

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Піонтківський Володимир Петрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Моделювання і аналіз надійності при розвитку регіональних електричних
мереж
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

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

Піонтківський В. П.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Піонтківський В. П. Моделювання і аналіз надійності при розвитку регіональних електричних мереж. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2022.

Основною метою виконання кваліфікаційної роботи є розробка моделей та методів для завдань управління надійністю при управлінні розвитком та функціонування регіональних електричних мереж з використанням нових технологій.

Ключові слова: математична модель, електрична мережа, регіональна енергопостачальна організація, надійність електропостачання.

ABSTRACT

Piontkivskiy V. P. Modeling and reliability analysis during the development of regional electric networks. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2022.

The main goal of the qualification work is the development of models and methods for reliability management tasks in managing the development and functioning of regional electric networks using new technologies.

Keywords: mathematical model, electric network, regional energy supply organization, reliability of power supply.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РЕГІОНАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	7
1.1. Стан електромережевого комплексу України та регіональних електричних мереж.	7
1.2. Вимоги до рівня надійності РЕМ.	15
1.3. Основні шляхи підвищення надійності електромережевого комплексу.	24
Висновки по розділу 1	27
РОЗДІЛ 2. ПРОПОНУЮЧИЙ МЕТОД АНАЛІЗУ НАДІЙНОСТІ РЕГІОНАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	28
2.1. Моделювання регіональної електричної мережі.	28
2.2. Еквівалентування мережі для аналізу надійності.	30
Висновки по розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ СТРУКТУРНОЇ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ НАДІЙНОСТІ	39
3.1. Матричний розрахунок показників надійності вузлів РЕМ.	39
3.2. Показники структурної та функціональної надійності	44
Висновки по розділу 3	46
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	47
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	48

ВСТУП

Актуальність теми. Безпека, надійність та продуктивність регіональних електричних мереж (РЕМ), що характеризують їх технічну ефективність, зумовлюють економічну ефективність територіальних мережевих організацій (ТМО). Їх підвищення вимагає впровадження нових та вдосконалення існуючих методів обґрунтування технічних рішень, що забезпечують надійне функціонування та інноваційний розвиток РЕМ.

Зниження рівня технічного стану обладнання РЕМ прийнято пояснювати природним старінням та зносом, а також скороченням обсягів, якості технічного обслуговування та ремонту (ТОіР), технічного переозброєння та реконструкції (ТПіР). Нестача коштів, що виділяються ТМО на ці заходи, внаслідок недосконалості існуючого механізму державного регулювання тарифів на послуги, що надаються ТМО.

Загострення проблеми зниження надійності РЕЛС при одночасному зростанні тарифів вимагало здійснювати пошук способів та засобів вирішення цієї суперечності. Поява нових технологій, що впливають на структурну і функціональну надійність мереж та розподільних мереж, призвела до виникнення нових завдань, що не мають на даний момент універсальних методичних рішень. Для вивчення впливу нових технологій на надійність РЕМ потрібно вдосконалення існуючих та розробка нових моделей та методів оцінки та аналізу надійності, що враховують їх особливості функціонування та вплив на СЕП.

Мета виконання роботи. Розробка моделей та методів для завдань управління надійністю при управлінні розвитком та функціонування регіональних електричних мереж з використанням нових технологій.

Мета, що поставлена в кваліфікаційній роботі, досягається **вирішенням наступних завдань:**

1. Аналіз нових технологій, що зумовлюють розвиток РЕМ та розробка методу оцінки їх впливу на надійність електропостачання.

2. Створення моделі РЕМ для дослідження взаємозв'язку безвідмовності мережі та безперебійності електропостачання.

3. Розширення діючої системи показників, що дозволяє оцінити та порівняти з позицій надійності різні ділянки мережі.

4. Розробка методу аналізу структурної та функціональної надійності живильної та розподільної мереж для підвищення обґрунтованості заходів ТОіР та ТПіР.

Об'єкт дослідження - регіональна електрична мережа, що є електромережевим комплексом під управлінням ТМО.

Практична значимість результатів роботи: запропоновані метод аналізу надійності РЕМ та модель СЕП дозволяють визначати сферу застосування нових технологій для підвищення надійності мережі на стадії управління розвитком регіональної електроенергетики.

Методи та засоби досліджень. Поставлені у дисертаційній роботі задачі вирішуються на основі системного підходу з використанням методів теорії надійності; теоретичних засад електротехніки; математичного моделювання, оптимізації, математичної статистики та теорії ймовірностей. Для проведення чисельних експериментів та розрахунків були використані програмні комплекси та платформи RastrWin, Matlab Simulink.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Гончаренко Ю. П., Піонтківський В. П. ВИКОРИСТАННЯ ЕКВІВАЛЕНТУВАННЯ МЕРЕЖІ ДЛЯ АНАЛІЗУ НАДІЙНОСТІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 58-62.

Гончаренко Ю. П., Піонтківський В. П. МАТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ВУЗЛІВ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2022». 7 червня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 48-52.

Піонтківський В. П. СТРУКТУРА МЕРЕЖЕВОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 72-73.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РЕГІОНАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Стан електромережевого комплексу України та регіональних електричних мереж

1.1.1 Структура мережевого комплексу України

Електроенергетика є базовою галуззю національної економіки, ефективне функціонування якої є необхідною умовою сталого економічного розвитку, забезпечення енергетичної безпеки й енергетичної незалежності [3].

Національна енергетична компанія «Укренерго» є державним підприємством, підпорядковується Міністерству палива та енергетики України та виступає гарантом цілісності та надійного функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України [1].

Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» - вертикально інтегрована природна монополія в галузі передачі електроенергії. Підприємство є державним унітарним підприємством електроенергетичної галузі та діє як державне комерційне підприємство, засноване на державній власності, підпорядковане та належить до сфери управління Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [1].

У складі «ДП НЕК «Укренерго» діють 8 електроенергетичних систем (Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна та Центральна), а також відокремлені підрозділи: «Головний інформаційно-обчислювальний центр» (м.Київ), «Вінницяелектротехнологія» (м. Вінниця), «ПівденьЕнергоПром» (м. Сімферополь), «Науково-технічний центр електроенергетики» (м.Київ), пансіонат «Енергетик» та оздоровчий комплекс «Семидвір'я» (АР Крим), підрозділ громадського харчування «Енергетик» (м.Київ) [20].

У структурі компанії функціонують: Державна інспекція з експлуатації електростанцій та мереж та Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії [20].

ДП «НЕК «Укренерго»- це технологічна ланка, що поєднує виробників електроенергії - енергогенеруючі компанії атомних (АЕС), теплових (ТЕС) та гідроелектростанцій (ГЕС) та обласні енергопостачальні компанії, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії.

Електромережевий комплекс (ЕМК) України представляє собою складну організаційно-технічну систему. Починаючи з 2000-х в електроенергетиці країни, у тому числі і в електромережевому комплексі, запущено процес реформування.

Організаційну структуру ЕМК країни, відповідно до [1; 2; 3], можна визначити такою:

- оперативне управління режимами роботи ОЕС України здійснюється з Центрального та восьми регіональних диспетчерських пунктів ДП "НЕК "Укренерго";

- міжрегіональні розподільчі мережеві компанії (МРМК);

- розподільчі електричні мережі України, які на сьогодні об'єднують 9 регіональних енергорозподільчих компаній: ПрАТ «Львівобленерго», ПрАТ «Закарпаттяобленерго», АТ «Вінницяобленерго», ПАТ «Сумиобленерго», АТ «Чернігівобленерго», ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання», ПрАТ «Волиньобленерго», ПрАТ «Підприємство з експлуатації електричних мереж «Центральна енергетична компанія», АТ «Прикарпаттяобленерго» [1].

Основні гравці ринку електроенергії в Україні* (див. Таблицю 1.1) [1; 2; 20]:

Генерація:

- АЕС (встановлена потужність 13,8 ГВт)

- ТЕС, ТЕЦ (встановлена потужність 30,5 ГВт)

- ГЕС, ГАЕС (встановлена потужність 6,2 ГВт)

- ВДЕ (встановлена потужність 1,1 ГВт)

Оператор ринку електроенергії (ДП «Енергоринок»)

Оператор системи передачі (ДП «Укренерго»)

Оператори розподільчої системи (44 підприємства)

Споживачі Населення – 16,528 млн осіб Підприємства – 512,168 тис.

*Тут і надалі для розрахунків використовуються показники вироблення і споживання електроенергії. Додаткові технологічні витрати електроенергії в Україні складають близько 16,63 млрд кВт·год або 12,56% (у тому числі в магістральних мережах – 3,75 млрд кВт·год, у розподільчих мережах – 12,88 млрд кВт·год).

Таблиця 1.1 – Основні гравці ринку електроенергії в Україні

	2019		
	МВт	%	
Виробництво*, встановлена потужність**	ГК ТЕС	24 565	47,6
	АЕС	13 835	26,8
	ГЕС	4 711	9,1
	ГАЕС	1 509,5	2,9
	ТЕЦ	5 946,8	11,4
	ВЕС	437,8	0,8
	СЕС	530,9	1,0
	Станції на біопаливі / біогазі	59,1	0,1
Виробництво: обсяги продажу в ОРЕ*	ГК ТЕС	44 903 827	31,8
	АЕС	76 162 263	53,7
	ГЕС/ГАЕС	8 550 186	6,2
	ТЕЦ	9 810 228	6,9
	ВДЕ	1 805 890	1,3
	Інші	69 057	0,05
	Передача: довжина мереж*	км	
800 кВ		98,5	
750 кВ		4 120,5	
500-400 кВ		713,7	
330 кВ		12 824,1	6,9
220 кВ		3 281,8	
110-150 кВ		527,9	
35 кВ		99,7	

	КЛ 110 – 0,4 кВ	4138,3	
Передача: кількість підстанцій*		шт	
	750 кВ	8	
	500-400 кВ	4	
	330 кВ	83	
	220 кВ	23	
	110 кВ	2	
Передача: витрати в мережах		Обсяги, млн. кВт год	% від відпуску в мережу
		3 754,9	2,66
Розподіл: довжина мереж, км*		км	
	110 (150) кВ	37 488	
	35 кВ	62 264	
	6 (10) кВ	274 409	
	0,4 кВ	398 420	
	КЛ 110 (150) – 35 кВ	1 197	
	КЛ 6 (10) кВ	42 919	
	КЛ 0,4 кВ	31 738	
Розподіл: кількість підстанцій*		шт	
	110 (150) кВ	1 519	
	35 кВ	7 213	
	ТП, РП 6 (10) кВ	201 462	
Розподіл: витрати в мережах		млн. кВт год	% від відпуску в мережу
		12 884,5	9,9
Споживання: кількість споживачів*		абонентів	
	Непобутові	512 168 ***	
	Побутові	16 528 043	
Споживання: обсяги		млн кВт год %	%
	Непобутові	80 412,7	68,8
	Побутові	36 460,6	31,2

*Без Кримської ЕЕС та неконтрольованої території Донбаської ЕЕС.

