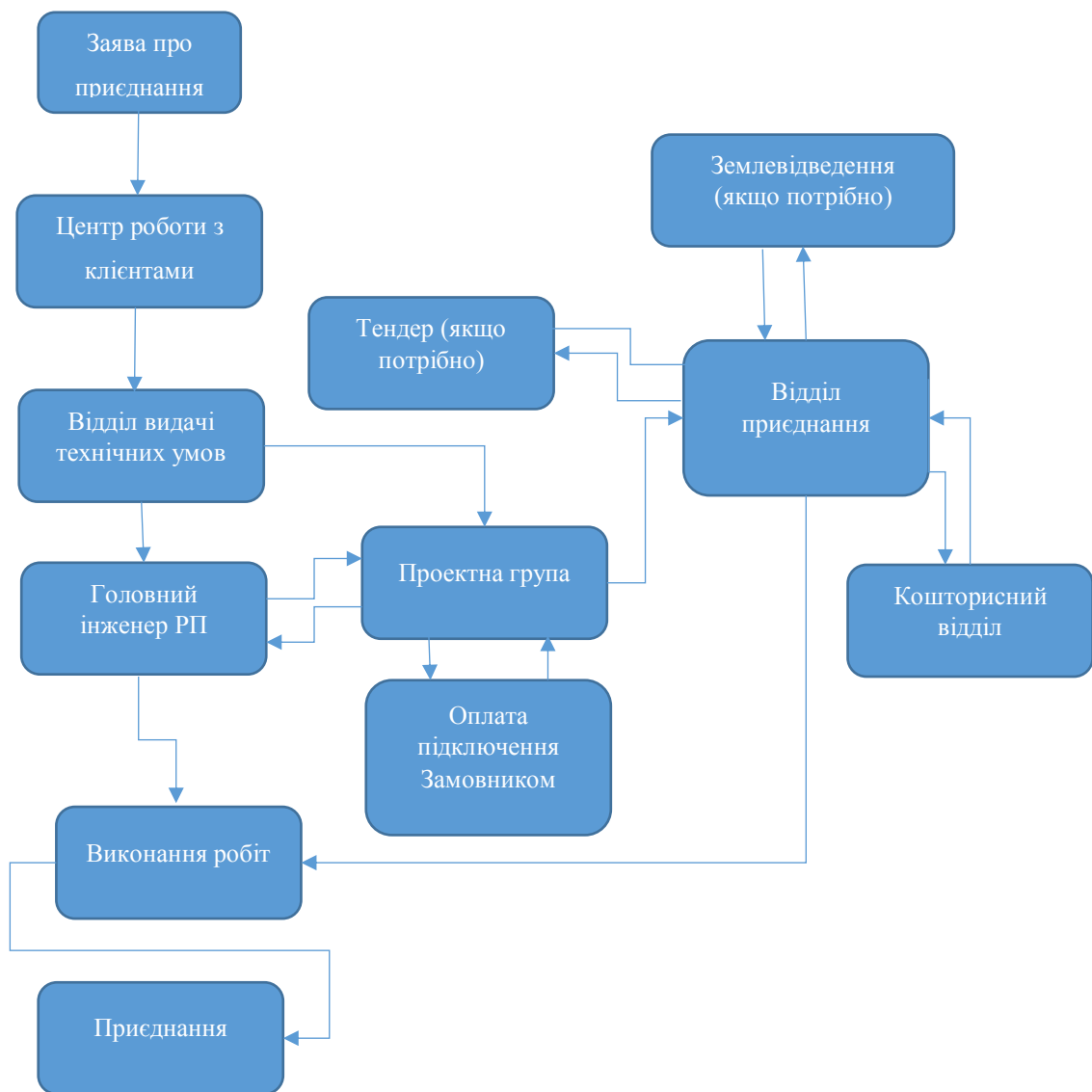


Рисунок 3.1 – Етапи проходження заявки

Дану система подачі заявок можна розглядати як багатоканальну СМО з відмовами. Київобленерго має 27 районних підрозділів і центральний офіс. Отже заявку можна подати у 28 місцях ( $n=28$ ). Згідно статистики в середньому за рік - Київобленерго обробляє в день 29 заявок – тобто інтенсивність потоку обслуговування  $\mu = 3,625 (\mu = \frac{29}{8})$ . А подається в день 34 заявки – тобто інтенсивність потоку заявок  $\lambda = 4,25 (\lambda = \frac{34}{8})$ . Звідси можемо вирахувати:

1. Інтенсивність навантаження( $\rho$ ):

$$p = \frac{\lambda}{\mu}; \quad (3.1)$$

$$p = \frac{4,25}{3,625} = 1,172;$$

Цей показник показує степінь узгодженість вхідного і вихідного потоків заявок каналів обслуговування і визначає стійкість системи масового обслуговування.

2. Час обслуговування ( $t_{обс.}$ ):

$$t_{обс.} = \frac{1}{\mu}; \quad (3.2)$$

$$t_{обс.} = \frac{1}{3,625} = 0,276; \sim 16 \text{хв.}$$

3. Ймовірність, що канал вільний (частка часу простою каналів):

$$p_0 = \frac{1}{\sum_k \frac{p^k}{k!}} = 0,31; \quad (3.3)$$

Виходячи звідси час простою  $t_{пр} = 18,6 \text{хв.}$

Ймовірність того, що 1 канал зайнятий:

$$p_1 = \frac{p^1}{1!} \cdot p_0 = \frac{1,172^1}{1!} \cdot 0,31 = 0,363;$$

Ймовірність того, що 2 канал зайнятий:

$$p_2 = \frac{p^2}{2!} \cdot p_0 = \frac{1,172^2}{2!} \cdot 0,31 = 0,213;$$

Ймовірність того, що 3 канал зайнятий:

$$p_3 = \frac{p^3}{3!} \cdot p_0 = \frac{1,172^3}{3!} \cdot 0,31 = 0,0832;$$

4. Ймовірність відмови (ймовірність того, що канал зайнятий) (доля заявок, які отримали відмову):

$$p_{отк} = \frac{p^n}{n!} \cdot p_0 = \frac{1,172^{28}}{28!} \cdot 0,31 = 0; \quad (3.4)$$

Заявки не отримують відмови. Обслуговуються усі заявки.

5. Ймовірність обслуговування заявки, що надійшла (ймовірність того, що клієнт буде обслужений):

В системах з відмовами події відмови і обслуговування складають повну групу подій, тому:

$$p_{отк} + p_{обс} = 1 \quad (3.5)$$

Відносна пропускна здатність:  $Q = p_{обс}$ ;

$$p_{обс} = 1 - p_{отк} = 1 - 0 = 1$$

Звідси, 100% із числа заявок, що надійшли будуть обслужені. Прийнятний рівень обслуговування має бути вищий за 90%.

6. Середнє число каналів, зайнятих обслуговуванням (Середнє число зайнятих каналів):

$$n_3 = p \cdot p_{обс} = 1,172 \cdot 1 = 1,172 \text{ каналу} \quad (3.6)$$

Середнє число, що простоюють:

$$n_{np} = n - n_3 = 10 - 1,172 = 8,8$$

7. Коефіцієнт зайнятості каналів обслуговування:

$$K_3 = \frac{n_3}{n} = \frac{1,172}{28} = 0,0418 \quad (3.7)$$

Звідси, система зайнята на 4%.

8. Абсолютна пропускна спроможність (Інтенсивність вихідного потоку заявок, що обслуговуються):

$$A = p_{обс} \cdot \lambda = 1 \cdot 4,25 = 4,249 \text{ заявок/год} \quad (3.8)$$

9. Середній час простою СМО:

$$t_{np} = p_{обс} \cdot t_{обс} = 0 \cdot 0,276 = 0 \quad (3.9)$$

10. Середнє число заявок, що обслуговуються:

$$L_{обс} = p \cdot Q = 1,172 \cdot 1 = 1,172 \text{ од.} \quad (3.10)$$

11. Середній час перебування заявки в СМО (формула Літтла):

$$T_{СМО} = \frac{Q}{\mu} = \frac{1}{3,625} = 0,276 \text{ год} \quad (3.11)$$

Виходячи з цього розрахунку, число заявок, які отримали відмову в продовж години – 0. Номінальна продуктивність СМО:  $10/0,276 = 36,25$  заявок в годину.

Фактична продуктивність СМО:  $4,249/36,25=12\%$  від номінальної. Отже задіюється лише 12% сил компанії, що є досить не вигідним.

Тривалість обробки всіх даних можна прискорити увівши електронну подачу заявок на підключення. Система зможе мати лише 1 канал, продуктивність якого можна задіяти по максимуму. Різниця в розрахунках з багатоканальною системою полягає в:

1. Ймовірність того, що канал вільний (частка часу простою каналу):

$$p_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{3,625}{4,25 + 3,625} = 0,46 \quad (3.12)$$

Виходячи з цього, 46% в продовж години канал буде не зайнятий, час простою буде  $t_{np} = 27,6 \text{ хв}$

2. Доля заявок, які отримали відмову (ймовірність відмови):

$$p_{отк} = 1 - p_0 = 1 - 0,46 = 0,54$$

Значить, 54% заявок, що поступили не приймаються до обслуговування.

3. Абсолютна пропускна спроможність (Інтенсивність висхідного потоку заявок, що обслуговуються):

$$A = Q \cdot \lambda = 0,46 \cdot 4,25 = 1,956 \text{ заявок/год} \quad (3.13)$$

4. Середнє число заявок, що обслуговуються:

$$L_{оос} = p \cdot Q = 1,172 \cdot 0,46 = 0,54 \text{ од.}$$

Число заявок, які отримали відмову впродовж часу – 2 заявки за годину. Номінальна продуктивність – 4 заявки за годину. Фактична продуктивність 49%.

$$49\% > 12\%$$

Отриманий результат показує, що існуюча система доволі малоефективна і що існують шляхи покращення цього результату. Все менше залишається систем, які б не мали доступу до надаваних послуг без взаємодії через інтернет – так звана бізнес-інформаційна модель. Електронна подача заявок на підключення та вирішення організаційних питань мають перейти на дану модель обслуговування. Реорганізація даної системи в 4 рази покращить ефективність її роботи, як бачимо за розрахунками. Дане рішення прискорить багатокритеріальний пошук

найближчої точки приєднання та визначення типу приєднання – стандартне, або ж нестандартне.

### 3.2 Опрацювання даних трансформаторних підстанцій за допомогою кластерного аналізу

Однією із складових запровадження ринкових відносин в енергетичній галузі є забезпечення ефективної взаємодії як суб'єктів електроенергетики, споживачів електричної енергії, так і замовників послуг на приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу (ОСР).

Одним з визначних факторів є ціна підключення до мережі. На сьогодні, її формують такі речі як коефіцієнти завантаження по 0,4 та 10кВ, коефіцієнт місцевості, індекси зміни цін виробників оснащення, коефіцієнти категорії надійності.

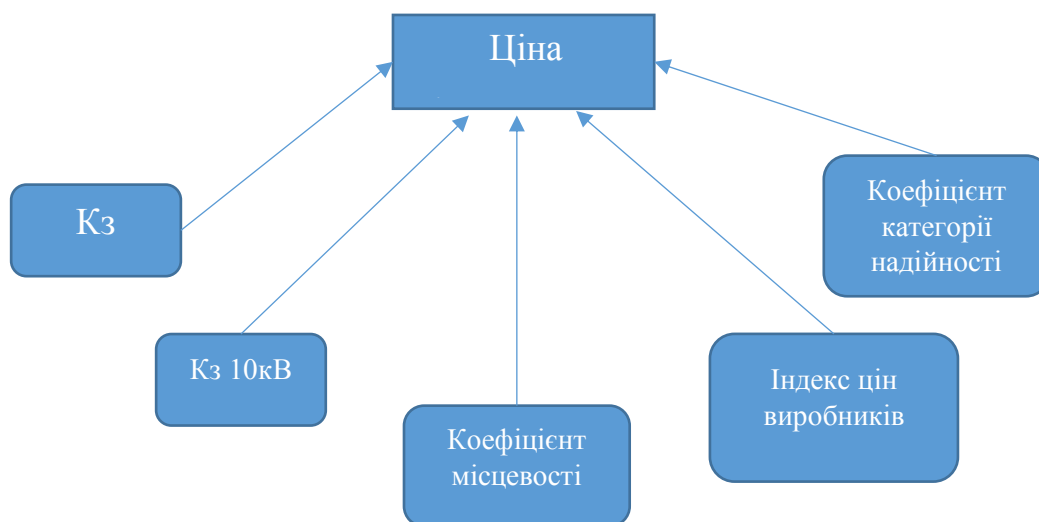


Рисунок 3.2– Чинники формування ціни підключення

Для забезпечення приєднання новозбудованих, реконструйованих чи технічно переоснащених електроустановок користувачів системи розподілу до електричних мереж ОСР принциповим питанням є завантаження трансформаторних підстанцій (ТП) та наявність на них резерву потужності, що

може внести не малий вплив у формуванні ціни.

Досліджувалася інформація щодо ТП Бориспільського районного підрозділу [Додаток В] ПрАТ «Київобленерго» у 2015-2017 рр., оприлюднена на офіційних веб-сайтах ОСР [47], згідно вимог [50], а саме: диспетчерська назва ТП 10/0,4 кВ; номінальна потужність підстанції,  $S_{\text{ном.}}$ , кВА; максимально допустима потужність підстанції,  $P_{\text{макс.}}$ , кВт; електричне навантаження в режимний день,  $P_{\text{реж.день}}$ , кВт; резерв дозволеної потужності споживачів,  $P_{\text{рез.дозв.пот.}}$ , кВт; приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів,  $P_{\text{пр.}}$ , кВт; потужність, що приєднується за договорами про приєднання,  $P_{\text{дог.}}$ , кВт; резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання,  $P_{\text{рез.}}$ , кВт.