**Інформацію щодо встановленої потужності наведено згідно з листом ДП «НЕК "Укренерго"» від 26.01.2017 р. № 01-11/03-4/801.

***Кількість непобутових споживачів за 2018 рік.

Відповідно до [1,4], основним пріоритетом діяльності магістрального мережевого комплексу є підтримання та розвиток інфраструктури, що

дозволяє забезпечити надійність видачі потужності від станцій до пунктам підключення розподільчих електричних мереж, які згідно з [6] слід позначати точками передачі електричної енергії.

Місія розподільчого комплексу – довгострокове забезпечення енергетичної безпеки споживачів по всій території відповідного регіону на етапі розподілу електричної енергії з допомогою організації максимально ефективної інфраструктури [1].

Фактично, функція розподільчого ЕМК – розподіл електричної енергії та передача до точок живлення електроприймачів споживачів електроенергії. Оскільки значна частка розподільчого ЕМК перебуває під управлінням регіональних мережевих організацій рамках РМО, відповідно до діючої організаційної структури, то надалі у роботі використовується поняття регіональний ЕМК.

Дані Таблиці 1.1 наголошують на масовості регіонального ЕМК. З огляду на його важливість очевидна актуальність питань, пов'язаних з підвищенням технічної ефективності як сукупності безпеки, надійності та продуктивності регіональних електричних мереж (РЕМ).

1.2.1 Стан регіональної електричної мережі

При аналізі надійності, ЕМК слід розглядати з двох позицій:

- Електрична мережа – як сукупність установок та пристроїв, що утворюють електричний ланцюг, необхідний для існування електричного режиму, який відповідає технічним вимогам до значень напруги у вузлах та електричного струму у гілках, встановлених технічною документацією з експлуатації об'єктів електромережевого комплексу. До складу електричної мережі зазвичай прийнято включати об'єкти передачі електричної енергії, перетворювачі електроенергії, систему релейного захисту та автоматики.
- Підсистема системи електропостачання, що складається з електроустановок та електричних пристроїв, призначених для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Тому, під час аналізу надійності мережі, необхідний аналіз як із позиції структурної, і функціональної надійності.

Під структурною надійністю прийнято розуміти властивість системи (об'єкта) перебувати у працездатному стані, тобто згідно [5], у такому стані, в якому мережа здатна виконувати необхідні функції. Ця властивість надійності дозволяє судити про технічний стан мережі.

Роль мережі, як підсистеми електропостачання, відображає функціональна надійність як властивість системи (об'єкта) перебувати в робочому стані, що згідно [5] означає перебування в стані, в якому мережа виконує необхідну функцію, тобто здійснює передачу та розподіл електричної енергії та потужності. При цьому важливо відзначити, що система, що у працездатному стані, може бути як у робочому, і неробочому стані.

Питанням вибору та оцінки показників надійності об'єктів електроенергетики приділено велику увагу у наукових працях [4;8], термінологія в даній сфері закріплена відповідною нормативно-технічною документацією [5].

Для електротехнічного обладнання, що утворює РЕМ, з позиції надійності найбільш суттєвими процесами є: функціонування та цілеспрямована зміна об'єкта, взаємодія з середовищем, старіння, відновлювальні та ремонтні дії. В результаті накладання цих процесів один на одного, їх взаємодії виникають певні події, і об'єкт приймає різні стани, що істотно впливають на функції, які він виконує. До них відносяться події: «відмова» та «відновлення», та стану: «працездатне» та "непрацездатне".

Відмовою є подія, полягає у порушенні працездатного стану [9], тобто. коли об'єкт переходить межу допустимої області значень його параметрів з працездатного стану до непрацездатного. У цьому відбувається втрата можливості об'єкта виконувати свої функції. Після відмови, внаслідок дій персоналу і автоматики, настає подія «відновлення», коли значення параметрів, характеризують стан об'єкта, знову перебувають у допустимої з позиції подальшого функціонування області, тобто. перехід з непрацездатного

стану до працездатного, наприклад, за рахунок виконання ремонтів пошкодженого обладнання [5].

Через війну функціонування відновлюваних об'єктів, яких належить різне електротехнічне устаткування мережі і РЕМ загалом, то, можливо представлено потоком відмов та відновлення, тобто характеризуватись двома істотними станами, що чергуються: працездатним і непрацездатним.

У зв'язку з цим, при аналізі структурної надійності мережі виділяються дві базові властивості надійності: безвідмовність та відновлюваність.

Безвідмовність – властивість об'єкта безперервно зберігати здатність виконувати необхідні функції протягом деякого часу або напрацювання у заданих режимах та умовах застосування [5]. Параметром потоку відмов у випадку є функція часу. У практичних питаннях найчастіше використовується середній параметр потоку відмов або частота відмов (ω) [9].

Відновлюваність – властивість об'єкта бути пристосованим до попередження та виявлення причин виникнення відмов та їх усунення [7]. Основним параметром, що характеризує цю властивість, є інтенсивність відновлення, у випадку представлена функцією від часу. Відновлюваність характеризується показником середнього часу відновлення, що є зворотним величиною інтенсивності відновлення (μ).

Заміщення у 2012 році вертикально-інтегрованого принципу побудови енергетики на функціональний разом із проведенням приватизації в електромережевому комплексі, встановленням ринкових відносин та іншого, на думку багатьох експертів [8,17] призвело до того, що сьогодні ЕМК працює на межі надійності. Частка електричних мереж розподільчого ЕМК, виробили свій нормативний термін, становить близько 50%; 7% електричних мереж виробило 2 нормативні терміни. Загальне зношування електричних мереж досягає 70% [1; 7]. Понад 75 підстанцій (ПС) 35-110 кВ експлуатуються понад 25 років. При цьому обсяг обладнання із понаднормативним терміном служби щорічно збільшується на 2 [2;14].

Як ілюстрацію зниження безвідмовності можна навести зміни значень частоти відмов повітряних ліній (ПЛ), як найбільш масового обладнання ЕМК (Таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 - Частота відмов повітряних ліній 110 кВ, кількість відмов/проліт · рік

РЕМ	Число відмов в 2018 г.	Зростання числа відмов, разів
1	2	3
ПрАТ «Львівобленерго»	$3,4 \cdot 10^{-2}$	9,2
АТ «Вінницяобленерго»	$3,8 \cdot 10^{-2}$	10,1
ПАТ «Сумиобленерго»	$1,8 \cdot 10^{-2}$	4,8
АТ «Чернігівобленерго»	$1,1 \cdot 10^{-2}$	3,0
ПрАТ «Підприємство з експлуатації електричних мереж «Центральна енергетична компанія»	$1,0 \cdot 10^{-2}$	2,8
ПрАТ «Волиньобленерго»	$9,1 \cdot 10^{-3}$	2,5
ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	$7,9 \cdot 10^{-3}$	2,2

Безвідмовність іншого обладнання ЕМК, аналогічно ПЛ, також знизилася [8]. Однак у [2] вказується, що частка технологічних порушень в ЕСК з причин, пов'язаних зі старінням та зносом обладнання, становить 24%.

Якщо проблему підвищення частоти відмов обладнання, щодо прийнятих при проектуванні [10], загальноприйнято пов'язувати з фізичним і моральним зносом, то зниження рівня відновлюваності, що виявляється у підвищенні часу відновлення після відмови, пов'язують у тому числі зі зниженням рівня технічного обслуговування та якості ремонтів, що проводяться [8], що прийнято вважати наслідком здійснених реформ.

Очевидно, що основне електротехнічне обладнання, що виробило свій нормативний термін служби, поступається сучасним аналогам за технічними характеристиками, масогабаритними показниками та показниками надійності.

При цьому застаріле обладнання вимагає витрат на технічне обслуговування і ремонт, що збільшуються зі зростанням терміну служби [11; 12].

Питання, пов'язані з аналізом функціональної надійності мережі, встановлені для ТМО, нерозривно пов'язані з вимогами, що висуваються до надійності та якості електропостачання як з боку держави, так і споживачів та детально наведено у наступному параграфі.

В цілому стан, що склався, не можна вважати задовільним, воно не дозволяє мережі повною мірою відповідати вимогам по структурної, отже, і функціональної надійності. При цьому підвищити рівень надійності мережі за рахунок реалізації заходів лише технічного обслуговування та ремонту (ТОіР) неможливо. Необхідно здійснювати заходи технічного переозброєння та реконструкції (ТПіР), переважно орієнтовані освоєння нових технологій.

На вирішення проблеми, пов'язаної з функціональною та структурною надійністю РЕМ, спрямована як політика, що проводиться державою [12, 14], так і технічна політика НЕК «Укренерго» [4], а також стратегія розвитку електромережевого комплексу [1].

1.2 Вимоги до рівня надійності РЕМ

1.2.1 Вимоги споживачів до надійності

В цілому вимоги до безперебійності електропостачання визначає споживач. Як на етапі технологічного приєднання, так і пізніше споживачі мають право вибору категорії надійності [13].

Відповідно [13] виділяють три категорії надійності електропостачання (Рисунок 1.1), кожна з яких передбачає відповідні схеми технологічного приєднання.