Аналіз опублікованих даних показав, що лише 12 % від загальної кількості ТП протягом усіх трьох досліджуваних років мають відмінне від нуля електричне навантаження у режимний день ( $P_{\text{реж.день}} > 0$ ). Цей факт можна пояснити особливостями проведення вимірів електричного навантаження в режимний день [Стаття 3]. На більшості ТП напругою 10/0,4 кВ відсутні автоматизовані системи обліку електроенергії, і дані про погодинні електричні навантаження у режимний день повинні були записуватися черговим персоналом ОСР. Що стосується зростання приєднаної потужності ТП згідно договорів зі споживачами, то приріст у Бориспільському районному підрозділі складає 1,9 % у 2015 р., 0,8 % у 2016 р. та 7,7 % у 2017 р. Разом з тим, зростання договірної потужності нерівномірне, понад 77 % загальної кількості ТП за три роки не мали нових приєднань ( $P_{\text{дог.}} = 0$ ).

Задача встановлення схожості ТП в частині їх завантаженості за визначеними критеріями може бути реалізована з використанням кластерного аналізу.

Для проведення аналізу дані було відфільтровано від аномальних та нульових значень. Для прикладу розрахунку було взято 10 перших підстанцій. Орієнтовано планувалося розбити їх на 3 кластери – недовантажені, перевантажені, та ті, що працюють в нормальному режимі.

Таблиця 3.1 – Частина даних Бориспільського РП

№ з/п	Диспетчерське найменування ТП- 10/0,4 кВ	Номінальна потужність підстанції, кВА <b>Sном</b>	Максимально допустима потужність підстанції, кВт <b>Pмакс</b>	Електричне навантаження в режимний день <b>Рреж.день</b>	Резерв дозволеної потужності споживачів <b>Ррез.дозв.пот</b>	Приєднана потужність		Резерв потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання, кВт <b>Ррез</b>
						Приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів, <b>Pпр.</b>	Потужність, що приєднується за договором и про приєднання, кВт <b>Pдог</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-10/0,4 кВ №1	63	57,96	37,00	20,96	260,5	0	-151,14
2	ТП-10/0,4 кВ №2	100	92	56,00	36,00	954	8	-748,05
3	ТП-10/0,4 кВ №3	100	92	22,00	70,00	226	0	-88,69
4	ТП-10/0,4 кВ №4	100	92	79,00	13,00	509	5	-300,05
5	ТП-10/0,4 кВ №5	100	92	59,00	33,00	1665	24	-1475,05
6	ТП-10/0,4 кВ №6	400	368	0,00	368,00	400	0	8,89
7	ТП-10/0,4 кВ №7	250	230	0,00	230,00	109	0	234,28

Дані приєднаної потужності підстанцій приведемо в зручний для нас вигляд за допомогою перетворень:

$$P_{роз} = P_{\Sigma} \cdot k_{од} \quad (3.14);$$

$$P_{роз} = P_{\Sigma} \cdot k_{од} = (226 + 0) \cdot 0,6 = 135,6 \text{кВА}$$

$$S_{роз} = P_{роз} / \cos \varphi \quad (3.15);$$

$$S_{роз} = P_{роз} / \cos \varphi = 135,6 / 0,92 = 147,391 \text{кВА}$$

$$P_{зав} = \frac{S_{розр.}}{S_{трансф.}} \quad (3.16);$$

$$P_{зав} = \frac{S_{розр.}}{S_{трансф.}} = \frac{147,391}{100} = 1,473$$

Таблиця 3.2 – Відфільтровані дані для розрахунку

Номер підстанції	Номінальна потужність	Розрахована завантаженість:
№3	100	1,356
№7	250	0,2616
№10	200	0,048
№13	250	0,7598
№15	715	1,54196
№17	315	0,965
№20	160	0,188
№21	400	0,67
№24	400	1,52
№25	180	0,48



Рисунок 3.3 – Графік завантаженості підстанцій

1 кластер: №3, №15, №24 – явно перевантажені підстанції;

2 кластер: №13, №17, №21 – підстанції, що завантажені в межах норми;

3 кластер: №7, №10, №20, №25 – недовантажені підстанції.

Результатом такого аналізу завантаженості ТП Бориспільського районного підрозділу ПрАТ «Київобленерго» у 2015-2017 рр. навіть в умовах обмеженої інформації згідно вимог [46] стало виявлення трьох груп з показниками завантаженості до 0,48; до 0,97 та 1,54, які умовно можна визначити, як підстанції недовантажені, перевантажені, та ті, що працюють в нормативному режимі.

За допомогою програми Starsoft Statistica виконаємо кластер аналіз.

The screenshot shows the Starsoft Statistica software interface. The menu bar includes File, Edit, View, Insert, Format, Statistics, Data Mining, Graphs, Tools, Data, Window, Help, Scorecard, and PROCEED. The toolbar contains various icons for file operations and data analysis. The main window displays a spreadsheet with the following data:

Підстанції	№3	№7	№10	№13	№15	№17	№20	№21	№24	№25
Завантаженість	1,356	0,2616	0,048	0,75984	1,54195804	0,964761905	0,1875	0,672	1,5213	0,48
Сном, кВА	100	215	200	250	715	315	160	380	400	180
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										

Рисунок 3.4 – Меню програми з введеними даними

Виконавши кластерний аналіз отримаємо дендрограму зображену на рисунку 3.5.

За результатом дендрограми бачимо, що програма виділила два критерії – це номінальна потужність силових трансформаторів у підстанціях та їх завантаженість.

Сьогодні ставка плати за стандартне приєднання електроустановок до електричних мереж ОСР в межах адміністративних областей України диференціюється залежно від величини заявленої потужності, типу населеного пункту (місто чи сільська місцевість), категорії надійності електропостачання, схеми електрозабезпечення (одно- чи трифазна) та рівня напруги у точці приєднання. Тобто в межах однієї територіальної одиниці ставка плати за приєднання залишається фіксованою, що не відображає реальний стан справ з наявністю потужності в точці приєднання, а також відповідними витратами постачальника і потребує додаткової диференціації за рівнем завантаженості ТП.

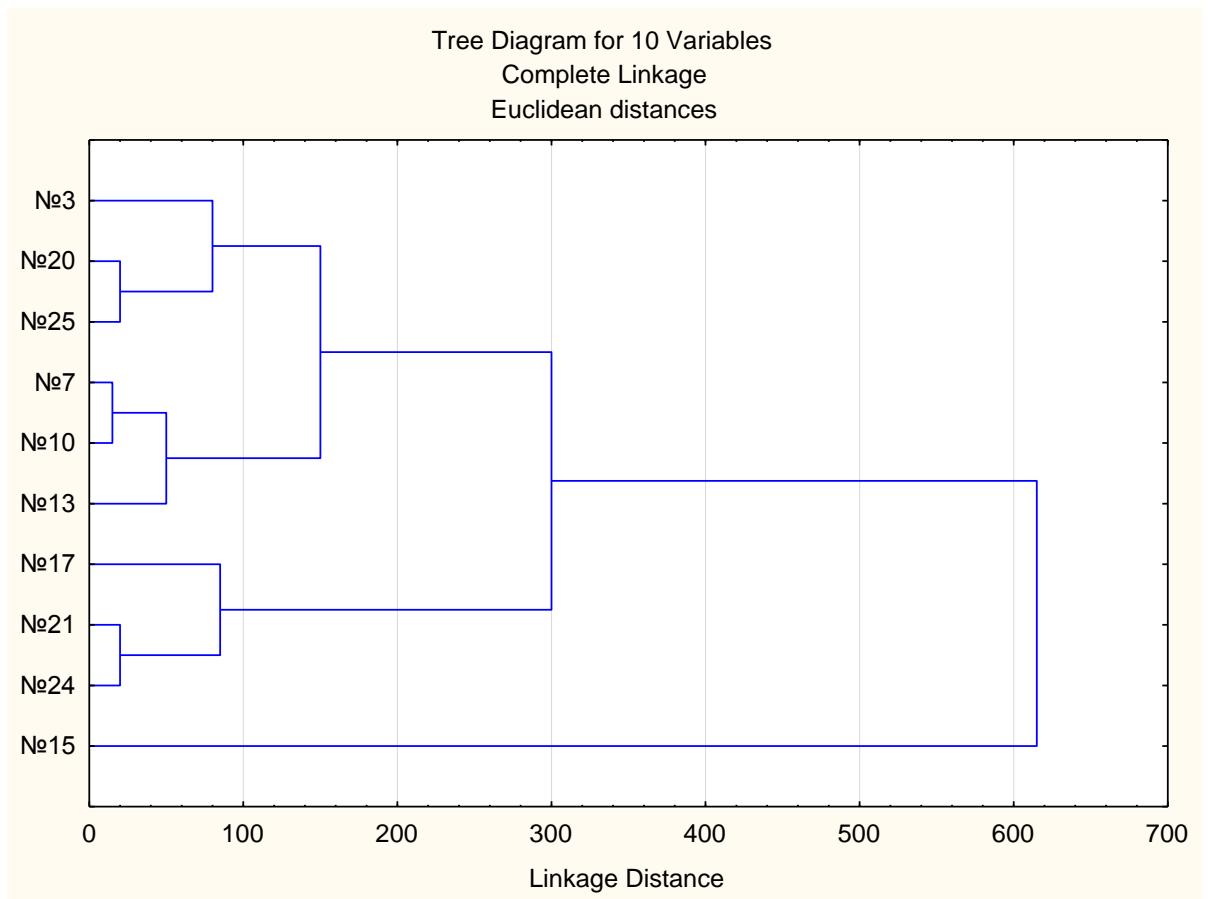


Рисунок 3.5 – Дендрограма кластер-аналізу

З метою забезпечення відображення реального стану справ з наявністю потужності в точці приєднання, а також відповідних витрат постачальника доцільним є здійснення диференціації ставки плати за приєднання до електричних мереж за критерієм завантаженості ТП.

### 3.3 Вирішення ситуаційної задачі вибору точки приєднання споживача

Маємо таку ситуацію – для Замовника проектується підстанція 10/0,4кВ потужністю в 100кВА. Є можливість підключити підстанцію до двох ліній 10кВ Л-18 «Гніваний» та Л-22 «СЗБ» оскільки проектована підстанція рівновіддалена від обох ліній.

Обидві лінії виконані проводом А-50, активний опір якого  $r = 0,59$  Ом/км, реактивний  $x = 0,32$  Ом/км. Приклад розрахунку продемонструємо на ділянці вузла В4-В9, довжина якого становить  $l = 0,20$  км:

Спочатку шукаємо активну  $P$  та реактивну  $Q$  потужність на ділянці:

$$P = \sqrt{\frac{S^2}{1,7225}} = \sqrt{\frac{250^2}{1,7225}} = 190 \text{кВт} \quad (3.17)$$

$$Q = P \cdot 0,85 = 190 \cdot 0,85 = 162 \text{квар} \quad (3.18)$$

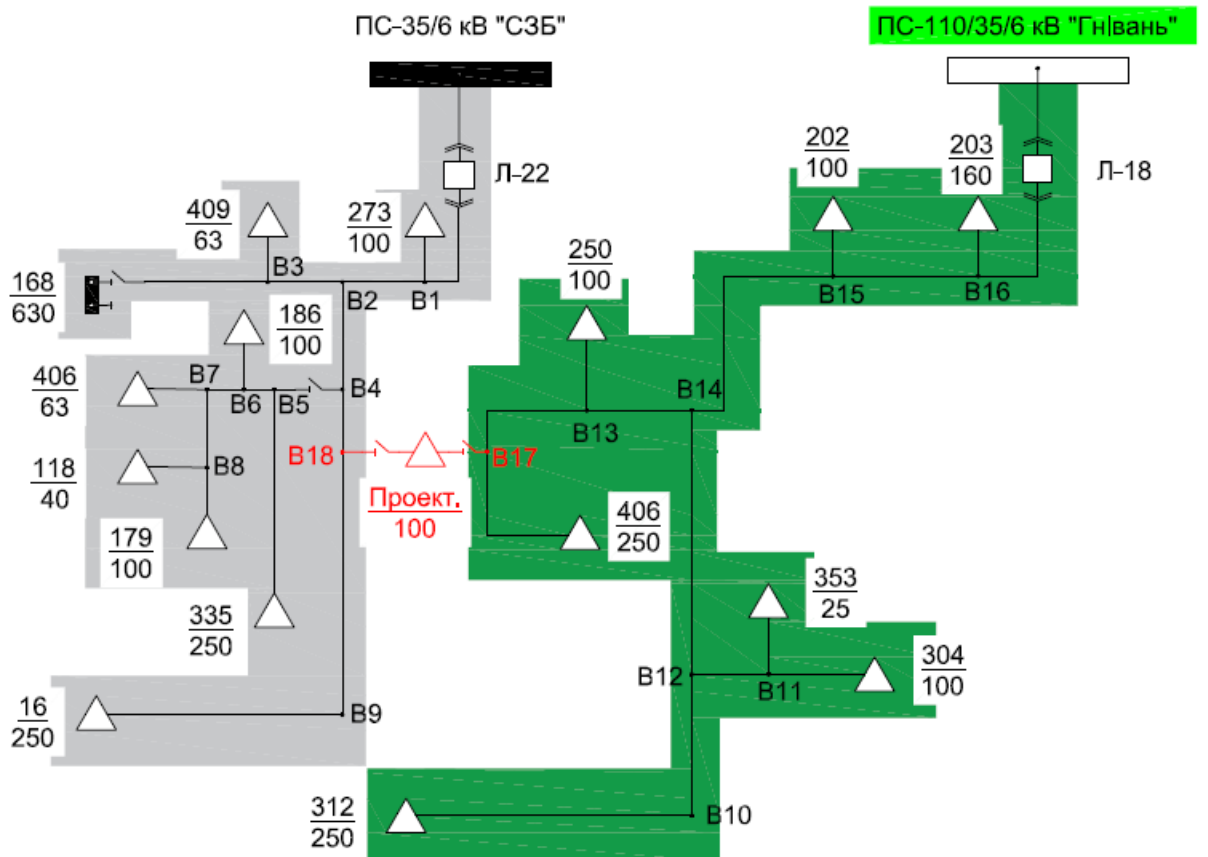


Рисунок 3.6 – Ситуаційна схема

Далі знаходимо струм на ділянці I, А:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,15 \text{А} \quad (3.19)$$

Втрати активної та реактивної потужності:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot r \cdot l = \frac{190^2 + 162^2}{10^2} \cdot 0,59 \cdot 0,20 \cdot 10^{-3} = 0,07 \text{ кВт} \quad (3.20)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot l = \frac{190^2 + 162^2}{10^2} \cdot 0,20 \cdot 10^{-3} = 0,13 \text{ квар} \quad (3.21)$$

Розрахунки буди проведені для двох ліній, зі споживачем та без. Дані представлені в таблицях:

Таблиця 3.2 – Л-22 без споживача

Ділянка лінії	Довжина ділянки L, км	Потужність S, кВА	Провід	Активний опір проводу r, Ом/км	Реактивний опір проводу x, Ом/км	Активна потужність в лінії P, кВт	Реактивна опотужність в лінії Q, квар	Струм в лінії I, А	Втрати активної потужності в лінії, кВт	Втрати реактивної потужності в лінії, квар
Л-22	0,50	1596,00	А-50	0,59	0,32	1216,06	1033,65	92,15	7,51	12,74
В1-В2	0,30	1596,00	А-50	0,59	0,32	1216,06	1033,65	92,15	4,51	7,64
В2-В4	0,40	1496,00	А-50	0,59	0,32	1139,86	968,88	86,37	5,28	8,95
В4-В9	0,20	250,00	А-50	0,59	0,32	190,48	161,91	14,43	0,07	0,13

Таблиця 3.3– Л-22 зі споживачем

Ділянка лінії	Довжина ділянки L, км	Потужність S, кВА	Провод	Активний опір проводу r, Ом/км	Реактивний опір проводу x, Ом/км	Активна потужність в лінії P, кВт	Реактивна опотужність в лінії Q, квар	Струм в лінії I, А	Втрати активної потужності в лінії, кВт	Втрати реактивної потужності в лінії, квар
Л-22	0,50	1596	А-50	0,59	0,32	1216,06	1033,65	92,15	7,51	12,74
В1-В2	0,30	1596	А-50	0,59	0,32	1216,06	1033,65	92,15	4,51	7,64
В2-В4	0,40	1496	А-50	0,59	0,32	1139,86	968,88	86,37	5,28	8,95
В4-В9	0,20	350	А-50	0,59	0,32	266,68	226,68	20,21	0,14	0,25

Ділянка лінії	Довжина ділянки L, км	Потужність S, кВА	Провод	Активний опір проводу r, Ом/км	Реактивний опір проводу x, Ом/км	Активна потужність в лінії P, кВт	Реактивна опотужність в лінії Q, квар	Струм в лінії I, А	Втрати активної потужності в лінії, кВт	Втрати реактивної потужності в лінії, квар
Л-18	0,28	985	А-50	0,59	0,32	750,51	637,93	56,87	1,60	2,72
В16-В15	0,32	985	А-50	0,59	0,32	750,51	637,93	56,87	1,83	3,10
В15-В14	0,10	825	А-50	0,59	0,32	628,60	534,31	47,63	0,40	0,68
В14-В12	0,05	725	А-50	0,59	0,32	552,41	469,55	41,86	0,16	0,26
В12-В10	0,2	250	А-50	0,59	0,32	190,48	161,91	14,43	0,07	0,13

Таблиця 3.4 – Л-18 без споживача

Ділянка лінії	Довжина ділянки L, км	Потужність S, кВА	Провод	Активний опір проводу r, Ом/км	Реактивний опір проводу x, Ом/км	Активна потужність в лінії P, кВт	Реактивна потужність в лінії Q, квар	Струм в лінії I, А	Втрати активної потужності в лінії, кВт	Втрати реактивної потужності в лінії, квар
Л-18	0,28	1085	А-50	0,59	0,32	826,70	702,70	62,64	1,94	3,30
В16-В15	0,32	1085	А-50	0,59	0,32	826,70	702,70	62,64	2,22	3,77
В15-В14	0,10	925	А-50	0,59	0,32	704,79	599,07	53,40	0,50	0,86
В14-В12	0,05	825	А-50	0,59	0,32	628,60	534,31	47,63	0,20	0,34
В12-В10	0,2	250	А-50	0,59	0,32	190,48	161,91	14,43	0,07	0,13

Таблиця 3.5 – Л-18 зі споживачем

Аналізуючи отримані дані маємо – при підключенні споживача (підстанції) потужністю 100кВА у відповідні точки мережі до Л-22 втрати потужності, загалом не змінюються, втрати напруги збільшуються лише на 1 соту відсотка, а при підключенні споживача в Л-18 напруга не впаде, але збільшиться втрата потужності. Оскільки втрати потужності в Л-22 більші за втрати потужності в Л-18:

$$\Delta P_{22} > \Delta P_{18}$$

$$\Delta Q_{22} > \Delta Q_{18}$$

$$7,54\text{кВт} > 1,94\text{кВт}$$

$$12,74\text{квар} > 3,30\text{квар}$$

За результатами нашого розрахунку бачимо, що включення нового споживача в повітряну лінію 10кВ впливає на втрати потужності та напруги. Величина цих втрат залежить від місця включення споживача – віддаленості від розподільної підстанції та величини замовленої потужності нового споживача. У розрахованій ситуації споживач знаходився рівновіддалено від обох ліній Л-22 та Л-18. Але його місцезнаходження відносно початку даних ліній різне. Кожна лінія має свою протяжність та загальну завантаженість. Відповідно Л-18 довша за Л-22, але загальна кількість приєднаних підстанцій на Л-22 більша. Втрати не перевищили допустимої норми в 6,5%[11] ні на Л-18 ні на Л-22, тому в даній ситуації слід вибрати ту лінію, у якої в запасі більше резервної потужності.

На практиці дана ситуація ілюструє, що розрахунок не потребує стільки часу, скільки на це йде часу при подачі документів безпосередньо у відділення компанії. Данні розрахунки можна підключити до електронної подачі документів, де споживач зразу зможе побачити свою теоретичну точку приєднання в конкретну лінію і можливість реалізації такого приєднання.

### **Висновки до розділу 3**

1. Розрахунки за теорією масового обслуговування показали, що частину затримок за людським фактором можна виключити увівши повноцінну електронну подачу заявок на підключення до мереж компанії.

2. Кластерний аналіз ілюструє, що введення диференціації ціни в залежності від технічного стану об'єктів мережі, не тільки зробить ціну за підключення більш прозорою та виправданою, але й допоможе в деяких ситуаціях (де мережа недовантажена) не переплачувати споживачеві. Увівши найпростіші розрахунки до електронної подачі документів, споживач зразу зможе побачити теоретичні втрати в лінії та можливість підключення до неї.

3. Сформовані вище ситуації показують, що прискорити приєднання та взаємодію компанії зі споживачем можна в кілька разів, зменшивши вплив людського фактору та бюрократичних простоїв у чергах.

## РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

### 4.1 Опис ідеї проекту

#### 4.1.1 Геоінформаційні системи для вирішення задач управління розвитком та експлуатацією об'єктів енергетики України

Важливою передумовою впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні є забезпечення організації енергетичного менеджменту та впровадження автоматизованих систем керування нових сегментів ринку електроенергії, таких як двосторонніх договорів, ринок на добу наперед, балансуєчий ринок. Функціонування нової моделі неможливе без впровадження систем урегулювання небалансів учасників ринку та комерційного обліку електроенергії. Запровадження таких систем потребує нормативного врегулювання питань організації інформаційного обміну електронними даними та документами ринку електроенергії України, що здійснюються з метою забезпечення розрахунків. Це, в свою чергу, обумовлює необхідність розробки сучасних принципів інформаційного обміну та нових бізнес-інформаційних моделей, що потребують впровадження міжнародних документів, а також адаптації документів, які діють в Європейському енергетичному секторі, з метою врахування особливостей функціонування ринку електроенергії України.

На сьогодні вже досить багато сервісів та послуг в Україні змогли перейти в електронну форму. Вже не є необхідністю стояти годинами в черзі, щоб оплатити рахунки, замовити більшість товарів, здійснити банківський платіж – все це ми спокійно та швидко робимо через мережу Інтернет. Але дана сукупність сервісів, на жаль, досить слабо розвинена в сфері енергетики України. До сих пір клієнти енергетичних компаній мають власноруч подавати заяву на підключення в офіс чи відділення компанії, але з легкістю могли б відправити заявку на підключення

через інтернет, і зразу ж побачити чи є поблизу вибраного ними місця на карті мережі цієї організації. Ідея проекту полягає в створенні геоінформаційної системи енергетики України, яка об'єднає популярні геоінформаційні сервіси (Google Maps, Bing Maps, Yandex Maps, Wikimapia та інші) з нанесеною на них картою енергетичних об'єктів (рис.4.1), ліній різної напруги та місць включення споживачів.

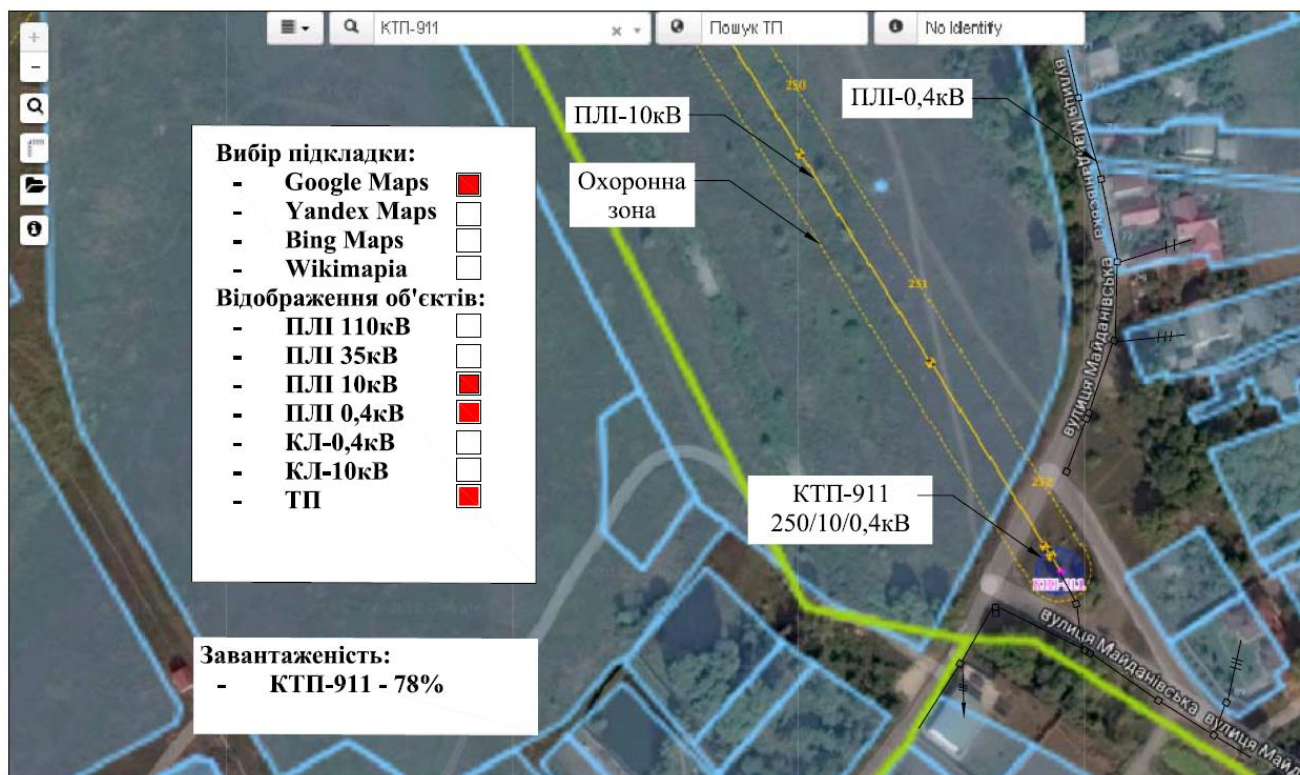


Рисунок 4.1 – Інтерактивна карта об'єктів електрокомпанії

Використовуючи дану систему у браузері можемо вибрати відображення тих чи інших об'єктів енергетичної компанії, та при виділенні побачити деякі данні – у нашому випадку завантаженість КТП-911. На даному рисунку бачимо підкладку Google Maps, на якій жовтим зображується ПЛІ-10кВ з пунктирною охоронною зоною, синім - замальовано земельні кадастри, чорним – лінії ПЛІ-0,4кВ з опорами та відгалуженням до будинків, розовим – підстанція.

Для орієнтування доступний пошук, як по об'єктах на карті Google, так і по об'єктах електричних мереж – ПЛІ, КЛ, ТП (на рис. 4.1) та інші.

## 4.1.2 Аналіз можливості впровадження геоінформаційних систем для управління і експлуатацією об'єктів енергетики в Україні

На сьогодні вже існують ГІС платформи деяких компаній – наприклад різні обленерго, на яких представлені існуючі мережі, але вони сильно застарілі. Не мають ліній нижче 10кВ, що не критично в плані комерції, але це б могло дати багато інформації для споживача в його власному кабінеті на інтернет-порталі компанії.