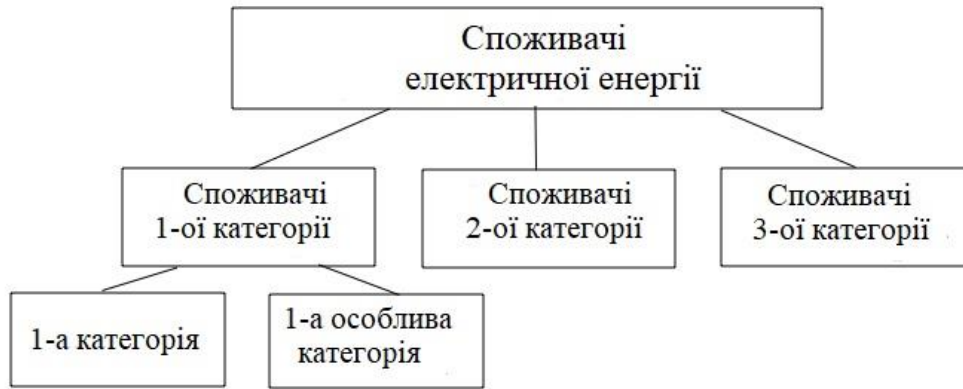


Рисунок 1.1 – Категорії надійності електропостачання

Проте час відновлення енергопостачання споживачів відповідно до п. 31.6 [13] сформульовано лише третьої категорії надійності електропостачання. Для них встановлено допустиму кількість годин відключень на рік - 72 години, але не більше 24 годин поспіль, включаючи термін відновлення електропостачання, за винятком випадків, коли для ремонту об'єктів електромережевого господарства необхідні більш тривалі терміни, погоджені з державною службою з екологічного, технологічного та атомний нагляд.

Для споживачів другої та першої категорії надійності кількість годин вимкнення має визначатися у договорі надання послуг з передачі електроенергії, а якщо у споживача немає такого договору, то у договорі електропостачання з енергозбутовою організацією.

Переважна більшість споживачів має електроприймачами 0.4- 10(6) кВ, і відповідно точками живлення їм служать ТП розподільних мереж. Ступінь безперебійності електропостачання насамперед визначається схемою приєднання ТП до розподільчого пристрою 10(6) кВ підстанцій (ПС) або розподільчих пунктів (РП), приклади яких представлені на рисунку 1.2.

Найбільш простою схемою електропостачання третьої та другої категорії надійності є одноступінчасте підключення ТП за радіальною схемою до ЦП (Рисунок 1.2 а). При двоступінчастих схемах розподілу електроенергії для електроприймачів другої та третьої категорії може бути використана кільцева схема електропостачання (Рисунок 1.2 б). Більш надійними є схеми з

подвійними магістралями для електропостачання електроприймачів, у яких передбачається паралельна робота двох ліній, що забезпечують незалежне живлення груп ТП від різних РП або двох різних секцій одного РП, автоматичне включення резервної точки живлення. На рисунку 1.2 показано схему з двома магістралями електропостачання для споживачів другої категорії. Для споживачів першої категорії використовують схеми з двома магістралями в яких електроприймачі одержують електроенергію від двох різних РП, рисунок 1.2 г.

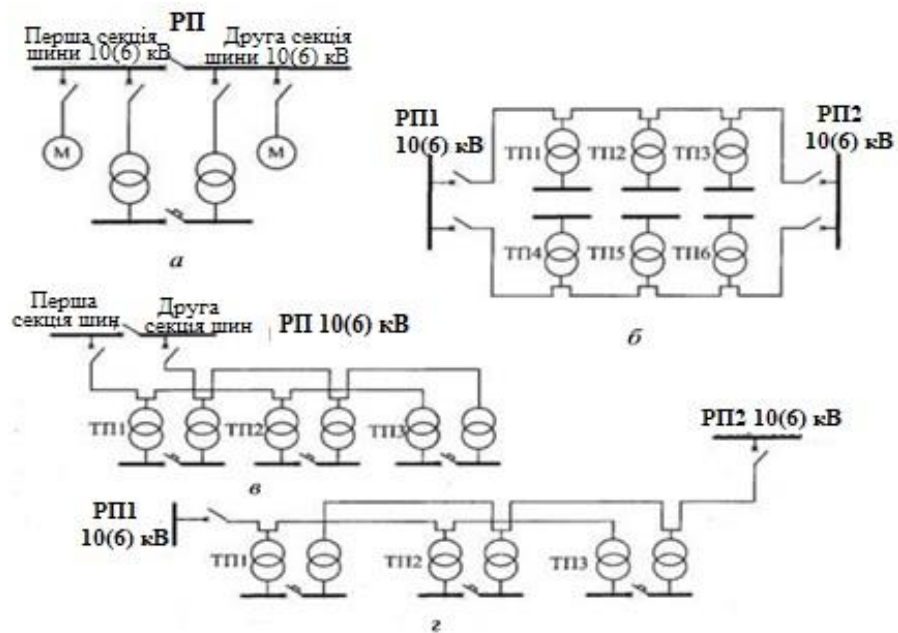


Рисунок 1.2 - Схеми приєднання ТП 10(6) кВ: а – радіальна; б – кільцева; в – подвійна наскрізна магістраль із одностороннім живленням; г – подвійна магістраль із двостороннім живленням

Вибираючи категорію надійності електропостачання електроустановок, споживачі обирають ТП із відповідним ступенем надійності підключення до розподільчої мережі. При цьому нормальна, ремонтна та післяаварійна схема з'єднання ТП та ЦЖ або РП відповідно до [13] повинна виключити замкнуті контури для протікання електричного струму. Для цього застосовується секціонування шин, магістралей, а при технологічних порушеннях або відмови обладнання з інших причин в дію вступає автоматичне включення резерву (АВР), що забезпечує відновлення технологічного процесу у споживачів.

Правильний вибір схеми технологічного приєднання багато в чому дозволяє забезпечити відповідність рівня функціональної надійності ТМО та вимог споживачів до надійності електропостачання.

Однак через значну різницю у вартості технологічного приєднання, залежно від категорії надійності, домінуюча більшість споживачів віддає пріоритет підключенню за третьою категорією надійності електропостачання.

1.2.2 Визначення індикативних показників, що відображають функціональну надійність мережі.

Проведена державою економічна політика спрямована на підвищення надійності та якості послуг з передачі електроенергії, що надаються ЕМК. Для цього розроблено та запущено механізм стимулювання підвищення надійності системи електропостачання, підсистемою якої є РЕМ.

Рівень надійності послуг ЕМК оцінюється за 4 індикативними показниками, що відображають функціональну надійність мережі:

- середня тривалість припинення передачі електричної енергії ($\Pi_{\text{п}}$);
- середня тривалість припинення передачі електричної енергії споживачам на точку постачання (Π_{saidi});
- середня частота припинення передачі електричної енергії споживачам на точку постачання (Π_{saiji});
- обсяг недовідпущеної енергії споживачам (Π_{ENS}).

Останній показник використовується для мережевої організації, що має в управлінні об'єкти єдиної національної електричної мережі.

Відповідно до [14] показник середньої тривалості припинень передачі електричної енергії визначається за формулою:

$$\Pi_{\text{п}} = \frac{T_{\text{пр}}}{N_{\text{тп}}}, \quad (1.1)$$

де: - $T_{\text{пр}}$ фактична сумарна тривалість всіх припинень передачі електричної енергії щодо споживачів послуг мережевої організації за розрахунковий період регулювання, годин; - $N_{\text{тп}}$ максимальна за

розрахунковий період регулювання кількість точок приєднання споживачів послуг мережевої організації до електричної мережі, шт.

Для цілей розрахунку значень середньої тривалості та середньої частоти припинення передачі електричної енергії на точку поставки під припиненням передачі електричної енергії споживачам послуг мережевої організації розуміється виникнення технологічного порушення на об'єктах ТМО, що спричинило неможливість забезпечити передачу електричної енергії в точки поставки або супроводжується повним (частковим) обмеженням режиму споживання.

Показник середньої тривалості припинення передачі електричної енергії на точку поставки у кожному розрахунковому періоді регулювання (Π_{saidi}):

$$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \cdot N_j}{N_t}, \quad (1.2)$$

де: T_j - тривалість j -го припинення передачі електричної енергії щодо точок постачання споживачам послуг мережевої організації в рамках технологічного порушення, годин; N_j - кількість точок постачання споживачам послуг мережевої організації, щодо яких відбулося j -оє припинення передачі електричної енергії в рамках технологічного порушення, шт.; N_t - максимальне протягом року кількість точок поставки споживачам послуг мережевої організації за t -й розрахунковий період регулювання, шт.; j - кількість припинень передачі електричної енергії щодо точок постачання споживачам послуг мережевої організації у t -му розрахунковому періоді регулювання, шт.

Показник середньої частоти припинення передачі електричної енергії на точку поставки в кожному розрахунковому періоді регулювання в межах довгострокового періоду регулювання (Π_{saifi}) визначається за такою формулою:

$$\Pi_{saifi} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t}. \quad (1.3)$$

Важливо зауважити, що при розрахунку індикативних показників враховуються відключення, при яких час припинення передачі електричної енергії споживачеві в результаті технологічних порушень на об'єктах ТМО мають тривалість понад час автоматичного відновлення живлення (автоматичне повторне включення, автоматичне введення резерву), за винятком випадків, коли ТМО не відповідає за перерви електропостачання. До останніх, наприклад, можуть належати переривання електропостачання через нерозрахункові екстремальні природно-кліматичні умови, технологічних порушень виробництва електроенергії на об'єктах генерації, хибних дій структурних підрозділів системного оператора чи системної автоматики [34; 35].

Встановлений порядок спрямовано планове зниження зазначених індикативних показників. Зокрема, від ступеня досягнення планового значення середньої тривалості припинення електричної енергії, для ТМО передбачаються стимулюючі надбавки до тарифу чи штрафи за її зниження, ненадання інформації, чи її спотворенні [35]. При цьому, функції аналізу та оцінка досягнутого рівня надійності, що виробляється за статистичною інформацією, що збирається та реєструється ТМО, покладаються на самі ТМО [35].

Узагальнюючи [14], можна відзначити, що при виконанні певних умов досягнення показників надійності та якості послуг, що надаються ТМО, можливе підвищення довгострокового тарифу на послуги з передачі електричної енергії на 2 , з яких 1,4 залежать від рівня надійності. Таким чином, держава утворила важливий зв'язок «підвищення надійності ТМО – додаткові доходи ЕМК».

Даний механізм також спрямований на появу конкуренції в галузі передачі електричної енергії, що частково сприяє процесу консолідації мережевих активів [1; 17]. Однак наявність суттєвих відмінностей РЕМ у складі обладнання, схемах з'єднання, кількості точок приєднання, типі та

потужностях електроприймачів та іншого не дозволяє зробити їх порівняння за індикативними показниками.