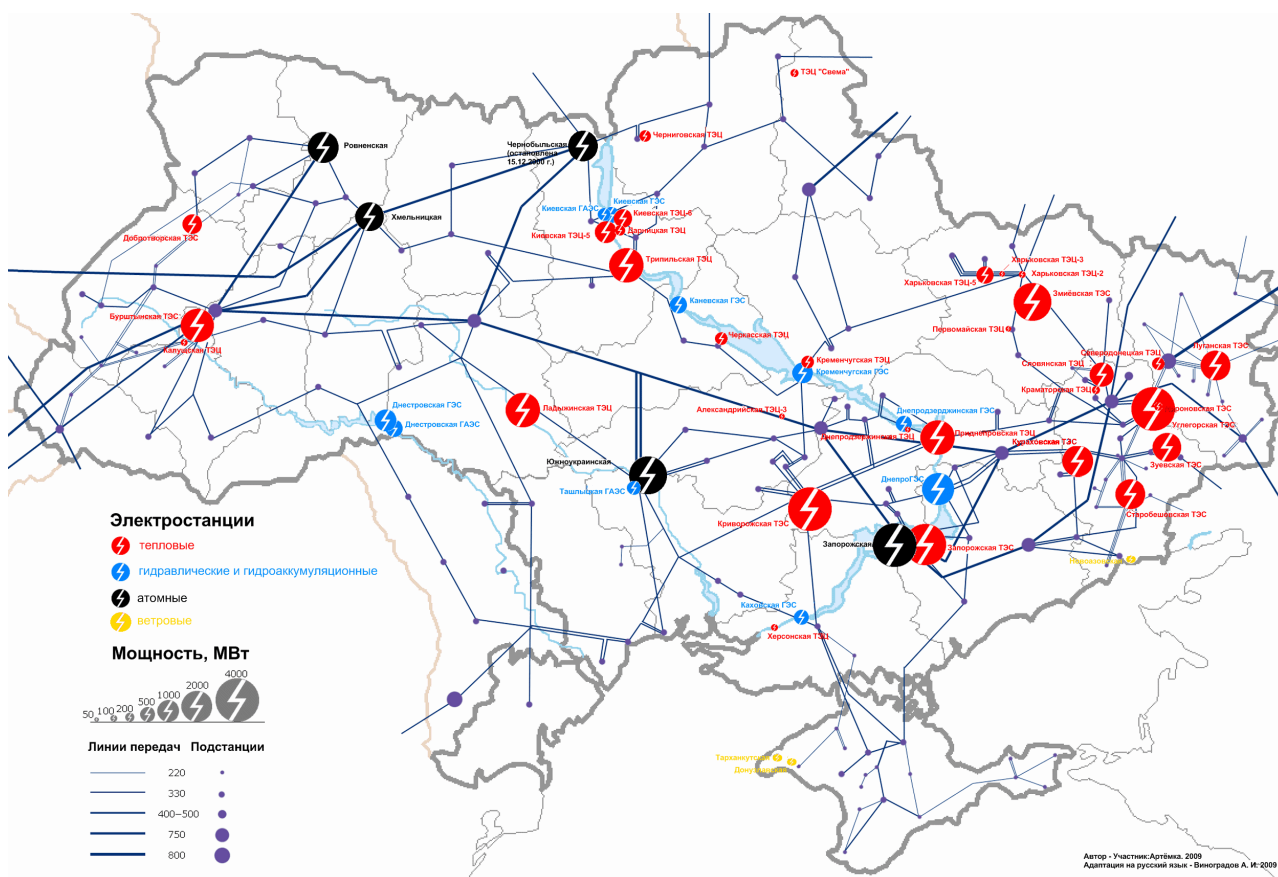


Рисунок 4.2 – Карта енергетики України

На Рис. 4.2 зображена карта енергетики України, за її подобою, можна було створити її прототип нанесений в реальному часі на карту тих же ГІС, розбивши відображення на рівні по напрузі, та по областях чи власникам ліній.

## 4.2 Технологічний аудит проекту

Ідея проекту полягає у створенні ГІС-карти об'єктів енергетики України та розповсюдженні права користування на них, між компаніями та споживачами, які оперують даними, котрі на них нанесено.

Аналогічних проектів в Україні знайдено не було, але досить схожими є інтерактивна карта об'єктів ВДЕ, розміщена на сайті <http://www.uamap.org.ua/map> (рисунок 4.3).

Схожим проектом не з України Казахстанський ГІС для управління розвитком та експлуатацією мереж, але виконаний на основі своїх карт (рисунок 4.4).

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розробка інтерактивної карти розміщення об'єктів енергетики України з їх показниками в реальному чи недавньому стані	В науковій, дослідницькій, пізнавальній, комерційній діяльності для:	Прискорення наукових чи дослідницьких розрахунків над об'єктами електроенергетики
	- оперування даними щодо встановленої потужності та завантаженості об'єктів	Швидке орієнтування в географічному розташуванні об'єктів електроенергетики
	- визначення більше привабливішого регіону для підключення нових споживачів	Дозволяє визначити встановлену потужність та завантаженість існуючих об'єктів електропостачання
	- дослідження факторів, які впливають на територіальне розміщення об'єктів	Розвиток уявлення щодо розташування об'єктів електроенергетики

Цікавим рішенням стала статична карта енергетики України від Укренерго доступна тут: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245156043> (Рисунок 4.5).

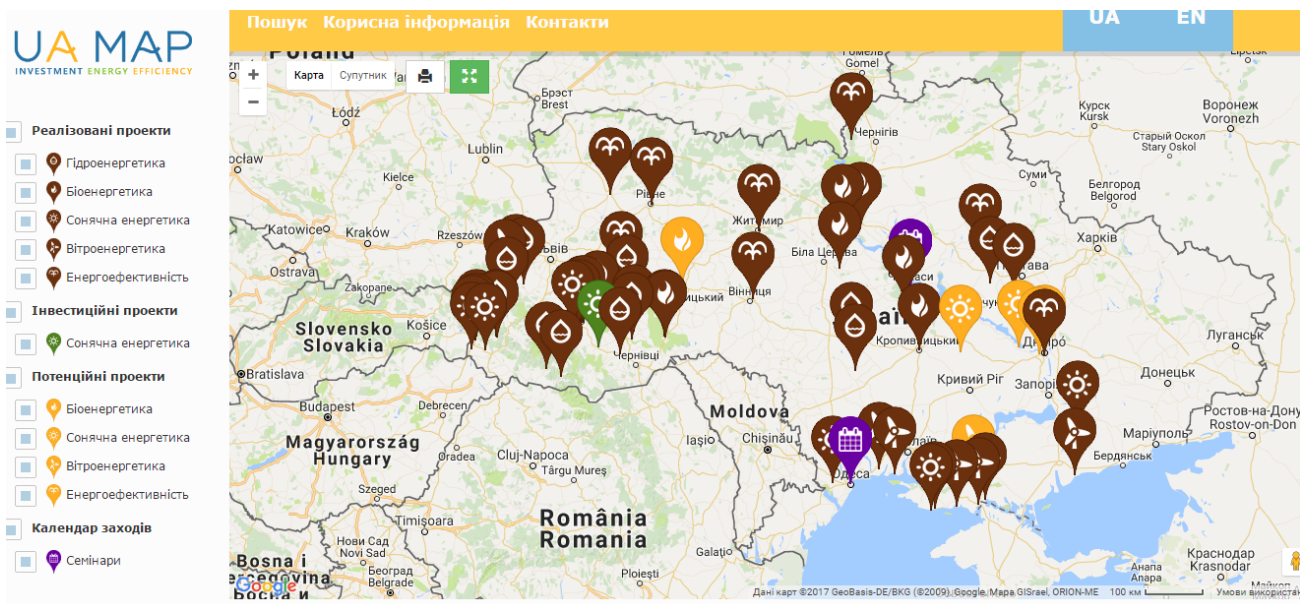


Рисунок 4.3 – Інтерактивна карта розміщення технологій з ВДЕ

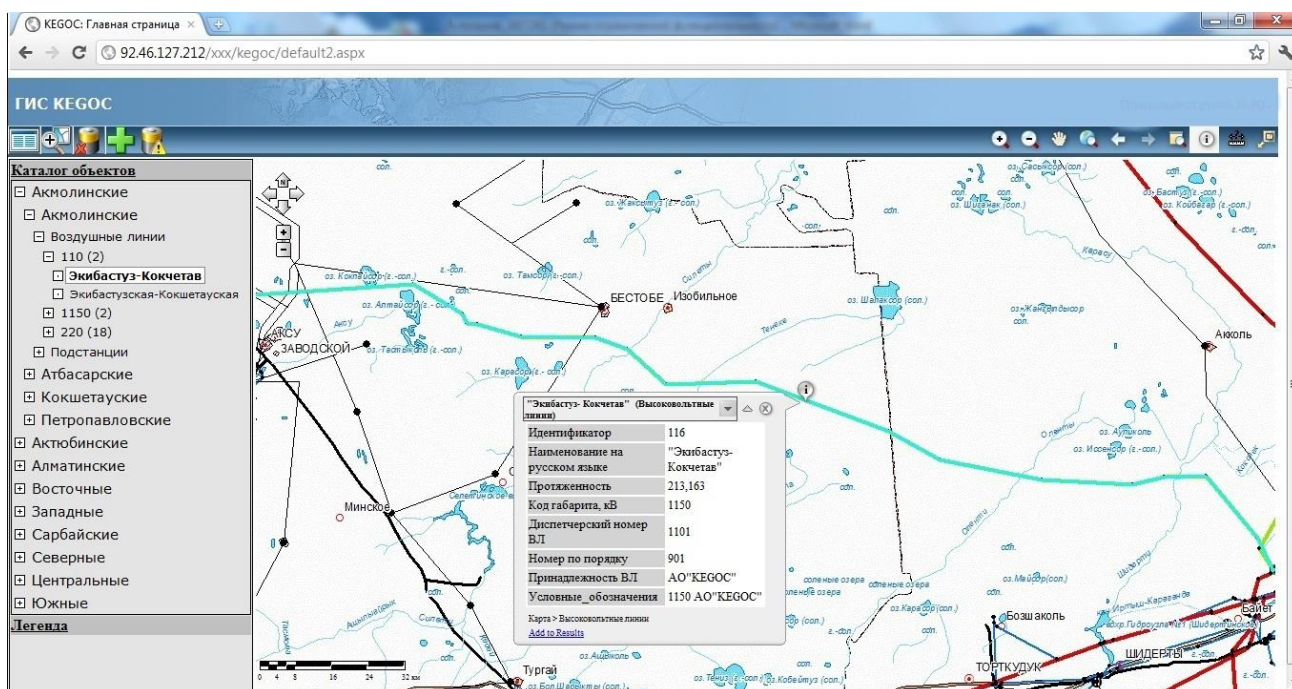


Рисунок 4.4 – ГІС система енергетики Казахстану

В таблиці 4.2 наведено порівняльний аналіз проекту із статичної карти Укренерго, а також проведено аналіз сильних, слабких та нейтральних характеристик.

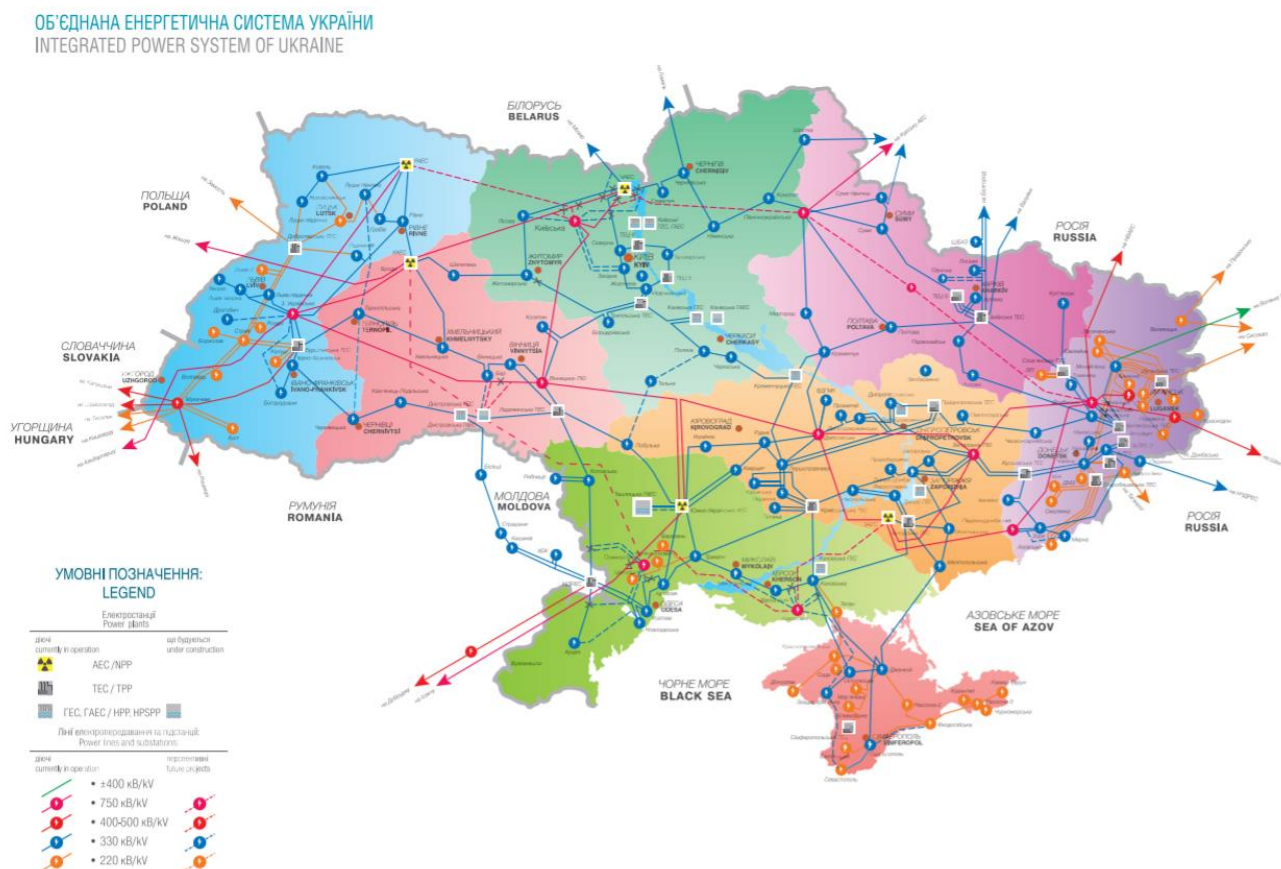


Рисунок 4.5 – Карта ОЕС України від Укренерго

Таблиця 4.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

Техніко-економічні характеристики ідеї	Потенційні концепції конкурентів		W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
	Проект	Конкурент			
Нанесення всіх енергетичних об'єктів на карту	Наявні всі об'єкти	Наявні лише великі станції та лінії 750-110кВ			+
Нанесення потенційно можливих об'єктів	Нанесені фактично існуючі об'єкти	Нанесені фактично існуючі об'єкти		+	
Наявність інформації про об'єкт (встановлена потужність, рік введення в експлуатацію, об'єм генерації)	Наявна повна інформація щодо кожного об'єкту	Наявна інформація щодо встановленої потужності (інформація міститься не на всіх об'єктах)			+
Достовірність інформації	Інформація нанесена відповідно до офіційних даних, наданих НКРЕ КП	Невідоме походження даних			+
Можливість доповнення (вдосконалення карти)	При отриманні ключа-доступу до карти ресурс дозволяє доповнювати та вдосконалювати карту.	Неможливість доповнення та вдосконалення карти.			+

Аналіз показує, що в порівнянні з найближчим продуктом-конкурентом, даний продукт має значні переваги, зокрема...