У зв'язку з цим очевидна необхідність вирішення завдань, пов'язаних з визначенням ділянки та відповідного обладнання РЕМ, що істотно впливають на надійність електропостачання, тобто, по суті, мають зв'язок між структурною та функціональною надійністю.

Очевидно, що до скорочення часу та частоти невідпустки електроенергії веде зниження часу відновлення електропостачання. Відновлюваність роботи СЕП забезпечується як організацією експлуатації мережі, а й наявністю відповідної автоматики. Важливу роль відіграє відповідність схеми технологічного приєднання споживачів із вимогами до показників надійності електропостачання. Існуючий порядок передбачає чотири категорії надійності електропостачання, але з відомих причин переважають споживачі з третьою категорією, електропостачання яких допускає переривання на 72 години на рік, але не більше ніж 24 години на одне переривання.

Наявність занижених щодо прийнятих у світі вимог до надійності електропостачання споживачів у поєднанні із зростаючими вимогами до функціональної надійності РЕМ породжує нові завдання. Серед них можна відзначити завдання пошуку компромісу між дотриманням нормативних вимог до показників надійності обладнання, що багато в чому забезпечує структурну надійність РЕМ та вимогами регулюючих органів до функціональної надійності РЕМ. Від вирішення цього завдання залежить співвідношення між витратами на ТОіР та ТПіР та додатковими доходами, пов'язаними з підвищенням надійності РЕМ, враховуючи ймовірність та ризики порушень електропостачання споживачів.

1.2.3 Міжнародна практика аналізу надійності

За кордоном відповідальність за надійність електропостачання покладено на мережеву організацію, яка здебільшого виконує функції енергозбутової організації одночасно, а також зобов'язана виконувати вимоги до показників

надійності електропостачання. Порівнюючи прийняті в Україні показники [34; 35] з основними міжнародними показниками, що відображають рівень надійності електропостачання та визначальними ефективність роботи ТМО, можна помітити, що за кордоном набір використовуваних показників дещо ширший. У рамках стандарту IEEE 1366-2012 «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices» [15] використовується ряд додаткових показників, що дозволяють здійснити глибшу оцінку надійності енергопостачання.

- SAIDI – індекс середньої тривалості відключень на одного споживача. Визначається ставленням загальної тривалості тривалих позапланових порушень електропостачання споживачів до загального числа підключених споживачів за звітний період часу. Показує, на який час переривалася енергопостачання середньостатистичного споживача протягом року

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m T_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.4)$$

де N_i – кількість споживачів вузла i ; T_i – сумарний річний час відключень вузла i , m – кількість вузлів навантаження в аналізованій мережі.

- SAIFI – індекс середньої частоти відключень на одного споживача. Розраховується шляхом розподілу загальної кількості довготривалих (понад 1 хв.) відключень на загальну кількість споживачів, що обслуговуються, на певній території на рік. При цьому, якщо якісь споживачі постраждали більше одного разу, то кожне відключення розглядається як незалежне. Показує, скільки разів на рік виникали перебої в енергопостачанні середнього споживача

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m \omega_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.5)$$

де: ω_i - частота відключення споживачів вузла i .

- CAIDI - індекс середньої тривалості вимкнення одного споживача в системі. Визначається шляхом поділу сумарної тривалості відключень на їх

загальну кількість на рік. Дозволяє оцінити тривалість перебоїв і швидкість реагування на них персоналу мережевої організації.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1.6)$$

- ASAI – індекс середньої тривалості харчування споживачів. Відображає час звітного періоду, коли здійснювалося харчування споживача.

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (1.7)$$

- ACIDI – індекс середньої тривалості відключення навантаження споживачів. Представляє собою відношення суми творів потужностей, що відключаються, і тривалості відключень до відключеного навантаження в системі.

$$ACIDI = \frac{\sum_{i=1}^m t_{vi} P_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.8)$$

де t_{vi} - час відновлення електропостачання у вузлі i , P_i - потужність навантаження у вузлі i .

- AENS – індекс середнього обсягу недовідпустки. Являє собою величину електроенергії, яка недоотримана одним середньостатистичним споживачем.

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^m T_i P_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.9)$$

- MAIFI – миттєвий індекс середньої частоти вимкнень. Є відношенням суми загальної кількості короткочасних відключень споживачів (зазвичай вважаються відключення менше 1 хв.) до загальної кількості споживачів, що обслуговуються протягом року.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m Y_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.10)$$

де Y_i – кількість короткочасних вимкнень споживачів вузла i .

Крім цього, у багатьох країнах у механізмах стимулювання ЕМК як показники надійності постачання електроенергії використовуються: середній

час перерви електропостачання – АІТ, хв; недопоставлена споживачам електроенергія - ENS, МВт · год.

Для кожного показника виділяють: планові та непланові (раптові) відключення, де, наприклад, не враховуються відключення через екстремальні погодні умови. Показники визначають кожного класу напруги; розрізняють за типами мереж: міські, заміські, сільські [16].

Аналіз із застосуванням цієї сукупності показників чи частини їх, дозволяє говорити про надійності виконання електричної мережею ТМО, тобто РЕМ, функції з передачі та розподілу електричної енергії споживачам. Однак ці показники не відображають технічний стан ЕСК як технічної системи.

Методика, що використовується World Bank, за якою визначається рейтинг країн з позицій надійності електропостачання в Doing Bussines [16], також заснована на показниках SAIDI і SAIFI і має три градації рівня надійності:

- низький рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 12, що відповідає 1 відключенню на місяць не більше ніж на 1 годину.

- середній рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 4, що відповідає 1 відключенню на квартал не більше ніж на 1 годину.

- високий рівень надійності електропостачання. SAIDI та SAIFI не перевищують 1, що відповідає 1 відключенню на рік не більше ніж на 1 годину.

1.3 Основні шляхи підвищення надійності електромережевого комплексу

Проблема зниження надійності силового обладнання РЕМ не локальна для будь-якого регіону, а повсюдна, як зазначено в п.1.1.2, і вимагає від «ДП НЕК «Укренерго» відповідних системних рішень.

Одним із рішень є дотримання прийнятої єдиної технічної політики в електромережевому комплексі [2]. Зазначене Положення розроблено відповідно до чинного законодавства та є обов'язковим для застосування як у діяльності дочірніх та залежних товариств «ДП НЕК «Укренерго», які здійснюють діяльність з передачі та розподілу електричної енергії, так і для виконання третіми особами, які залучаються на договірній основі з метою виконання робіт (послуг, постачання) на об'єктах ЕМК.

Фактично [2] є сукупністю як рекомендованих, так і обов'язкових для застосування технічних рішень і технологій, що забезпечують планову зміну ЕМК, а саме підвищення надійності та ефективності функціонування при забезпеченні належного рівня безпеки. У сукупності це дозволяє говорити і про підвищення технічної ефективності процесів передачі, перетворення та розподілення електроенергії. Цілями технічної політики є визначення основних напрямів розвитку техніки та технологій, що забезпечують підвищення надійності та ефективності функціонування об'єктів електроенергетики на основі інноваційних принципів розвитку, що забезпечують недискримінаційний доступ до електричних мереж усім учасникам ринку [2].

До основних завдань, на вирішення яких спрямована технічна політика, належать:

підвищення ефективності та розвиток ЕМК України для забезпечення надійного постачання споживачів;

- подолання тенденції старіння основних фондів;
- забезпечення видачі потужності об'єктів із виробництва електричної енергії у мережу;
- скорочення втрат;
- створення умов для приєднання до електричної мережі учасників оптового та роздрібних ринків на умовах недискримінаційного доступу за наявності технічної можливості;

- оптимізація процесів із завантаження потужностей електромережових активів;
- ефективне використання резервів мережевої потужності;
- автоматизація ПС;
- впровадження та розвиток сучасних систем контролю технічного стану, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики, систем зв'язку, інженерних систем, комерційного та технічного обліку електроенергії.

Велику увагу [4] приділено питанням, що стосуються повітряних ліній, як одному з найбільш масових елементів ЕМК. Основними напрямками при переозброєнні та експлуатації ПЛ є забезпечення надійності, мінімізація впливу ПЛ на довкілля, застосування вандалостійких технологій, застосування нових типів конструктивних елементів ліній. Останнє дозволяє багато в чому вирішити перші три завдання. Для ліній розподільчого ЕМК актуальним розглядається застосування конструктивних елементів ПЛ, виконаних із композитного матеріалу: опор, ізолюючих траверс, проводів. На ПЛ до 220 кВ включно у багатьох випадках рекомендовано застосування полімерних консольних ізолюючих траверс.

Технічна політика вказує на необхідність застосування перспективних технологій для переходу до електричної мережі нового технологічного устрою. Розглядається створення інтелектуальних електричних мереж, цифрових підстанцій, застосування нових технологій та матеріалів.

Аналіз єдиної технічної політики дозволяє виявити найпріоритетніші технології, впровадження яких передбачається в ЕМК, для підвищення надійності [3]:

- конструктивні елементи, виготовлені з композитних матеріалів;
- системи накопичення та зберігання енергії;
- інтелектуальні комутаційні апарати (реклоузери);
- інтелектуальні системи моніторингу та діагностики роботи обладнання мережі;

- автоматичні системи керування напругою та реактивною потужністю із застосуванням засобів FACTS;
- пристрої синхронізованих вимірів;
- керовані вимикачі навантаження;
- струмообмежувачі для високовольтних мереж;
- застосування енергоефективних, надійних та безпечних для довкілля силових трансформаторів;
- розвиток мультиагентних систем;
- застосування постійного струму при підключенні до мережі малої генерації та відновлюваних джерел енергії;
- інше.

Висновки по першому питанню

Із запровадженням механізму контролю та стимулювання якості та надійності наданих територіальною мережевою організацією послуг у регіональних електричних мережах спостерігається підвищення безперебійності електропостачання споживачів на тлі зростання кількості відмов силового обладнання. Про це свідчать підвищення частоти відмов обладнання та зниження показника середньої тривалості переривання електропостачання споживачів, що спостерігаються у багатьох територіальних мережевих організаціях. Основними причинами цієї суперечності є наявність значного обсягу резервів, пристроїв автоматики та особливості реєстрації вимкнень електропостачання.