Таблиця 4.3 – Переваги та недоліки проекту

Переваги	Недоліки
Простота у користуванні	Відсутність інформації, щодо потенціалу впровадження технологій
Достовірність інформації	
Повнота даних	
Широка сфера застосування	Відсутність автоматичного оновлення даних
Можливості доповнення (удосконалення)	

### 4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В таблиці 4.4 проведено аналіз попиту потенційного ринку стартап-проекту.

Таблиця 4.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

Показники стану ринку	Характеристика
Кількість головних гравців, од	1
Динаміка ринку	зростає
Наявність обмежень на ринку	відсутні
Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Не потребує стандартизації та сертифікації

Аналізуючи ринок, до якого входить даний проект, можна сказати, що кількість конкуруючих проектів дуже мала на ринку, проте попит на дану продукцію стрімко зростає. Зростання попиту зумовлена збільшенням функцій в сфері енергетиці у вигляді бізнес-інформаційної моделі. Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту наведена в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
Інтерактивна карта розміщення об'єктів електричної енергії	Наукова, дослідницька, комерційна, пізнавальна діяльність	При використанні в науковій чи дослідницькій діяльності потребується достовірність та повнота інформації	Повнота інформації
			Достовірність даних
		При застосуванні в пізнавальній діяльності, першочергово необхідна простота у користуванні	Широта сфери застосування
			Простота у користуванні

Проведений аналіз ринкового середовища (факторів, що сприяють ринковому впровадженню проєкту, та факторів, що йому перешкоджають) показано в таблицях 4.6 – 4.7.

Таблиця 4.6 - Фактори загроз

Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція
Конкуренція	Створення карти –аналогу з вільним доступом	Зниження попиту на даний проєкт
Складне економічне становище в країні	Зниження зацікавленості через невелику кількість енергокомпаній	

Таблиця 4.7 - Фактори можливостей

Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція
Підтримка	Щорічне оновлення бази даних карти та додавання нових об'єктів	Зростання зацікавленості до даного продукту
Зростання інвестицій до ринку електроенергії в Україні	Потреба в розумінні географічного розташування об'єктів електроенергетики	

З аналізу факторів можливостей та загроз – реально погрожуючими факторами може стати лише розроблення карти-аналогу з вільним доступом. Щодо можливостей – то постійна підтримка проекту (оновлення, вдосконалення) зумовить зростання попиту на даний проект.

В таблиці 4.8 представлено SWOT-аналіз впровадження проекту.

Таблиця 4.8 - SWOT-аналіз впровадження проекту.

S (сильні сторони)	W (слабкі сторони)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- проект не має рівносильних аналогів;</li> <li>- можливість постійної підтримки проекту (оновлення даних, вдосконалення);</li> <li>- якість продукту (достовірність та повнота даних);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- реклама продукту;</li> <li>- взаємовідносини з органами влади (складність в отриманні даних);</li> <li>- обізнаність покупців;</li> </ul>
O (можливості)	T (загрози)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Підтримка влади;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- зниження доходів потенційних споживачів</li> <li>- активізація конкуренції</li> <li>- цінова конкуренція</li> <li>- нові технології</li> </ul>

#### 4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії передбачає визначення стратегії ринку: опис цільових груп потенційних споживачів представлено в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Вибір цільових груп потенційних споживачів

Цільові групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів прийняти продукт	Орієнтований попит в межах цільової групи	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу в сегмент
Науковці	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Інвестори	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Журналісти	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Державні органи влади	Часткова готовність	Високий	Помірна	Складно
Які цільові групи обрано: Науковці, Інвестори, Журналісти				

Виходячи з даного аналізу обираємо стратегію заняття конкурентної ніші – компанія в якості цільового ринку вибирає один або декілька ринкових сегментів. Ця конкурентна стратегія являє собою похідною від стратегії «концентрація».

Ніша має бути:

- бути досить прибутковою, щоб була можливість вдосконалювати та обслуговувати продукти;
- має бути захищеною, мати вхідні бар'єри;
- бути непривабливою для конкурентів;
- відповідати цілям і ресурсам компанії, її специфічним можливостям.

#### 4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Таблиця 4.10 – Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі, або такі, що потрібно створити)
Надійність та захищеність	Надійність в користуванні інтерактивною картою заключається в наданні індивідуального доступу (ключа) для кожного клієнта	Індивідуальний доступ
Повнота даних	Гарантованість внесення даних по кожному об'єкту (встановлена потужність, рік введення в експлуатацію, обсяг виробленої електричної енергії)	Дані наведені щодо всіх об'єктів, та щодо кожного об'єкту надано повну інформацію
Достовірність інформації	Інформація отримана в результаті офіційного запиту до НКРЕ КП	Інформація є офіційною та перевіреною
Підтримка та оновлення	Щомісячне оновлення бази даних карти, доопрацювання	Існує можливість щомісячного подання запиту на отримання інформації та внесення її на карту.

Таблиця 4.11 – Концепція маркетингової

Цільові групи	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
Науковці	Інтернет	Надійність, достовірність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів в покупці права на користування продуктом	Зручність в експлуатації, надійність, достовірність
Інвестори	Інтернет	Надійність, достовірність, повнота інформації		
Журналісти	Інтернет	Надійність, достовірність, повнота інформації		

#### Висновки до розділу 4

1. Даний продукт практично не має рівносильних аналогів на ринку, проте попит на дану інформацію наявний серед науковців, дослідників, журналістів, інвесторів. Враховуючи невеликі затрати на реалізацію даного проекту, він є рентабельним.

2. Бар'єром до впровадження є складність до реклами даного проекту. Конкурентний проект має перевагу лише у вільній доступності до даних, проте не характеризується достовірністю, повнотою, та надійності даних.

3. Подальший розвиток даного проекту дозволить залишатися конкурентоздатним та актуальним проектом на ринку даної продукції.

## ВИСНОВКИ

1. Принциповим питанням рейтингу України Doing Business є спрощення процедури приєднання до електричних мереж. На сьогодні стан технічний стан та організація експлуатації енергетичної галузі країни є незадовільними, що впливає на подальший розвиток економіки та життєвий рівень населення.

2. Для реалізації завдань, за системним аналізом, можемо використати теорію масового обслуговування для вирішення питань оптимізації в середині електропередавальної організації та її взаємодії з клієнтами, а в аналізі технічного стану допоможуть кластерний аналіз та математично-фізичні розрахунки.

3. Частину затримок, які виникають при обробленні заявки на підключення електропередавальною організацією, можна уникнути виконавши реорганізацію існуючої системи перетворивши її в сучасну бізнес-інформаційну модель електронної подачі документів. Ставка плати за стандартне приєднання електроустановок до електричних мереж ОСР в межах адміністративних областей України диференціюється залежно від величини заявленої потужності та типу населеного пункту, категорії надійності електропостачання, схеми електрозабезпечення та рівня напруги у точці приєднання. Тобто в межах однієї територіальної одиниці ставка плати за приєднання залишається фіксованою, що не відображає реальний стан справ з наявністю потужності в точці приєднання, а також відповідними витратами постачальника і потребує додаткової диференціації за рівнем завантаженості ТП, наприклад, з урахуванням завантаженості підстанцій. Виведення даної інформації до споживача при створенні заявки на підключення через інтернет – покращить систему.

4. Проект геоінформаційної системи для управління розвитком та експлуатацією електричних мереж не має рівносильних аналогів на ринку. Дана система буде мати широкий попит серед науковців, дослідників, журналістів та інвесторів. Підтримка та розвиток системи допоможуть залишатися «на плаву» ринку. Основною проблематикою проекту будуть отримання достовірної інформації та реклама продукту.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Smart grid [Електронний ресурс] // Wikipedia. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Розумна\\_енергосистема](https://uk.wikipedia.org/wiki/Розумна_енергосистема).
2. Україна в рейтингу Doing Business [Електронний ресурс] // Doing Business.org. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://russian.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/ukraine>.
3. Ukraine: Council adopts EU-Ukraine association agreement [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2017/07/11/ukraine-association-agreement/>.
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 року [Електронний ресурс] // БІЛА КНИГА. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245213112>.
5. Сотник И. Н. Формирование эколого-экономического механизма управления энергосбережением на уровне территории / И. Н. Сотник // Вісник Сумського державного університету. Серія : Економіка. – 2013. – № 6. – С. 46–52.
6. План розвитку об'єднаної енергосистеми України на наступні 10 років [Електронний ресурс] // Київ. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996562>.
7. Микитенко В. В. Теоретико-методологічне обґрунтування енергозбереження як економічної категорії / В. В. Микитенко // Наука та наукознавство. – 2012. – № 2. – С. 72–79.
8. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 209 с.
9. Полуботко А. А. Логистические основы качества поставок электроэнергии / А. А. Полуботко. – Ростов: Известия ВолгГТУ, 2015. – 5 с.

10. Боюн В. П. Аналіз нормативних документів з якості комунальних послуг / В. П. Боюн, О. В. Багацький. – Київ: Комп'ютерні засоби, мережі та системи, 2012. – 10 с.
11. Сидорова Д. С. Проблеми та перспективи розвитку альтернативної енергетики в світі / Д. С. Сидорова. – Харків: Актуальні проблеми міжнародних відносин, 2014. – 10 с. – (122).
12. Діхтярук І. В. Вплив секціонування розподільних мереж напругою 6-10 кВ автоматичними роз'єднувачами на інтегральні показники надійності / І. В. Діхтярук., 2016. – 5 с. – (2/1(28)).
13. Карпенко А. П. Методы решения задачи перспективного развития распределительной городской сети электроснабжения / А. П. Карпенко, И. А. Кузьмина. – Москва: Наука и Образование. МГТУ им Н.Э.Баумана, 2014. – 16 с. – (УДК 519.6). – (10).
14. Петрухин А. А. Совершенствование методов технических средств определения мест повреждений воздушных ЛЭП 6-35 кВ на основе активного зондирования : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Петрухин А. А. – Иваново, 2009. – 24 с.
15. Основні питання політики розвитку електроенергетичної галузі України / А. І.Шевцов, В. О. Бараннік, М. Г. Земляний, Т. В. Рязова. – Дніпропетровськ: Національний інститут стратегій і досліджень, 2011. – 89 с.
16. Ахромкін А. О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект / А. О. Ахромкін., 2015. – 4 с. – (6). – (223).
17. Тонкаль В. Е. Методы и средства разработки и внедрения региональных комплексных научно-технических программ энергосбережения / В. Е. Тонкаль, С. П. Денисюк, Ю. А. Вихоров; НАН Украины; Институт проблем энергосбережения. – К., 1995. – Ч. 2. – 44 с.
18. Мигас И. М. Методика технико-экономического расчета обоснования внедрения мероприятий по энергосбережению / Мигас И. М. // Економіка: проблеми теорії та практики : зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2010. – Вип. 56 – 102 с.

19. Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали : у 2-х т. / Національна академія наук України; Інститут газу НАН України; Інститут загальної енергетики НАН України; редколегія: Б. С. Стогній та ін. – К.: Академперіодика, 2006 – 529 с.
20. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки [Електронний ресурс] // Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України – Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat\\_id=244972812](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=244972812)
21. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільчих електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.
22. Буславець О. А. Методи та засоби підвищення достовірності розрахунку та аналізу технологічних витрат електроенергії для обгрунтування їх зменшення : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Буславець Ольга Анатоліївна – Київ, 2017. – 167 с.
23. Реєстр суб'єктів природних монополій, які проводять господарську діяльність у сфері енергетики [Електронний ресурс] // НКРЕ. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/litsenziini\\_reestry/reestr\\_monopol\\_energo.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/litsenziini_reestry/reestr_monopol_energo.pdf).
24. Суходоля О. М. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроелектроенергетики України / О. М. Суходоля, А. А. Сидоренко. – Київ, 2014. – 54 с. – (НІСД).
25. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / А. А. Халатов. – Київ, 2016. – 60 с.
26. Черноусенко О. Ю. Стан енергетики України та результати модернізації енергоблоків ТЕС/ О. Ю. Черноусенко. – Київ: НТУУ "КПІ ім.Ігоря Сікорського, 2014. – 8 с.

27. ПрАТ "Київобленерго" [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.koe.vsei.ua/koe/index.php?page=25>.
28. Науковий метод [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: <https://uk.wikipedia.org> (дата звернення 04.04.2018) – Науковий метод.
29. Кластерний аналіз [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані.– Режим доступу: <https://uk.wikipedia.org> (дата звернення 09.04.2018) – Кластерний аналіз.
30. Методы ситуационного анализа [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані.– Режим доступу: [https://studme.org/31883/menedzhment/metody\\_situatsionnogo\\_analiza](https://studme.org/31883/menedzhment/metody_situatsionnogo_analiza) (дата звернення 01.05.2018) – Методы ситуационного анализа.
31. Васілевський О. М. Основи теорії невизначеності вимірювань / О. М. Васілевський, В. Ю. Кучерчук, Є. Т. Володарський. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 40 с. – (підручник).
32. Ситуационный анализ [Електронний ресурс]: [Веб-сайт]. – Електронні дані.– Режим доступу: [https://studme.org/34196/menedzhment/situatsionnyy\\_analiz](https://studme.org/34196/menedzhment/situatsionnyy_analiz) (дата звернення 01.05.2018) – Ситуационный анализ.
33. Кошуняєва Н. В. Теорія Масового Обслуговування (практикум по вирішенню задач) / Н. В. Кошуняєва, Н. Н. Патронова. – Архангельськ: КИРА, 2013. – 108 с. – (Ф7). – (9407/12).
34. Матвійчук А. В. Моделювання фінансової стійкості підприємств із застосуванням теорії нечіткої логіки, нейронних мереж і дискримінантного аналізу / А. В. Матвійчук. – Київ: НАН України, 2010. – 23 с.
35. Кластерний аналіз [Електронний ресурс] // [stud.com.ua](http://stud.com.ua). – 2015. – Режим доступу до ресурсу: [http://stud.com.ua/63647/marketing/klasterniy\\_analiz](http://stud.com.ua/63647/marketing/klasterniy_analiz)
36. Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж. [Електронний ресурс]; - Офіційний портал Верховної ради України – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0236-13>

37. Бурбело М. Й. Математичні задачі електроенергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем / М. Й. Бурбело. – Вінниця: ВНТУ, 2016. – 186 с.
38. Втрати потужності та енергії в лініях. [Електронний ресурс]; - Студентський інтернет портал – Режим доступу:[http://studopedia.com.ua/1\\_8883\\_vtrati-potuzhnosti-ta-energii-v-liniyah.html](http://studopedia.com.ua/1_8883_vtrati-potuzhnosti-ta-energii-v-liniyah.html)
39. Поняття про втрату напруги у проводах ліній електропередач. [Електронний ресурс]; - Студентський інтернет портал – Режим доступу: [http://studopedia.com.ua/1\\_81041\\_ponyattya-pro-vtratu-naprugi-u-provodah-liniy-elektroperedach.html](http://studopedia.com.ua/1_81041_ponyattya-pro-vtratu-naprugi-u-provodah-liniy-elektroperedach.html)
40. Інформація щодо трансформаторних підстанцій Бориспільського РП ПрАТ «Київобленерго» станом на 01.08.2017 [Електронний ресурс]: ПрАТ «Київобленерго» : [Офіційний портал]: - Режим доступу: <http://www.koe.vsei.ua/koe/index.php?page=56> - Вільний. – Інформація щодо трансформаторних підстанцій
41. Авраменко В.М., Мартинюк О.В., Гурєєва Т.М. Дослідження амплітудно-частотних спектрів активної потужності по лініях електропередачі для визначення рівня стійкості у перетині енергосистеми. Технічна електродинаміка. 2015. № 3. С. 47-51.
42. Правил приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕ від 17.01.2013 р. № 32.
43. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF)
44. Система умовних одиниць електричних мереж норми – Київ: Укренерго, 2017. – 39 с. – (Відокремлений підрозділ "Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України").
45. Порядок організації проведення вимірів електричного навантаження в

- режимний день, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 15.01.2008 № 7.
46. Зміни до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою НКРЕКП від 30.03.2017 р. № 441.
47. Циценков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання [Електронний ресурс] / Д. В. Циценков, П. Ю. Красовський // ISSN 1607–6761. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: [https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj50qrNsfvaAhWEyqYKHcN1CEoQFgiCATAI&url=http%3A%2F%2Fee.zntu.edu.ua%2Farticle%2Fdownload%2F87215%2F82749&usg=AOvVaw03udQ\\_2iSfPI8kL\\_IMDSc7](https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj50qrNsfvaAhWEyqYKHcN1CEoQFgiCATAI&url=http%3A%2F%2Fee.zntu.edu.ua%2Farticle%2Fdownload%2F87215%2F82749&usg=AOvVaw03udQ_2iSfPI8kL_IMDSc7).
48. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.
49. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные [Електронний ресурс] // 91.140.50. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <http://docs.cntd.ru/document/1200115397>.
50. Правила Улаштування Електроустановок [Електронний ресурс] // Видання третє, перероблене, і доповнене Правила улаштування електроустановок, вид. 3-тє, перероб. і доп.- 736с.. – 2010. – Режим доступу до ресурсу: <http://misksvitlo.if.ua/wp-content/uploads/2015/09/Правила-улаштування-електроустановок.pdf>.

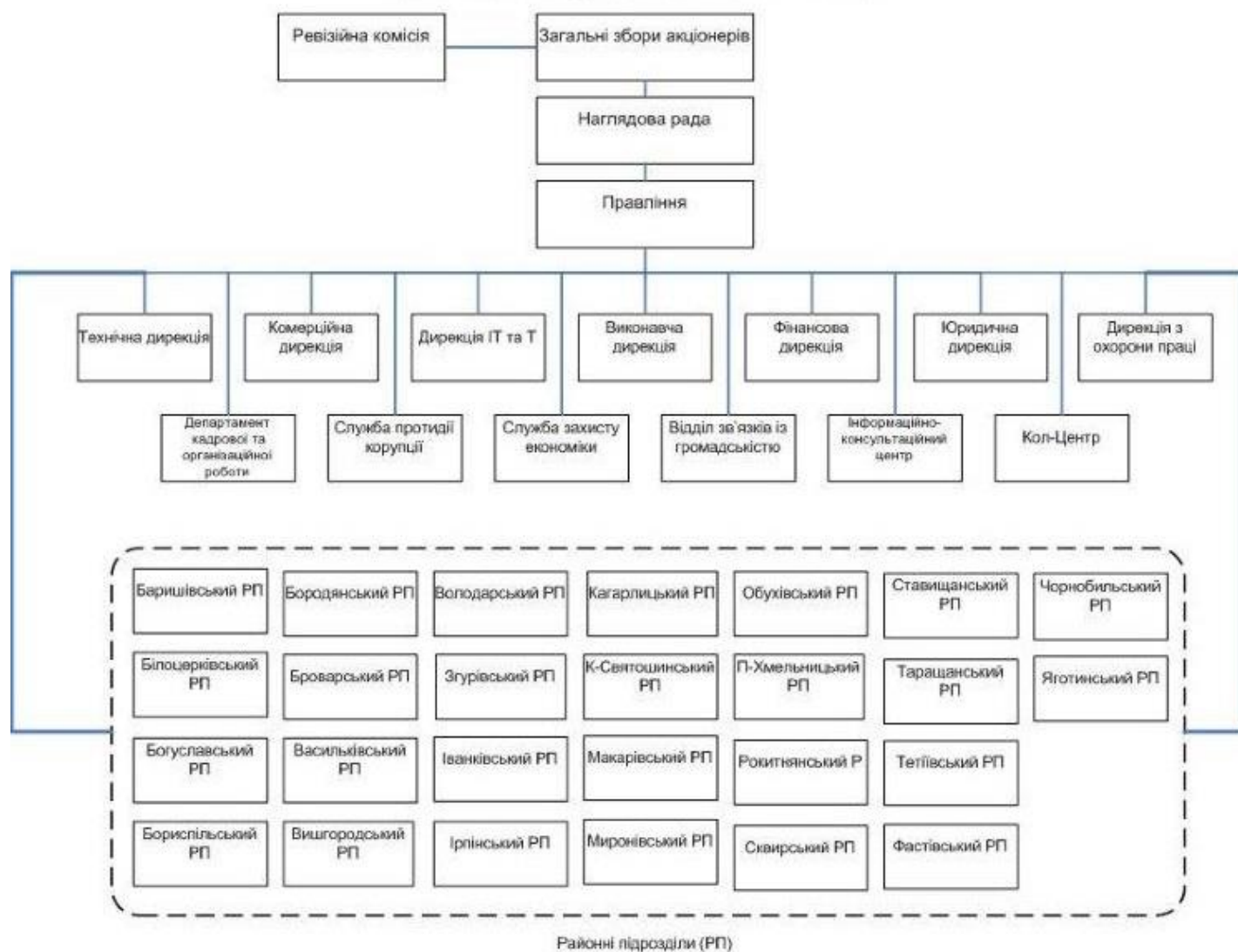
## ДОДАТОК А

Таблиця А1 - Основні показники розвитку електроенергетики України на період до 2030 року

Показники	Роки												
	2005 (оперативні дані)	2010			2015			2020			2030		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Встановлена потужність електростанцій, всього, ГВт	52,0	49,2	49,2	47,4	58,2	58,1	51,9	73,2	70,6	58,4	98,6	88,5	74,9
ТЕС (у т.ч. блок-станції)	33,5	27,9	27,9	27,8	32,9	32,8	28,8	39,2	37,6	32,0	54,0	46,4	39,0
АЕС	13,8	13,8	13,8	13,8	15,8	15,8	15,8	22,8	21,8	17,8	32,0	29,5	25,0
ГЕС та ГАЕС	4,7	7,4	7,4	5,7	8,7	8,7	6,5	9,6	9,6	7,5	10,5	10,5	9,0
Відновлювані джерела енергії	0,0 <sup>*)</sup>	0,1	0,1	0,1	0,8	0,8	0,8	1,6	1,6	1,1	2,1	2,1	1,9
Виробництво електроенергії, всього, млрд.кВтг	185,236	226,0	210,2	195,5	266,7	251,0	223,0	328,8	307,0	259,2	470,4	420,1	356,4
ТЕС (у т.ч. блок-станції)	84,1	112,2	96,4	84,6	140,8	125,1	100,8	144,3	129,9	115,1	211,4	180,4	152,4
АЕС	88,8	101,2	101,2	101,2	110,5	110,5	110,5	166,3	158,9	129,6	238,3	219,0	186,2
ГЕС, ГАЕС	12,3	12,5	12,5	9,6	14,6	14,6	10,9	16,6	16,6	13,0	18,6	18,6	15,9
Відновлювані джерела	0,0	0,1	0,1	0,1	0,8	0,8	0,8	1,6	1,5	1,5	2,1	2,1	1,9
Споживання електроенергії (брутто), млрд.кВтг	176,884	214,5	198,9	184,3	246,7	231,0	208,0	303,8	287,0	244,2	440,4	395,1	336,4
Експорт електроенергії, млрд.кВтг	8,352	11,5	11,3	11,2	20,0	20,0	15,0	25,0	20,0	15,0	30,0	25,0	20,0

Таблиця А2 – Структура ПрАТ «Київобленерго»

## Організаційна структура ПрАТ «Київобленерго»



Таблиця Б1 – Втрати на Л-22 до підключення

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановле на п-ть, кВА	Встановле на п-сть, А	Сумарна потужність в кВА	Акт.пот. Рі, кВт	Реакт.пот. Qі, кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г. Ом/км	Індукт.опір.х. Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина Лі,км	Втрати по ділянкам Δuі,%	Втрати в Δuі,%
РП	Л-22	0,2276	0,85	0	92,3	1596	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,11
Л-22	В1	0,2276	0,85	0	92,3	1596	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,22
В1	В2	0,2276	0,85	100	92,3	1596	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,33
В2	В4	0,2276	0,85	1246	86,5	1496	317,8	196,9	21,6	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,10	0,44
В4	В9	0,2276	0,85	250	14,5	250	76,4	47,3	5,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,03	0,46
<b>Всього</b>				1596										2,10		0,46

Таблиця Б2 – Втрати на Л-22 після підключення

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановле на п-ть, кВА	Встановле на п-сть, А	Сумарна потужність в кВА	Акт.пот. Рі, кВт	Реакт.пот. Qі, кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г. Ом/км	Індукт.опір.х. Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина Лі,км	Втрати по ділянкам Δuі,%	Втрати в Δuі,%
РП	Л-22	0,2142	0,85	0	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,11
Л-22	В1	0,2142	0,85	0	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,22
В1	В2	0,2142	0,85	100	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,33
В2	В4	0,2142	0,85	1246	92,3	1596	318,9	197,6	21,7	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,44
В4	В9	0,2142	0,85	350	20,2	350	91,8	56,9	6,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,03	0,47
<b>Всього</b>				1696										2,10		0,47

Таблиця Б3 – втрати на Л-18 до підключення

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	$\cos\varphi$	Встановле на п-ть, кВА	Встановле на п-сть, А	Сумарна потужність в кВА	Акт.пот. $P_i$ , кВт	Реакт.пот. $Q_i$ , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г, Ом/км	Індукт.опір.х, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина $L_i$ ,км	Втрати по ділянкам $\Delta u_i$ ,%	Втрати в мер $\Delta u_i$ ,%
РП	Л-18	0,3688	0,92	0	56,9	985	364,9	155,5	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,11
Л-18	В16	0,3688	0,92	0	56,9	985	364,9	155,5	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,22
В16	В15	0,3688	0,92	160	56,9	985	364,9	155,5	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,33
В15	В14	0,3688	0,92	100	47,7	825	310,6	132,3	19,5	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,09	0,43
В14	В12	0,3688	0,92	475	41,9	725	276,6	117,8	17,4	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,08	0,51
В12	В10	0,3688	0,92	250	14,5	250	115,2	49,1	7,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,04	0,55
Всього				985										2,52		0,55

Таблиця Б4 – втрати на Л-18 після підключення

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	$\cos\varphi$	Встановле на п-ть, кВА	Встановле на п-сть, А	Сумарна потужність в кВА	Акт.пот. $P_i$ , кВт	Реакт.пот. $Q_i$ , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г, Ом/км	Індукт.опір.х, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина $L_i$ ,км	Втрати по ділянкам $\Delta u_i$ ,%	Втрати в мер $\Delta u_i$ ,%
РП	Л-22	0,2142	0,85	0	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,11
Л-22	В1	0,2142	0,85	0	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,22
В1	В2	0,2142	0,85	100	98,0	1696	337,1	208,9	22,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,33
В2	В4	0,2142	0,85	1246	92,3	1596	318,9	197,6	21,7	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,11	0,44
В4	В9	0,2142	0,85	350	20,2	350	91,8	56,9	6,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,420	0,03	0,47
Всього				1696										2,10		0,47