РОЗДІЛ 2

ПРОПОНУЮЧИЙ МЕТОД АНАЛІЗУ НАДІЙНОСТІ РЕГІОНАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Моделювання регіональної електричної мережі

Про знаходження електричного ланцюга в робочому стані можна судити з наявності допустимої напруги у вузлах. У важливих схемах електричної мережі гілками, що утворюють електричну ланцюг, зазвичай служать лінії електропередач і знижувальні трансформатори підстанцій (ПС), а контрольованими вузлами - шини низької напруги ПС, які позначати центрами живлення (ЦЖ). Імовірність погашення шин визначається ймовірністю виходу з робочого стану ділянки мережі, що забезпечує передачу електроенергії до цього вузлу. Імовірність переривання електропостачання споживачів можна оцінити, визначивши показники готовності перебування центрів живлення у робочому стані. Таким чином, можна виявити слабкі вузли та ділянки живильної та розподільної мережі, де необхідне підвищення безвідмовності. Аналіз ділянок мережі дозволить вибрати "вузькі місця", вказати обладнання, де доцільні ТОіР або ТПіР.

Пропонується метод аналізу надійності РЕМ, в основі якого лежать розрахунки показників надійності електропостачання основних вузлів. Основними вузлами, стан яких дозволяє характеризувати надійність електропостачання, пропонується розглядати центри живлення (ЦЖ) та точки приєднання споживачів – трансформаторні пункти (ТП).

Для цілей аналізу надійності РЕМ, згідно з зазначеним вище поданням, використовується відома декомпозиція, заснована на розділенні розподільчого ЕСК відповідно до виконуваних функцій: передача та розподілення електроенергії та організаційної структури територіальної мережевої компанії (ТМК).

Таким чином, РЕМ поділяється на два види базових технологічних ділянок мережі:

- мережу живлення 35-220 кВ виробничих відділень ТМК (ПСПО), призначену забезпечити електропостачання ЦЖ від групи точок постачання електроенергії з єдиної національної електричної мережі;
- локальну розподільчу електричну мережу 6-10 кВ (ЛРЕМ), що з'єднує кожен ЦЖ з розподільчими та трансформаторними пунктами 10(6)/0,4 кВ.

Запропонована модель електричної мережі до розрахунку вузлових показників надійності у випадку має вигляд, представлений на Рисунку 2.1. Він наочно демонструє структуру СЕП та роль мереж ПСПО та ЛРЕМ.

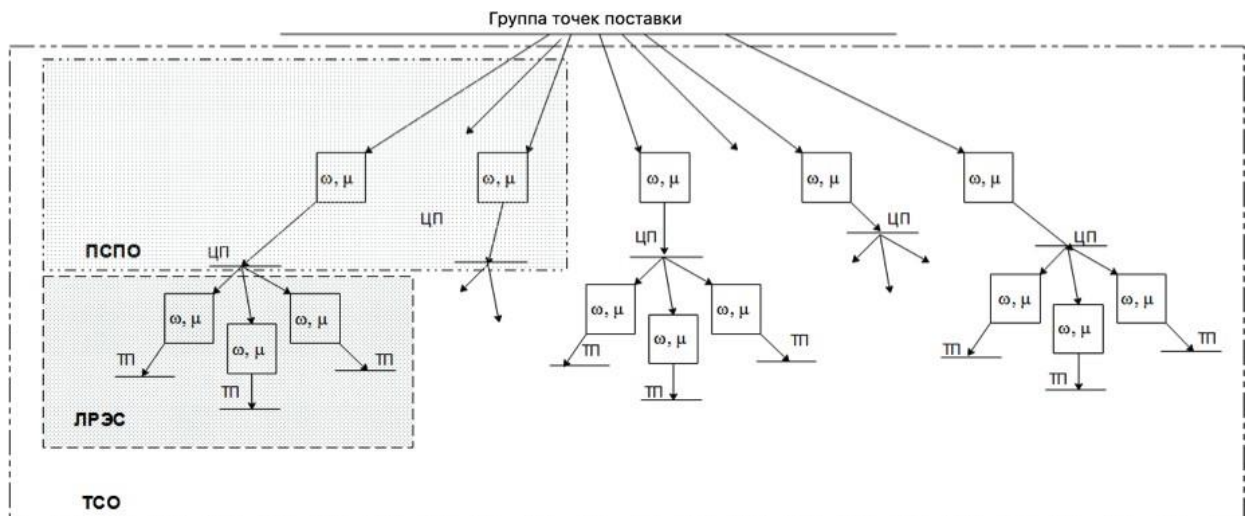


Рисунок 2.1 – Модель для аналізу надійності регіональної електричної мережі як складової системи електропостачання

Дана модель відображає відмінності в топології живильної та розподільної мережі, у класі напруги та режимі роботи нейтралі, відмінності в призначенні та функціях живильної та розподільної мережі. Головною ознакою для декомпозиції є принцип резервування, закладений у мережі.

Складно-замкнена схема мережі живлення часто обумовлює дво- і більш стороннє електропостачання високовольтних підстанцій (ПС) - центрів живлення (ЦЖ) по лініях електропередач за рахунок наявності електрично замкнутих контурів. Це дає можливість перерозподілу навантаження між генераторами за рахунок їхньої паралельної роботи. Останнє призводить до змін режимних параметрів електричної мережі та вимагає наявності системи керування режимами для підтримки режимних параметрів відповідно до прийнятих стандартів. У таких складно-замкнених схемах завжди є не тільки

структурне, а й функціональне, інформаційне та навантажувальне резервування [3; 11]. Дані мережі надійніші, проте схема заміщення для розрахунку показників надійності (еквівалент) має складну структуру.

Розподільна мережа забезпечує постійне одностороннє живлення навантаження, тому унеможливорює наявність замкнутих контурів. Спрямованість електричного струму в мережі має однозначний характер, що є важливим для обліку режимного фактора при розрахунку показників надійності. У цих мережах відсутнє функціональне, навантажувальне та інформаційне резервування, але є структурне та тимчасове резервування. Для забезпечення необхідної надійності у розподільній мережі передбачається надмірність елементів і дається більше часу на відновлення електричного кола.

Кожному вузлу мережі при такому моделюванні відповідатиме своє еквівалентне значення частоти відмов та часу відновлення ділянок мережі.

Модель дозволяє врахувати:

- склад електромережевого обладнання;
- фактичні та нормативні одиничні показники надійності обладнання: частоту відмов (ω) та інтенсивність відновлень (μ);
- топологію мережі та потокорозподілення електроенергії по ділянках мережі у нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах;
- наявність структурних, функціональних та навантажувальних резервів та автоматики включення резервів;
- потужність приєднаного до основних вузлів навантаження.

Таким чином, запропонована модель РЕМ відображає властивості та взаємозв'язок структурної та функціональної надійності ділянок живильної та розподільної мережі, за якими здійснюється електропостачання ЦЖ та ТП.

2.2 Еквівалентування мережі для аналізу надійності

РЕМ є складною системою з безліччю різних взаємопов'язаних елементів: повітряних та кабельних ліній, трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів,

розподільчих пристроїв, що забезпечують передачу та розподіл електричної енергії та потужності. Працездатність мережі, як і будь-якої системи, обумовлюється працездатністю її елементів та їх поєднанням [17].

У зв'язку з цим, з метою оцінки надійності електропостачання основних вузлів мережі необхідно побудова еквівалента, тобто. структурно-логічної розрахункової схеми для аналізу надійності мережі. Подання мережі схемою заміщення з позицій надійності еквівалентна принциповій схемі електричних з'єднань. Така схема враховує тип з'єднання елементів (послідовне та/або паралельне), частоту відмов і час відновлення, що визначають тривалість переривання передачі електричної енергії в основні вузли,

Складання РЕМ дозволяє розрахувати показники безвідмовності та відновлюваності для всіх вузлів мережі, але процес еквівалентування спрямований на визначення показників структурної та функціональної надійності основних вузлів, до яких належать ЦЖ та ТП.

Складання мережі в еквівалент є одним із найбільш значущих етапів спрощеної оцінки надійності електропостачання споживачів. Еквівалент, на відміну від схеми заміщення, не повторює принципову схему електричних з'єднань, але враховує надійність усіх елементів на шляху від джерела живлення до основних вузлів [17] (Рисунок 2.2).

На основі теоретичних викладок [17] при складанні еквівалента та подальшого розрахунку використовуються наведені нижче поняття.

Вузлом розрахункової схеми є місце електричного з'єднання обладнання мережі. Наприклад, місце з'єднання вимикача та повітряної лінії або трансформатора з вимикачем. Важливо зазначити специфічний порядок нумерації вузлів. Нумерація вузлів розрахункової схеми та еквівалентування гілок відбувається у напрямку струморозподілу в електричній схемі: починаючи від вузла джерела живлення до вузлів навантаження. Гілками на розрахунковій схемі є елементи електричної схеми, що володіють одиничною надійністю (лінії електропередачі, трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, розподільні пристрої), за якими енергія передається від джерела живлення до

вузлів електричної мережі. Тобто. гілкою $i-j$ розрахункової схеми є обладнання мережі, що з'єднує вузол i з вузлом j . Індекс $i-j$ демонструє напрямок потоку потужності у схемі від i -го вузла до j -го.

Критерієм визначення виду з'єднання (послідовного чи паралельного) при побудові еквівалента є вплив відмови гілки (обладнання) на безперебійність електропостачання вузла.

У схему заміщення вводяться логічні вузли, що моделюють джерело живлення, групи точок поставки для мережі живлення. Надійність знаходження логічних вузлів не враховується, у розрахунках вони приймаються у працездатному стані.