## ДОДАТОК В

Таблиця В1 – Дані Бориспільського РП

Інформація щодо трансформаторних підстанцій								
Бориспільського РП ПрАТ "Київобленерго" станом на 01.08.2017р.								
* електричне навантаження в режимний день розраховано на підставі режимних замірів навантаження, що проводились в період дії графіків аварійних відключень								
№ з/п	Диспетчерське найменування ТП-10/0,4 кВ	Номінальна потужність підстанції, кВА Sном	Максимально допустима потужність підстанції, кВт P <sub>макс</sub>	Електричне навантаження в режимний день P <sub>реж.день</sub>	Резерв дозволеної потужності споживачів P <sub>рез.дозв.пот</sub>	Приєднана потужність		Резерв потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання, кВт P <sub>рез</sub>
						Приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів, P <sub>пр</sub> ,	Потужність, що приєднується за договорами про приєднання, кВт P <sub>дог</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-10/0,4 кВ №1	63	57,96	37,00	20,96	260,5	0	-151,14
2	ТП-10/0,4 кВ №2	100	92	56,00	36,00	954	8	-748,05
3	ТП-10/0,4 кВ №3	100	92	22,00	70,00	226	0	-88,69
4	ТП-10/0,4 кВ №4	100	92	79,00	13,00	509	5	-300,05
5	ТП-10/0,4 кВ №5	100	92	59,00	33,00	1665	24	-1475,05
6	ТП-10/0,4 кВ №6	400	368	0,00	368,00	400	0	8,89
7	ТП-10/0,4 кВ №7	250	230	0,00	230,00	109	0	234,28
8	ТП-10/0,4 кВ №8	160	147,2	59,00	88,20	750	12	-419,67
9	ТП-10/0,4 кВ №9	200	184	79,00	105,00	1602,6	95	-1186,49
10	ТП-10/0,4 кВ №10	200	184	0,00	184,00	16	0	188,44

## Продовження таблиці В1

11	ТП-10/0,4 кВ №11	63	57,96	0,00	57,96	245,3	0	-180,90
12	ТП-10/0,4 кВ №12	250	230	0,00	230,00	0	0	-
13	ТП-10/0,4 кВ №13	250	230	0,00	230,00	316,6	0	-61,04
14	ТП-10/0,4 кВ №14	100	92	0,00	92,00	104,5	0	-2,28
15	ТП-10/0,4 кВ №15	715	405,72	275,00	130,72	1723	114,5	-710,50
16	ТП-10/0,4 кВ №16	160	147,2	134,00	13,20	1275,5	222	-1088,61
17	ТП-10/0,4 кВ №17	315	289,8	0,00	289,80	506,5	0	-184,50
18	ТП-10/0,4 кВ №18	160	147,2	40,00	107,20	2667,5	44	-2302,61
19	ТП-10/0,4 кВ №19	160	147,2	104,00	43,20	508,5	78	-244,17
20	ТП-10/0,4 кВ №20	160	147,2	0,00	147,20	50	0	113,56
21	ТП-10/0,4 кВ №21	400	368	0,00	368,00	448	0	-39,11
22	ТП-10/0,4 кВ №22	100	92	55,00	37,00	1129,5	106	-979,94
23	ТП-10/0,4 кВ №23	40	36,8	25,00	11,80	963	47	-940,57
24	ТП-10/0,4 кВ №24	400	368	128,00	240,00	986,2	28	-158,39
25	ТП-10/0,4 кВ №25	180	165,6	0,00	165,60	144	0	40,00
26	ТП-10/0,4 кВ №26	160	147,2	0,00	147,20	140	0	23,56
27	ТП-10/0,4 кВ №27	160	147,2	131,00	16,20	360,7	25	-107,96
28	ТП-10/0,4 кВ №28	100	92	34,00	58,00	621	53	-460,05
29	ТП-10/0,4 кВ №29	100	92	66,00	26,00	730,5	51	-567,55

## Продовження таблиці В1

30	ТП-10/0,4 кВ №30	250	230	142,00	88,00	86	0	169,56
31	ТП-10/0,4 кВ №31	250	230	117,00	113,00	1506,5	146	-1013,61
32	ТП-10/0,4 кВ №32	250	230	40,00	190,00	514,4	141,5	-121,02
33	ТП-10/0,4 кВ №33	50	46	20,00	26,00	83	0	-14,34
34	ТП-10/0,4 кВ №34	100	92	54,00	38,00	355	10	-151,05
35	ТП-10/0,4 кВ №35	100	92	73,00	19,00	834,8	121,5	-742,35
36	ТП-10/0,4 кВ №36	100	92	53,00	39,00	279,2	26	-131,62
37	ТП-10/0,4 кВ №37	250	230	0,00	230,00	195	0	60,56
38	ТП-10/0,4 кВ №38	160	147,2	142,00	5,20	1193,5	499	-1283,61
39	ТП-10/0,4 кВ №39	400	368	156,00	212,00	1163	271	-411,78
40	ТП-10/0,4 кВ №40	160	147,2	4,00	143,20	67	31	121,70
41	ТП-10/0,4 кВ №41	100	92	14,00	78,00	122,5	0	14,81
42	ТП-10/0,4 кВ №42	250	230	118,00	112,00	1221,6	207,3	-790,01
43	ТП-10/0,4 кВ №43	160	147,2	80,00	67,20	869,5	0	-527,17
44	ТП-10/0,4 кВ №44	500	322	80,00	242,00	5	0	352,78
45	ТП-10/0,4 кВ №45	160	147,2	55,00	92,20	1745,5	182	-1518,61
46	ТП-10/0,4 кВ №46	250	230	0,00	230,00	5	0	250,56
47	ТП-10/0,4 кВ №47	100	92	38,00	54,00	438	37	-261,05
48	ТП-10/0,4 кВ №48	500	322	0,00	322,00	921	0	-440,40

## Продовження таблиці В1

49	ТП-10/0,4 кВ №49	950	412,16	0,00	412,16	1634,5	0	-675,99
50	ТП-10/0,4 кВ №50	160	147,2	0,00	147,20	461,7	0	-183,96
51	ТП-10/0,4 кВ №51	160	147,2	0,00	147,20	140	0	23,56
52	ТП-10/0,4 кВ №52	400	368	0,00	368,00	230	0	178,89
53	ТП-10/0,4 кВ №53	100	92	60,00	32,00	475	66,2	-327,25
54	ТП-10/0,4 кВ №54	160	147,2	43,00	104,20	123,5	37	59,20
55	ТП-10/0,4 кВ №55	250	230	0,00	230,00	1664,5	5	-1030,61
56	ТП-10/0,4 кВ №56	250	230	0,00	230,00	570,5	0	-35,62
57	ТП-10/0,4 кВ №57	160	147,2	12,10	135,10	666,5	5	-329,17
58	ТП-10/0,4 кВ №58	100	92	59,00	33,00	772,5	362	-920,55
59	ТП-10/0,4 кВ №59	100	92	6,00	86,00	631,5	70	-487,55
60	ТП-10/0,4 кВ №60	60	55,2	30,00	25,20	217,5	8	-121,35
61	ТП-10/0,4 кВ №61	100	92	63,00	29,00	497,5	260	-543,55
62	ТП-10/0,4 кВ №62	100	92	54,00	38,00	467	169	-462,42
63	ТП-10/0,4 кВ №63	100	92	53,00	39,00	725	98	-609,05
64	ТП-10/0,4 кВ №64	160	147,2	109,00	38,20	647	71	-375,67
65	ТП-10/0,4 кВ №65	250	230	190,00	40,00	1858	57	-1121,90
66	ТП-10/0,4 кВ №66	160	147,2	142,00	5,20	1550	89	-1230,11
67	ТП-10/0,4 кВ №67	160	147,2	83,00	64,20	792	219	-668,67

## Продовження таблиці В1

68	ТП-10/0,4 кВ №68	100	92	25,00	67,00	1029,5	36	-809,94
69	ТП-10/0,4 кВ №69	160	147,2	96,00	51,20	708,5	133,5	-499,67
70	ТП-10/0,4 кВ №70	160	147,2	98,00	49,20	725	150,5	-533,17
71	ТП-10/0,4 кВ №71	250	230	84,00	146,00	2316	34,5	-1557,40
72	ТП-10/0,4 кВ №72	100	92	56,00	36,00	547,5	63	-396,55
73	ТП-10/0,4 кВ №73	250	230	200,00	30,00	1111,5	199	-671,61
74	ТП-10/0,4 кВ №74	160	147,2	0,00	147,20	47	0	116,56
75	ТП-10/0,4 кВ №75	200	184	56,00	128,00	516	20	-188,83
76	ТП-10/0,4 кВ №76	160	147,2	0,00	147,20	63	0	100,56
77	ТП-10/0,4 кВ №77	160	147,2	63,00	84,20	560	146	-363,67
78	ТП-10/0,4 кВ №78	100	92	89,00	3,00	1162	433	-1339,44
79	ТП-10/0,4 кВ №79	160	147,2	67,00	80,20	1091	230,5	-979,17
80	ТП-10/0,4 кВ №80	400	368	0,00	368,00	400	0	8,89
81	ТП-10/0,4 кВ №81	20	18,4	7,00	11,40	8	12	0,44
82	ТП-10/0,4 кВ №82	400	368	281,00	87,00	3245	405	-2381,03
83	ТП-10/0,4 кВ №83	100	92	27,00	65,00	524,5	21,5	-332,05
84	ТП-10/0,4 кВ №84	250	230	46,00	184,00	441	221	-228,04
85	ТП-10/0,4 кВ №85	160	147,2	90,00	57,20	690	145	-492,67
86	ТП-10/0,4 кВ №86	40	36,8	35,08	1,72	473,5	383	-770,92

## Продовження таблиці В1

87	ТП-10/0,4 кВ №87	400	368	217,73	150,27	1765,1	212,6	-955,48
88	ТП-10/0,4 кВ №88	100	92	54,00	38,00	843,9	163	-792,95
89	ТП-10/0,4 кВ №89	250	230	0,00	230,00	0	0	-
90	ТП-10/0,4 кВ №90	100	92	0,00	92,00	5	0	97,22
91	ТП-10/0,4 кВ №91	400	368	0,00	368,00	265	0	143,89
92	ТП-10/0,4 кВ №92	100	92	0,00	92,00	255	0	-152,78
93	ТП-10/0,4 кВ №92А		160	147,2	0,00	147,20	0	0
94	ТП-10/0,4 кВ №93		160	147,2	0,00	147,20	26	0
95	ТП-10/0,4 кВ №94		160	147,2	31,00	116,20	265	0
96	ТП-10/0,4 кВ №95		63	57,96	31,00	26,96	579,5	7
97	ТП-10/0,4 кВ №96		180	165,6	138,00	27,60	870	196
98	ТП-10/0,4 кВ №97		160	147,2	99,00	48,20	1117,5	151
99	ТП-10/0,4 кВ №98		160	147,2	0,00	147,20	155	0
100	ТП-10/0,4 кВ №99		250	230	169,00	61,00	4408,3	180
101	ТП-10/0,4 кВ №100		160	147,2	113,00	34,20	594,9	77

## ДОДАТОК Г

УДК 4455

*Костянтин Гордієнко**(Київ, Україна)***ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

*У статті викладено зміст актуальності питання якості електропостачання. Пов'язаність питань якості електропостачання та показників електроенергії.*

*Ключові слова: Якість, електропостачання, електроприймачі, електроенергія, частота, напруга, струм, мережа, живлення.*

*The article describes the contents of relevance a question of quality of electricity supply. Connectivity issues the quality of power supply and indicators power.*

*Keywords: Quality, power, power consumers, power, frequency, voltage, current, network, power.*

Сьогодні слабка вимірювальна база, яка не дозволяє здійснювати оперативний контроль якості електроенергії, є найвагомим фактором, що зумовлює низьку ефективність існуючої системи управління якістю електроенергії. Комерційні відносини між енергопостачальниками на основі знижок (надбавок) до тарифів на електроенергію за її якість встановлюються лише тоді, коли є сторона, яка висуває претензії щодо якості електроенергії. Це можливо, якщо пред'явник претензії має атестовані Держстандартом засоби вимірювання показників якості електроенергії.

Відсутність високоефективних систем контролю якості електроенергії через недооцінку проблеми призвела до того, що вплив сучасного електротехнічного обладнання на якість електроенергії вивчали мало, тому відсутня інформація навіть про наближений зв'язок продуктивності окремих технологічних процесів із якістю електроенергії. Така ситуація вимагає вивчення енерго-постачальною компанією за допомогою маркетингових досліджень впливу якості електроенергії на продуктивність окремих галузей виробництва і використання цих даних під час розробки проектної

документації для внутрішнього і зовнішнього електропостачання і видачі технічних умов. Це дасть змогу на стадії проектування передбачити заходи, що обмежують погіршення якості електроенергії.

Основні вимоги до надійності електропостачання споживачів установлені «Правилами устрою електроустановок», в яких споживачі розподілені на 3 категорії і для кожної з них визначено умови резервування енергопостачання. Таке нормування надійності має на меті забезпечення виконання енергопостачальною компанією гарантованого постачання споживачів електроенергією у заданому обсязі при виконанні встановлених норм її якості.

Головне завдання полягає у визначенні оптимальної категорії електропостачання споживачів відповідно до надійності їх живлення, що вимагається: виявленні доцільності резервування мереж їх живлення; визначенні витрат на систему відновлення для підвищення надійності електропостачання, а також у розробці договорів на постачання електроенергії, які повинні врахувати конкретні особливості забезпечення надійності електропостачання і якості електроенергії та способи оплати електроенергії у звітний період залежно від досягнутого рівня надійності і якості постачання. Розглядаючи питання надійності електропостачання, споживачі повинні оцінювати доцільність використання власного автономного джерела через порівняння витрат на його створення із можливою компенсацією збитків у разі порушення живлення.

Якість електропостачання визначається підтриманням на встановленому рівні значень напруги і частоти, а також обмеженням значень в мережі вищих гармонік і несинусоїдальності і несиметричності напружень. Якість електропостачання доцільно характеризувати як сукупність надійності електропостачання та якості електромагнітної обстановки. Між останніми характеристиками існує тісний взаємозв'язок. Система електропостачання може мати високу надійність, але не забезпечувати високої якості електроенергії, так як електромагнітна обстановка не відповідає вимогам електротехнологічного процесу, наприклад є електромагнітні обурення, що знижують ефективність системи.

Якщо якість електропостачання хороша, і відхилення від номінальної напруги (220 В) мале то для запобігання комп'ютерів можна використовувати найдешевші резерви ДБЖ. Принцип їх роботи такий: якщо напруга в мережі відхиляється від номіналу не більше ніж на 10-15%, то ДБЖ подає цю напругу на підключені до ДБЖ прилади (фільтруючи при цьому імпульсні перешкоди), а інакше забезпечується перехід на живлення від батарей. Вартість резервних ДБЖ потужністю 250-300 ВА, що досить для одного комп'ютера, □ близько 100 дол.