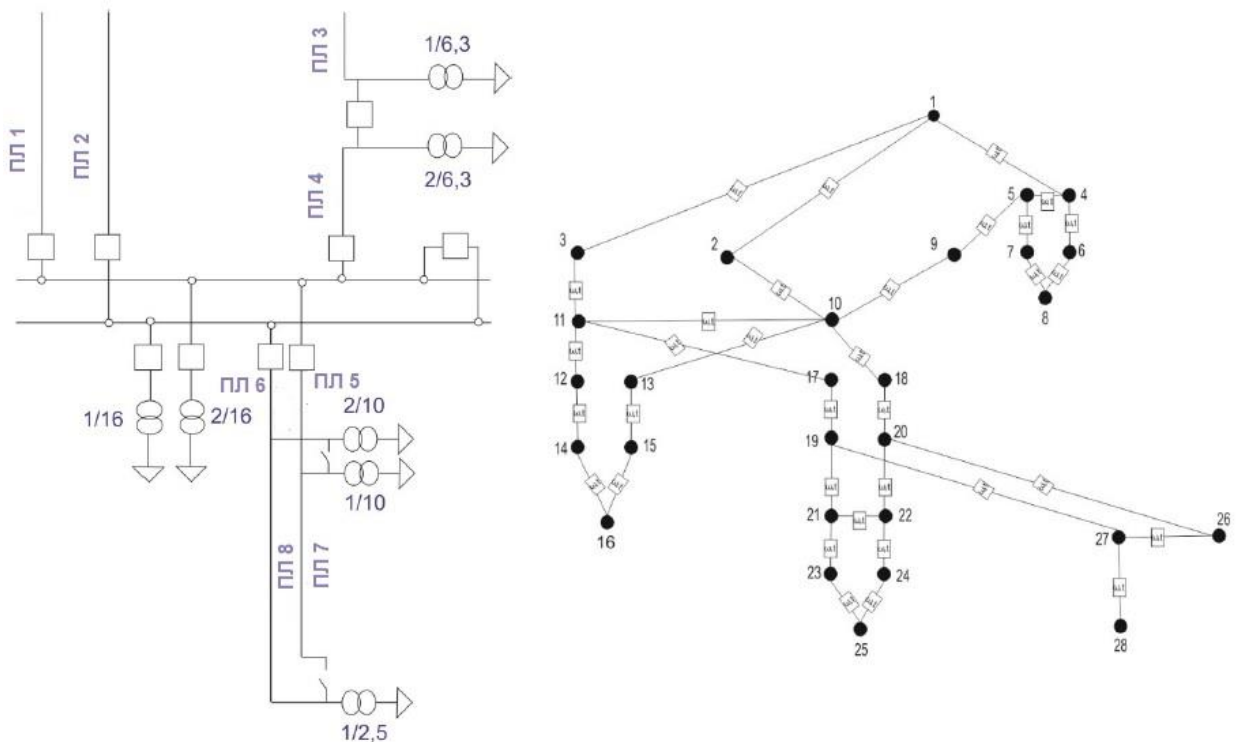


Рисунок 2.2 – Принципова схема електричних з'єднань мережі та її еквівалент

Взаєморезервування в мережі забезпечене на ділянці від ПС 1 до ПС 2. У цій схемі введені такі логічні вузли та гілки:

- Вузол 1 – джерело живлення;
- Вузли 8, 16, 25, 28 – вузли навантаження (8, 16, 25 – логічні вузли навантаження для відображення живлення навантаження від двох паралельних трансформаторів);

- Логічні гілки з абсолютною надійністю для відображення живлення навантаження від двох паралельних трансформаторів: 6 – 8, 7 – 8, 14 – 16, 15 – 16, 23–25, 24–25

- Логічні гілки, що відображають захід повітряної лінії на ПС: 19-21 і 20-22, приймаються абсолютно надійними, оскільки їхня надійність враховується в самій лінії.

2.2.1 Розрахунок показників безвідмовності та відновлюваності основних вузлів РЕМ

Як було зазначено раніше, основними показниками надійності, що відображають рівень структурної надійності, є:

- частота відмов
- інтенсивність відновлення, що є зворотною функцією часу відновлення:

$$t_g = \frac{1}{\mu}, \quad (2.1)$$

де: t_g - час приведення елемента в працездатний стан після відмови, μ - інтенсивність відновлень елемента.

Комплексним показниками, що характеризують сукупність властивостей безвідмовності та відновлюваності, що є ймовірністю того, що об'єкт опиниться в працездатному стані в довільний момент часу, є коефіцієнт готовності (стаціонарний) [7; 10; 11; 13]. Статистично, коефіцієнт готовності – це частка часу, протягом якого об'єкт перебував у працездатному стані за умови, що час спостереження дуже великий. Коефіцієнт готовності може бути розрахований виходячи з частоти відмов та відновлення:

$$K = \frac{\mu}{\omega + \mu}, \quad (2.2)$$

де: K – коефіцієнт готовності елемента, ω – частота відмов елемента.

Для надійності РЕМ як технічної системи або як підсистеми СЕП, зазначені вище властивості об'єктів ЕМК є основними, що визначають системні властивості, і зазвичай оцінка знаходження основних вузлів у працездатному стані здійснюється за значенням коефіцієнтів готовності.

2.2.2 Принципи еквівалентування

Показники надійності вузлів визначаються з показників надійності, пов'язаних з ним гілок (устаткування), а також схеми їх з'єднання стосовно даного вузла шляхом еквівалентування.

Для цього відбувається еквівалентування паралельних та послідовних гілок схеми, що підходять до вузла. Для еквівалентування застосовується логіко-імовірнісний метод, за дотримання припущення, що потоки відмов елементів постійні і незмінні у часі, тобто. $\omega = const$, а закон розподілу часу відновлення елементів є експоненційним і час напрацювання на відмову елемента мережі набагато більше часу його відновлення.

Еквівалентування гілок відбувається згідно з основними принципами еквівалентування послідовних і паралельних елементів для розрахунку надійності, що докладно розглядаються в [7; 11; 12; 17 та ін].

При послідовному з'єднанні n елементів, Рисунок 2.3а, припускаючи відмови окремих елементів незалежними, коефіцієнт готовності системи розраховується як добуток коефіцієнтів готовності кожного елемента:

$$K_s = \prod_{k=1}^n K_k, \quad (2.3)$$

де: K_s – коефіцієнт готовності системи, K_k – коефіцієнт готовності k -го елемента, n – кількість елементів системи/

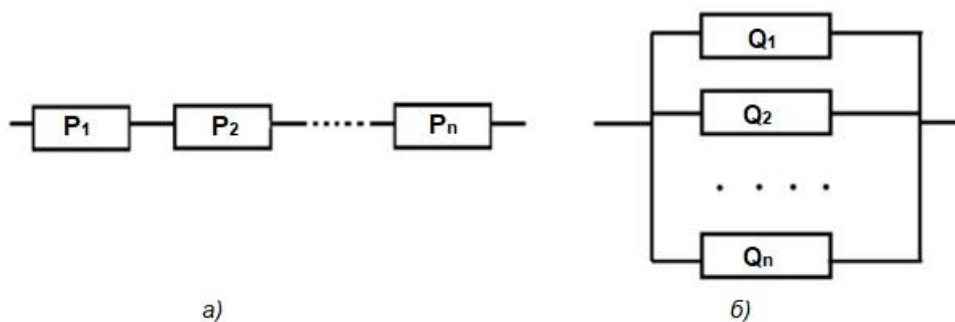


Рисунок 2.3 – Варіанти з'єднання елементів: а – Система з послідовним з'єднанням елементів; б – Система з паралельним з'єднанням елементів

Частоти відмов елементів для системи з послідовним з'єднанням згідно [7; 11; 12; 17 та ін.] для експоненційного закону розподілу підсумовуються:

$$\omega_s = \sum_{k=1}^n \omega_k \quad (2.4)$$

де: ω_s – частота відмов системи, ω_k – частота відмов k -го елемента.

При паралельному з'єднанні елементів малюнок 2.3 б розрахунок коефіцієнта готовності системи визначається через коефіцієнти неготовності елементів:

$$\bar{K}_s = \prod_{k=1}^n \bar{K}_k, \quad (2.5)$$

$$K_s + \bar{K}_s = 1, \quad (2.6)$$

$$K_s = 1 - \bar{K}_s. \quad (2.7)$$

де: \bar{K}_k - коефіцієнт неготовності k -ого елемента, \bar{K}_s - коефіцієнт неготовності системи.

2.2.3 Визначення та розрахунок показників надійності гілок РЕМ

Показники надійності вузлів визначаються на основі показників надійності, пов'язаних з ними гілок, а також схеми їх з'єднання стосовно даного вузла [58; 59].

По суті, схема заміщення для розрахунку та аналізу надійності вузлів мережі є структурно-логічною схемою мережі, що відображає її топологію та режим роботи. Отриманий еквівалент щодо основних вузлів зберігає основні характеристики мережі, т.к. у процесі складання дотримуються принципи еквівалентування послідовних та паралельних сполук. Для розрахунку показників надійності вузлів пропонується використовувати логіко-імовірнісний метод, детально описаний у [11 та ін.] та одиничні показники надійності гілок, що визначаються на основі одиничних показників обладнання мережі:

- ω_{i-j} - частота відмов гілки $i-j$ (тобто обладнання, що з'єднує вузол i з вузлом j) [відмова/рік];
- t_{vi-j} - Середня тривалість одного відновлення гілки $i-j$ (тобто обладнання, що з'єднує вузол i з вузлом j), [год];

- $T_{i,j}$ - середньорічна тривалість знаходження гілки $i-j$ у непрацездатному стані, що є функцією від частоти відмов та часу відновлення, [г/рік]:

$$T_{i-j} = \omega_{i-j} \cdot t_{vi-j} \cdot \quad (2.8)$$

Електромережевий комплекс є складною системою з безліччю різних взаємопов'язаних елементів мережі: повітряних та кабельних ліній, трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, розподільних пристроїв, що забезпечують передачу та розподіл електричної енергії та потужності від джерела живлення (груп точок постачання) до кінцевих споживачів (точок живлення). Працездатність мережі, як і будь-якої системи обумовлюється працездатністю її елементів та їх поєднанням [13].

Частота відмов $\omega_{i,j}$.

- Для повітряних та кабельних ліній (ПЛ та КЛ):

$$\omega_{i,j} = (\omega_0^{\text{П}} \cdot L_{i,j}) / 100, \quad (2.9)$$

де: $\omega_0^{\text{П}}$ – середня частота відмов на 100 км лінії на рік, відмова/100 км на рік, визначається на основі статистичних спостережень; відмінна для різних виконань лінії (номінальна напруга, тип лінії, конструктивне виконання, число ланцюгів), $L_{i,j}$ - довжина лінії електропередачі між вузлами i та j , км

- Для трансформаторів:

$$\omega_{i,j} = \omega_0^{\text{T}}, \quad (2.10)$$

де: ω_0^{T} – середня частота відмов, відмова/рік, визначається на основі статистичних спостережень; відмінна для різних трансформаторів (номінальна потужність, номінальна напруга)

- Для вимикачів:

$$\omega_{i,j} = \omega_0^{\text{В}}, \quad (2.11)$$

де: $\omega_0^{\text{В}}$ – середня частота відмов, відмова/рік, визначається на основі статистичних спостережень; відмінна для різних вимикачів (тип вимикача, номінальна напруга)

- Для роз'єднувачів:

$$\omega_{i,j} = \omega_0^{\text{Р}}, \quad (2.12)$$

де: ω_0^p – середня частота відмов, відмова/рік, визначається на основі статистичних спостережень; відмінна для різних роз'єднувачів (тип роз'єднувача, номінальна напруга)

Середній час відновлення обладнання $t_{\text{вн-}j}$ - залежить від організації експлуатації та порядку проведення аварійно- відновлювальних робіт у мережній організації визначається на основі статистичних даних про відновлення. Даний параметр розраховується для кожного типу ліній, трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів аналогічно до середньої частоти відмов (ω_0) і враховується при обчисленні індексів технічного стану обладнання, згідно [17].

Поточні значення середнього часу відновлення та частоти відмов для кожного типу обладнання мережі повинні відображати статистику цих подій, збір та аналіз якої покладається на ТЕМ. Через відомі причини часто ця інформація відсутня, тому дані для розрахунків можуть ґрунтуватися на представлених у відкритих джерелах, наприклад [7; 10].

2.2.4 Визначення та розрахунок показників надійності вузлів РЕМ

ЛРЕМ є сукупністю електроустановок, розрахованих працювати під напругою 0,4-10 (6) кВ. Головною особливістю топології цієї мережі є радіальний принцип побудови, що з призначенням мережі – розподіл електричної енергії та потужності. У зв'язку з цим еквівалент такої мережі представляється у вигляді набору послідовно з'єднаних гілок (устаткування) від джерела живлення до вузлів навантаження. Тому показники структурної надійності визначаються згідно з формулами (2.13) [19].

$$\begin{aligned}\omega_j &= \sum_{i=1}^m \omega_{i-j}, \\ T_j &= \sum_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{\text{вн-}j}, \\ t_{\text{вн-}j} &= T_j / \omega_j = (\sum_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{\text{вн-}j}) / \sum_{i=1}^m \omega_{i-j},\end{aligned}\tag{2.13}$$

де: m - кількість вузлів у аналізованій схемі,

ω_{i-j} , t_{vi-j} - частота відмов і час відновлення відповідно для гілок, що з'єднують вузол i з вузлом j .

Мережі живлення, як вказувалося раніше, призначені для передачі електроенергії від підстанцій єдиної національної електричної мережі до центрів харчування регіональної енергосистеми. Топологія ПСПО є складнозамкнутими, кільцевими схемами з паралельними з'єднаннями, а також схемами з двостороннім живленням. Це пояснюється величиною підключеної потужності та великими негативними наслідками (збитки споживачів, ризиками техногенних аварій), пов'язаними з погашенням ЦП. Приймається, що перехід у непрацездатний стан у такій схемі можливий лише за відмову всіх паралельних елементів, тобто. при відмові всіх гілок, що приходять у вузол [17; 19]. Відповідно, показники структурної надійності для вузлів ПСПО можуть бути визначені за формулами (2.14):

$$\begin{aligned} t_{vj} &= \left(\sum_{i=1}^m 1/t_{vi-j} \right)^{-1}, \\ T_j &= \prod_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{vi-j}, \\ \omega_j &= T_j / t_{vj} \end{aligned} \quad (2.14)$$

Таким чином, можна відзначити, що вказаний метод еквівалентування дозволяє привести будь-яку складну еkleктичну мережу до виду, наведеного на Рисунку 2.1.

Висновки по другому питанню

Запропоновано модель регіональної електричної мережі для аналізу її надійності. Модель відображає взаємозв'язок структурної та функціональної надійності регіональної електричної мережі як підсистеми системи електропостачання.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ СТРУКТУРНОЇ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ НАДІЙНОСТІ

3.1 Матричний розрахунок показників надійності вузлів РЕМ

Для реалізації зазначених принципів еквівалентування, топологію мережі, що визначається за Еквівалентом, пропонується подавати в матричній формі у вигляді матриці інцидентів. Така форма представлення є найбільш зручною для роботи з великим масивом даних і дозволяє врахувати напрямок потоків потужності, можливості двостороннього живлення (тобто взаєморезервування) в мережі.

Складана матриця є симетричною, розмірності $m \times m$, кількість рядків та стовпців визначається кількістю вузлів аналізованої схеми.

Згідно з побудованим еквівалентом по рядках заповнюються осередки матриці взаємозв'язків. Правила заповнення матриці такі:

- $m_{ij} = 1$ за наявності послідовного зв'язку вузла i та вузла j (тобто гілки i - j) та можливості передачі потужності у зазначеному напрямку
- $m_{ij} = 2 \dots g$ за наявності g паралельних зв'язків вузла i та вузла j (за умови рівної надійності гілок)
- $m_{ij} = 0$ за відсутності зв'язку чи неможливості передачі потужності з вузла i у вузол j
- $m_{ij} = 0$ при $i=j$
- За наявності взаєморезервування, тобто. можливості двостороннього перетікання потужності по гілці «1» вказується у двох відповідних осередках матриці (рисунок 3.1).

Таким чином, $m_{ij} \neq 0$ означає наявність обладнання, що дозволяє здійснити передачу потужності з вузла i у вузол j .

Прийнятим спрощенням матриці інцидентів є окреме еквівалентування у випадках, коли вузол i і вузол j з'єднані двома та/або більш гілками з різними

показниками структурної надійності. Дані зв'язку необхідно еквівалентувати окремо, і матриці інцидентів розглядати як єдину гілку.

Приймається припущення, що розподільний пристрій ЦЖ, обраний ще на етапі проектування, є максимально «надійним» для відповідної структури ліній, що підключаються, відповідає правилам, визначеним в [19]. Тому при побудові еквівалента мережі розподільний пристрій може моделюватись у вигляді вузла.

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
25	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 3.1 - Матриця інцидентів

Аналогічні матриці складаються для часу відновлення та частоти відмов гілок. У осередках даних матриць вказуються відповідні значення частоти відмов (ω_{i-j}), Рисунок 3.2 та часу відновлення (t_{bi-j}) гілок (обладнання), Рисунок 3.3.

Розрахунок матриць для визначення показників надійності улову мережі виконується за стовпцями за формулами, визначеними на основі наведених вище (2.13) - (2.14):

$$T_j = \prod_{i=1}^M (T_i + T_{i-j})^{m_i} / 8760^{\sum m_i - 1},$$

$$t_{Bj} = \left(\sum_{i=1}^M m_{i-j} \frac{\omega_i + \omega_{i-j}}{T_i + T_{i-j}} \right)^{-1},$$

$$\omega_j = T_j / t_{Bj}, \quad (3.1)$$

де: ω_j, t_{vj}, T_j - частота відмов, середній час відновлення, середньорічна тривалість відключень живлення, відповідно вузла j ; ω_i, t_{vi}, T_i – частота відмов, середній час відновлення, середньорічна тривалість відключень живлення відповідно для вузла i ; $\omega_{i-j}, t_{vi-j}, T_{i-j}$ - показники надійності гілок зв'язують вузли i і j ; m_{i-j} – значення елемента матриці інциденцій, $m_{i-j} = 0$ за відсутності зв'язку між вузлами i і j , а за її наявності рівне числу гілок утворюють цю зв'язок; M – число вузлів у мережі.

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	0,0022	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0,0022	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0,676	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	1,3	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	1,3	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0,832	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,832
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 3.2 - Матриця частоти відмов

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0
17	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	16,7	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	16,7	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0
21	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	16,7	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
25	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 3.3 – Матриця часу відновлення

Важливо, що одержувані в результаті такого розрахунку показники є математичним очікуванням відповідних величин, але знаючи закони

розподілу ймовірностей, можна визначити значення частоти відмов та часу відновлення еквівалента будь-якої заданої ймовірності.

Аналогічно показникам безвідмовності та відновлюваності, з використанням матричного уявлення топології можемо розрахувати коефіцієнти готовності вузлів. Для цього розраховується матриця коефіцієнтів готовності, що є коефіцієнтами готовності обладнання:

$$k_{i-j} = 1 - \left(1 - \frac{1}{1 + \omega_{i-j} \cdot t_{vi-j}}\right)^{m_{ij}}, \quad (3.2)$$

де k_{i-j} - елемент матриці коефіцієнтів готовності гілок відповідає коефіцієнту готовності гілки, що зв'язує вузол i з вузлом j .

Далі розраховуються коефіцієнти готовності вузлів мережі. При цьому, перемножуються ті елементи матриці коефіцієнтів готовності, котрим відповідне значення матриця взаємозв'язків ($m_{i,j}$) на відміну «0»:

$$K_j = 1 - \prod_{i=1}^M (1 - K_i k_{i-j}), \text{ при значенні } m_{i,j}=0 \quad (3.3)$$

де K_j - коефіцієнт готовності вузла j .

Або розрахунку коефіцієнта готовності вузла, що відбиває ймовірність знаходження вузла у працездатному стані, може застосовуватися формула (3.4). На основі еквівалентування згідно (3.1) – (3.2):

$$K_j = \frac{1}{1 + \omega_j \cdot t_{ej}} .$$

Відповідність результатів, одержуваних за формулами (3.2) та (3.3) підтверджують коректність еквівалентування.

Наведена методика дозволяє розрахувати показники надійності для вузлів схеми з різною топологією. Зручність цієї методики:

- дозволяє працювати з великим обсягом даних,
- скорочує час на «ручне» еквівалентування схеми щодо аналізу вузлів,
- розраховуються значення всіх вузлів схеми, незалежно від типу вузла,
- враховує напрям потоків потужності,
- враховує взаєморезервування вузлів.

Для ЛРЕМ важливе значення має коефіцієнт оперативної готовності резервних електроустановок. Коефіцієнт оперативної готовності характеризує надійність об'єктів, необхідність застосування яких виникає в довільний момент часу, після якого потрібна безвідмовна робота протягом певного проміжку часу. Це стосується, наприклад, секційних вимикачів на РП, що знаходяться в положенні «вимкнено», вимикачів, заведених під автоматику включення резерву (АВР). Розрахунок цього коефіцієнта провадиться за виразом (3.4), що може бути враховано при розрахунку коефіцієнтів готовності основних вузлів.

$$K_{or} = K \cdot p(t_{or}) \quad (3.4)$$

де K - коефіцієнт готовності - ймовірність того, що в довільний момент часу t пристрій буде працездатним, $p(t_{or})$ - ймовірність безвідмовної роботи об'єкта на інтервалі часу t_{or} не залежить від моменту початку роботи, найчастіше $p(t_{or}) = \text{const}$.