Якщо якість електропостачання слабка, наприклад, якщо напруга в електромережі систематично падає помітно нижче норми, то резервні ДБЖ не підходять. Вони при істотному зниженні напруги переходять на батареї, ці батареї швидко розряджаються, після чого робота на комп'ютері припиняється. Тому в таких випадках необхідно придбати лінійно-інтерактивний ДБЖ. Такі ДБЖ трохи дорожче, зате містять вбудований стабілізатор, що дозволяє їм не перемикатися на батареї при значних (на 20-30%) відхиленнях напруги від норми. Надійність та якість електропостачання тісно пов'язані. Наприклад, зниження частоти струму в енергосистемі викликане дефіцитом генеруючих потужностей, може зажадати відключення або обмеження частини споживачів, тобто зниження надійності електропостачання при безвідмовній роботі обладнання.

Надійність та якість електропостачання тісно пов'язані. Наприклад, зниження частоти струму в енергосистемі викликане дефіцитом генеруючих потужностей, може зажадати відключення або обмеження частини споживачів, тобто зниження надійності електропостачання при безвідмовній роботі обладнання. У зв'язку з нерозривністю виробництва та споживання електроенергії її якість визначається не тільки виробником (його генеруючим, трансформуючим, передавальним і розподіляючим обладнанням), а й споживачем, характеристиками електроприймачів. Вартісним критерієм якості електропостачання може служити збиток від перерви живлення. Все це навело на необхідність дослідження якості електропостачання в сталому режимі і в момент перемикань на реально діючих об'єктах. Надійність електропостачання та якість електроенергії спільно визначають якість електропостачання.

Електромагнітна сумісність відноситься до групи властивостей, що визначають якість електропостачання, і характеризується як здатність електроустановок (або їх поєднань) функціонувати в певній електромагнітній обстановці без зниження заданої ефективності електричної системи. Електромагнітна обстановка - це сукупність електромагнітних збуджень (у вигляді струмів і напруг), які можуть вплинути на функціонування електричної системи.

Порівняльна техніко-економічна оцінка варіантів проводиться з урахуванням надійності і якості електропостачання й інших чинників. Якщо порівнювані варіанти рівноцінні або дуже близькі за результатами ПЕР (розрізняються не більше ніж на 10-15%), то часто в межах точності розрахунку перевагу потрібно віддати варіанту з кращими якісними показниками, переліченими вище, якщо навіть і не вдається визначити їх вартісне вираження.

Велике значення для забезпечення стійкої роботи асинхронних двигунів має якість електропостачання. Тому навіть незначне зменшення напруги впливає на максимальний момент, а значне зменшення може викликати зупинку двигуна. Велике значення для забезпечення стійкої роботи асинхронних двигунів має якість електропостачання. Тому навіть незначне зменшення напруги позначається на величині максимального моменту, а значне зменшення може викликати зупинку двигуна.

Розробка і освоєння вибухозахисних електровиробів необхідних для підвищення якості електропостачання вугільних шахт і вибухонебезпечних виробництв на основі підвищення до 660В напруги, на якому розподіляється і використовується електрична енергія.

Механічні характеристики асинхронного електродвигуна при. Вельми велике значення для забезпечення стійкої роботи асинхронних двигунів має якість електропостачання.

В області енергетики для реалізації цих рішень з'їзду необхідно забезпечити підвищення надійності та якості електропостачання споживачів, поліпшення використання енергетичних потужностей та виробничих фондів, економію палива та інших енергетичних ресурсів.

В одинадцятій п'ятирічці передбачається подальше удосконалення і розвиток Єдиної енергосистеми країни, підвищення надійності та якості електропостачання народного господарства.

Триватимуть роботи, пов'язані з підвищенням надійності роботи об'єднаних енергетичних систем і ЄЕС СРСР і поліпшенням якості електропостачання споживачів.

Підприємства енергонагляду спільно зі службами режимів енергосистем використовують дані вимірювань ПКЕ для аналізу якості електроенергії в мережі і при розборі скарг споживачів на якість електропостачання (в тому числі терплять збитки через перекручування, внесених в загальну мережу живлення іншими споживачами), а також безпосередньо для визначення знижок і надбавок до тарифів за якість електроенергії, якщо інформація отримана за допомогою засобів, що проходять метрологічний нагляд.

Природно, більш високі технічні вимоги повинні пред'являтися до обладнання, системи контролю, обліку, автоматизації та телемеханіки, підвищенню надійності і якості електропостачання. Все це закладається в програму реконструкції системи ППД.

Основними вимогами до електричних систем електропостачання є:

- енергетична достатність живлення по споживаній потужності;
- технічна надійність і висока ефективність енергозабезпечення при виконанні нормативів якості електропостачання.

Слід мати на увазі що вимоги до швидкодії захисту розподільних мереж, безумовно, зростуть в найближчі роки як в зв'язку з введенням більш жорстких норм на якість електропостачання, так і за умовами більш інтенсивного використання активних матеріалів елементів мережі: ліній, трансформаторів, двигунів.

Питання застосування джерел реактивної потужності для компенсації реактивної потужності повинні бути також пов'язані з питаннями місцевого регулювання напруги в вузлах навантаження і повинні вирішуватися в загальному комплексі питань підвищення економічності і якості електропостачання промислових підприємств.

Швидкодіюче збудження, крім підвищення статичної стійкості зменшує відхилення напруги в таких режимах, як короткі замикання, відключення ліній, гойдання машин або відключення генератора, і таким чином, підвищує якість електропостачання.

При проектуванні побудові та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств слід передбачати гнучкість системи і оптимізацію параметрів, шляхом вибору номінальних напруг, умов приєднання до енергосистеми, визначення електричних навантажень і вимог до надійності і якості електропостачання, раціонального вибору числа і потужності трансформаторів, схем і конструкцій розподільних і цехових електричних мереж, засобів компенсації реактивної потужності і регулювання напруги, системи обслуговування і ремонту електроустаткування. Ці завдання безперервно ускладнюються через зростання загальної кількості електроприймачів, збільшення їх одиничних потужностей, використання електроенергії безпосередньо в технологічних процесах.

Таким чином, ця частина маркетингу дає електроенергетичній компанії важливу інформацію про розвиток її клієнтської бази в окремих сегментах ринку: про вплив сегментованого попиту на майбутні доходи компанії і про загрози щодо надійності і якості електропостачання, запобігання яких вимагає невідкладних інвестиційних рішень вже сьогодні. В результаті осмислення цієї інформації компанія може в першому наближенні сформулювати систему цілей і пріоритетів стратегії свого розвитку.

Стандартною вимогою до електроживлення ЕОМ є живлення від мережі змінного струму напругою 220В з частотою 50 Гц. Норми на якість електропостачання не регламентують такі збудження в мережі електроживлення, як провали і сплески напруги. У той же час подібні збудження напруги мережі є джерелом збоїв, що приводять до значних втрат корисного часу роботи ЕОМ. Знання характеристик збуджень напруги в мережі має велике значення, так як дозволяє розробити спеціальні заходи захисту ЕОМ.

Одним з основних факторів інтенсивного розвитку суспільного виробництва є постійне поліпшення якості продукції, що випускається. Найважливіше завдання енергоустановок енергетичних систем полягає в забезпеченні якості

електропостачання споживачів електричною енергією, під яким розуміється підтримання якості електроенергії відповідно до вимог ГОСТ 13109 - 87 за умови надійного електропостачання споживачів. Рішення даного завдання закладається ще на стадії проектування енергоустановок.

Забезпечення електромагнітної сумісності ЦТС з зовнішнім середовищем регламентовано набагато гірше. Так, наявні в стандартах вимоги щодо якості електропостачання ЕОМ регламентують тільки допустимі відхилення від номінальної напруги і номінальної частоти в мережі первинного харчування, що, безумовно, недостатньо для забезпечення сумісності ЕОМ з мережею живлення. Вимоги на необхідний захист від зовнішніх електромагнітних перешкод і зовсім відсутні а на допустиме випромінювання обмежуються регламентуванням радіоперешкод, створюваних апаратурою ЕОМ, що знову-таки недостатньо для забезпечення спільної роботи ЦТС в складі комплексів. За даними Міністерства торгівлі США ці збитки для користувачів великих ЕОМ тільки через різного роду порушень електропостачання може досягати 100 - 150 тис. доларів на рік.

## ДОДАТОК Д

УДК 338.246.025:621.311

**Замулко А. І.**, к. т. н., доц.;

**Чернецька Ю. В.**, асист.;

**Гордієнко К.І.** магістрант

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського, Україна

### ОПРАЦЮВАННЯ ДАНИХ ЗАВАНТАЖЕНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ З ВИКОРИСТАННЯМ КЛАСТЕРНОГО АНАЛІЗУ

**Вступ.** Однією із складових запровадження ринкових відносин в енергетичній галузі є забезпечення ефективної взаємодії як суб'єктів електроенергетики, споживачів електричної енергії, так і замовників послуг на приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу (ОСР). Саме інформаційна відкритість в енергетичній галузі з питань наявності резервів електричної потужності на енергетичних об'єктах покликана забезпечити покращання показника рейтингу Doing Business для України шляхом своєчасного інформування бізнесу про можливості галузі у задоволенні потреб в енергетичних ресурсах, а також прозорість у формуванні вартісних показників на приєднання до електричних мереж ОСР.

Для забезпечення приєднання новозбудованих, реконструйованих чи технічно переоснащених електроустановок користувачів системи розподілу до електричних мереж ОСР принциповим питанням є завантаження трансформаторних підстанцій (ТП) та наявність на них резерву потужності.

**Мета роботи:** провести аналіз доступних для дослідження даних завантаженості трансформаторних підстанцій ОСР та сформулювати пропозиції щодо формування груп таких ТП, до яких можуть бути застосовані однакові вимоги щодо визначення плати за приєднання до електричних мереж.

**Основний зміст.** Досліджувалася інформація щодо ТП Бориспільського районного підрозділу ПрАТ «Київобленерго» у 2015-2017 рр., оприлюднена на офіційних веб-сайтах ОСР [1], згідно вимог [2], а саме: диспетчерська назва ТП 10/0,4 кВ; номінальна потужність підстанції,  $S_{\text{ном.}}$ , кВА; максимально допустима потужність підстанції,  $P_{\text{макс.}}$ , кВт; електричне навантаження в режимний день,  $P_{\text{реж.день}}$ , кВт; резерв дозволеної потужності споживачів,  $P_{\text{рез.дозв.пот.}}$ , кВт; приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів,  $P_{\text{пр.}}$ , кВт; потужність, що приєднується за договорами про приєднання,  $P_{\text{дог.}}$ , кВт; резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання,  $P_{\text{рез.}}$ , кВт.

Аналіз опублікованих даних показав, що лише 12 % від загальної кількості ТП протягом усіх трьох досліджуваних років мають відмінне від нуля електричне навантаження у режимний день ( $P_{\text{реж.день}} > 0$ ). Цей факт можна пояснити особливостями проведення вимірів електричного навантаження в режимний день [3]. На більшості ТП напругою 10/0,4 кВ відсутні автоматизовані системи обліку електроенергії, і дані про погодинні електричні навантаження у режимний день повинні були записуватися черговим персоналом ОСР. Що стосується зростання приєднаної потужності ТП згідно договорів зі споживачами, то приріст у Бориспільському районному підрозділі складає 1,9 % у 2015 р., 0,8 % у 2016 р. та 7,7 % у 2017 р. Разом з тим, зростання договірної потужності нерівномірне, понад 77 % загальної кількості ТП за три роки не мали нових приєднань ( $P_{\text{дог.}} = 0$ ).

На думку авторів, серед наявної інформації для встановлення схожості ТП в частині їх завантаженості може бути застосовано два адекватних показника, а саме номінальна потужність підстанції,  $S_{\text{ном.}}$  та завантаженість ТП, розрахована з урахуванням приєднаної (дозволена) потужності існуючих споживачів та потужності, що приєднується за договорами про приєднання.

Задача встановлення схожості ТП в частині їх завантаженості за визначеними критеріями може бути реалізована з використанням кластерного аналізу.

Результатом такого аналізу завантаженості ТП Бориспільського районного підрозділу ПрАТ «Київобленерго» у 2015-2017 рр. навіть в умовах обмеженої інформації згідно вимог [2] стало виявлення трьох груп з показниками завантаженості

до 0,48; до 0,97 та 1,54, які умовно можна визначити, як підстанції недовантажені, перевантажені, та ті, що працюють в нормативному режимі.

Сьогодні ставка плати за стандартне приєднання електроустановок до електричних мереж ОСР в межах адміністративних областей України диференціюється залежно від величини заявленої потужності, типу населеного пункту (місто чи сільська місцевість), категорії надійності електропостачання, схеми електрозабезпечення (одно- чи трифазна) та рівня напруги у точці приєднання. Тобто в межах однієї територіальної одиниці ставка плати за приєднання залишається фіксованою, що не відображає реальний стан справ з наявністю потужності в точці приєднання, а також відповідними витратами постачальника і потребує додаткової диференціації за рівнем завантаженості ТП, наприклад, з урахуванням запропоновано вище підходу.

Водночас, очевидним є той факт, що для отримання об'єктивних висновків щодо існуючого завантаженості та резервів потужностей ТП, які можуть бути використані для визначення вартості приєднання до ТП, віднесених до однієї з сформованих груп, необхідне проведення більш ґрунтовного дослідження, з використанням показників, наведених в [4].

### **Висновки.**

1. За даними, які оприлюднювалися на офіційних сайтах ОСР, неможливо зробити об'єктивні висновки щодо існуючого навантаження та резерву потужностей ТП, а в умовах запровадження вимог, внесеними до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж постановою НКРЕКП від 30.03.2017 р. № 441, повністю позбавляють такої можливості.
2. З метою забезпечення відображення реального стану справ з наявністю потужності в точці приєднання, а також відповідних витрат постачальника доцільним є здійснення диференціації ставки плати за приєднання до електричних мереж за критерієм завантаженості ТП.