Допущення, прийняті до розрахунку показників, що відбивають структурну надійність мережі [18]:

- Потоки відмов обладнання мережі вважаються стаціонарними (постійні та незалежні від часу);
- Відмови обладнання мережі незалежні один від одного;
- Ймовірність двох і більше одночасних відмов прагне нулю, тобто. потік відмов ординарен;
- Тривалість безвідмовної роботи та відновлення обладнання описуються експоненційними законами розподілу;
- Час напрацювання на відмову елемента мережі набагато більше часу його відновлення;
- Усі джерела живлення поєднуються в єдиний вузол розрахункової схеми;
- Для врахування надійності джерела живлення вводиться додаткова логічна гілка, що відображає рівень надійності джерела живлення.

3.2 Показники структурної та функціональної надійності

Однак через різноманітність топологій ділянок мережі, низьке значення коефіцієнта готовності вузла не говорить про наявність можливості підвищення його надійності за рахунок підвищення індексу технічного стану обладнання, що утворює ділянку мережі, під яким розуміється сукупність гілок, що зв'язують вузол з точками постачання електроенергії. Використовуючи запропонований у п 2.2 метод, можна розрахувати показники, що відображають структурну надійність мережі та ймовірність знаходження вузлів мережі у працездатному стані (частоти відмов, час відновлення, коефіцієнт готовності) за фактичними даними про частоту відмов та часу відновлення обладнання та за нормативними чи плановими значеннями одиничних показників. У цьому випадку для кожного ЦЖ та ТП можуть бути отримані по два коефіцієнти готовності - поточний та плановий. Як планові значення одиничних показників можуть бути використані показники, зазначені в довідниках, наприклад [10] або необхідні або технічно можливі значення.

Тому для оцінки рівня структурної та функціональної надійності РЕЛС та доцільності заходів ТОіР та ТПіР пропонуються індекси готовності та ефективності ЦЖ та ТП, що характеризують надійність відповідних ділянок мережі.

3.2.1 Індекс готовності

Для оцінки та аналізу структурної надійності мережі пропонується використання Індексу готовності.

Індекс готовності визначається на основі відношення поточного та планового значень коефіцієнтів готовності основних вузлів. Відображає ступінь освоєння технічного потенціалу ділянки мережі у існуючій схемі з'єднання обладнання. Технічний потенціал свідчить про відхилення поточних одиничних показників надійності устаткування від необхідних і вказує можливість підвищення надійності електропостачання з допомогою

підвищення працездатності устаткування. Чим нижче значення індексу, межа якого дорівнює нулю, тим менше можливостей підвищення надійності мережі за рахунок реалізації заходів ТОіР. На таких ділянках потрібно здійснювати ТПіР або вносити зміни до структури мережі, наприклад, за рахунок введення нових зв'язків, джерел електроенергії, пристроїв автоматики.

$$IR_i = 1 - \frac{K_i^{\text{пот}}}{K_i^{\text{пл}}}, \quad (3.5)$$

де: IR_i – індекс готовності ЦЖ (ТП) і мережі; $K_i^{\text{пот}}$, $K_i^{\text{пл}}$ - поточне та планове значення коефіцієнта готовності ЦЖ (ТП) і мережі;

На основі значень вузлових індексів готовності визначається індекс готовності мережі. Він відбиває середню ступінь освоєння технічного потенціалу базового елемента мережі: ПСПО чи ЛРЕМ:

$$IR_{\text{net}} = \sum_1^n IR_i / n, \quad (3.6)$$

де IR_{net} – індекс готовності мережі.

3.2.2 Індекс ефективності

Важливим моментом при аналізі функціональної надійності є облік завантаження мережі, яка визначається потужністю навантаження, приєднаної до ЦЖ і ТП. Тому кожного вузла пропонується визначати значення індексу ефективності. Даний індекс дозволяє врахувати частку навантаження, що припадає на вузол, що відображає значущість ЦЖ та ТП та вказує на ефект від реалізації заходів щодо підвищення надійності обладнання. Очевидно, що більше значення індексу ефективності, тим більше ефекту можуть дати заходи ТОіР і ТПіР на відповідній ділянці мережі.

$$ISE_i = (1 - IR_i) \frac{W_i}{\sum_1^n W_i}, \quad (3.7)$$

де: ISE_i – індекс ефективності ЦЖ (ТП) і мережі; W_i – навантаження, приєднане до ЦЖ (ТП) і мережі; n – кількість ЦЖ (ТП) досліджуваного базового елемента мережі.

Аналогічно індексу готовності, на основі вузлових індексів ефективності може бути визначений індекс ефективності мережі:

$$ISE_{net} = \sum_1^n ISE_i, \quad (3.8)$$

де ISE_{net} – індекс ефективності мережі.

Індекс ефективності мережі відбиває функціональну надійності базового елемента мережі: ПСПО чи ЛРЕМ. Чим більше його значення, тим менше обсяг очікуваної недовідпустки електроенергії споживачам.

Висновки по третьому розділу

Для вибору стратегій підтримки та підвищення надійності мережі пропонується доповнити систему показників індексами готовності та ефективності центрів живлення та трансформаторних пунктів.

Індекс готовності відображає ступінь освоєння технічного потенціалу ділянки мережі та можливість підвищення надійності електропостачання за рахунок підвищення надійності обладнання. Індекс ефективності враховує частку навантаження, що припадає на вузол, а також відображає значущість вузла в системі електропостачання та дає можливість оцінити очікувані ефекти від заходів, спрямованих на підвищення надійності мережі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано модель регіональної електричної мережі, що відображає схему з'єднання та поодинокі показники надійності обладнання. Модель враховує стан мережі та можливості взаєморезервування в нормальних та післяаварійних режимах, а також показники оперативної готовності автоматики включення резервів, що дозволяє відобразити взаємозв'язок структурної та функціональної надійності регіональної електричної мережі як підсистеми системи електропостачання.

2. Для вибору стратегій підтримки та підвищення надійності мережі системою управління виробничими активами запропоновано показники, що дозволяють здійснювати аналіз надійності мережі, декомпозицію центрів живлення та трансформаторних пунктів. Індекс готовності відображає ступінь освоєння технічного потенціалу обладнання та схеми мережі. Індекс ефективності вказує на розмір наслідків при перериванні постачання електроенергії до центрів живлення та трансформаторних пунктів, дає можливість оцінити очікувані ефекти від реалізації заходів технічного обслуговування та ремонту, технічного переозброєння та реконструкції.

3. Доведено, що для підвищення структурної та функціональної надійності регіональної електричної мережі найбільш доцільним місцем приєднання малої розподіленої генерації до мережі є шини 10 кВ розподільчих пунктів. Це підвищує надійність та живучість електропостачання за умови виділення збалансованої локальної енергосистеми. Поява малої розподіленої генерації та відповідної автоматики дозволяє перевести споживачів із третьої категорії надійності електропостачання на другу та першу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. https://rus.lb.ua/file/company/3568_ukrenergo.html
2. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text/> Закон України від 13.04.2017 № 2019-VII «Про ринок електричної енергії»
3. <https://ukrns.org/publikatsii/item/1098-elektroenergetika-ukrainy-ot-vyzhivaniya-k-razvitiyu>
4. Енергетична стратегія України до 2035 року/
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>
5. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / В.Г. Китушин. - Москва : Высшая школа, 1984. - 256 с.
6. Ковальов, Г. Ф. Надійність систем електроенергетики [Текст]/Г.Ф. Ковальов, Л.М. Лебедева; відп. ред. Н.І. Воропай. - Новосибірськ: Наука, 2015. - 224 с.
7. Грабчак, Є.П. Імпортозаміщення - драйвер розвитку або вимушений захід [Текст] / О.П. Грабчак, Є.А. Медведкова, К.П. Головано// Енергетична політика. – 2016. – № 3. – С. 4-85.
8. Васильєв, А.П. Методи та засоби забезпечення надійністю та безпекою електричних мереж та установок електроенергетичних систем [Текст] / О.П. Васильєв. - СПб. : Видавництво політехнічного університету, 2014. – 454 с.
9. Непомнящий, В.А. Надійність обладнання енергосистем [Текст]/В.А. Непам'ятний // ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ. Передача та розподіл. – 2013. – №3. – С. 16.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича . - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : ЭНАС, 2012. - 376 с.
11. Андреев, Д.А. Сучасні проблеми експлуатації та технічного переозброєння єдиної національної електричної мережі [Текст]/Д.А. Андреев, О.М. Назаричев, А.В. Летягін // Електрика. – 2007. – № 6. – С. 31-31.

12. Іванова, Є.В. Планування ремонтного обслуговування та заміни обладнання електричних мереж з урахуванням фактора надійності [Текст]/Є.В. Іванова, В.Г. Кітушин // Проблеми управління. – 2011. – № 5. – С. 46- 51.
13. Правила улаштування електроустановок/МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГШЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
14. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки/<https://de.com.ua/uploads/0/1704>
15. IEEE 1366-2012 «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices» [Електронний ресурс] - Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6209381/metrics>
16. Murthy, G.V.K. Reliability improvement of radial distribution system with distributed generation [Текст] / G.V.K Murthy, Dr. S.Sivanagaraju, Dr. S.Satyanarayana, B. Hanumantha Rao // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST) - Vol. 4 No.09 September. - 2012. - P. 4003-4011.
17. Обоскалов, В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем [Текст]: Учеб. пособие / В.П. Обоскалов. - Екатеринбург : УрФУ, 2012. - 1 бс.
18. Обоскалов, В.П. Проблеми розрахунку структурної надійності систем електропостачання з використанням методу ймовірнісного еквівалентування [Текст]/В.П. Обоскалів // Електрика. – 2015. – №13.- С.4-12
19. Биллингтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем [Текст]: Пер. с англ. / Р. Биллингтон, Р. Аллан. - Москва : Энергоатомиздат, 1988. - 288 с.
- 20.https://pm-way.com/jobs/company/company_id/313