МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики
Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Мовчан Іван Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Оцінка збитків визваних порушенням нормального режиму електропостачання електричних мереж
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Мовчан І. О.
(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Островерхов Микола Якович
(прізвище, ім'я, по батькові)
д.т.н., професор кафедри електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Мовчан І. О. Оцінка збитків визваних порушенням нормального режиму електропостачання електричних мереж . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавр за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Ціллю роботи є на основі аналізу стану функціонування електричних мереж регіону та основних причини їх відмов підійти до обґрунтування критерію оцінки надійності електропостачання.

Ключові слова: електрична мережа, система електропостачання, режим роботи.

ABSTRACT

Movchan I. O. Assessment of damages caused by a violation of the normal power supply regime of electric networks. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

The aim of the work is to analyze the state of functioning of the electric networks of the region and the main reasons for their failures to justify the criterion for assessing the reliability of electric supply.

Keywords: electric network, electric supply system, operating mode.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ1. АНАЛІЗ ПОШКОДЖУВАНОСТІ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ	7
1.1 Аналіз стану функціонування електричних мереж регіону та основні причини їх відмов	7
1.2 Технічні засоби підвищення надійності електропостачання споживачів	12
Висновки по розділу 1	18
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ КРИТЕРІЮ ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	19
2.1 Вплив переривів електпропостачання на надійність роботи електроспоживачів	19
2.2 Оцінка можливої тривалості порушення нормальної рпоботи системи електропостачання	21
2.3 Обґрунтування критерію оцінки надійності електропостачання	26
Висновки по розділу 2	28
РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ЗБИТКІВ ВИЗВАНИХ ПОРУШЕННЯМ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	29
3.1 Основи збору інформації для визначення збитків від ПНРЕ	29
3.2 Визначення та облік збитку при порушенні нормального режиму роботи системи електропостачання	31
Висновки по розділу 3	34
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	35
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	36

ВСТУП

Підвищення рівня електрифікації в усіх галузях народного господарства висуває високі вимоги до надійності електропостачання.

Визчення впливу порушення нормального електропостачання на роботу промислових підприємств - одне з основних завдань у вирішенні проблеми надійності електропостачання.

Характерною особливістю електроенергії є нерозривність її виробництва та споживання. Тому, доки не вирішено проблему акумулювання великої кількості електроенергії, до систем електропостачання висуватиметься висока вимога - забезпечення надійної передачі електроенергії споживачам у точній відповідності до графіка її попиту.

Добові та річні графіки електроспоживання визначаються видом технологічного процесу, кількістю робочих змін на добу, особливостями сезонного споживання.

В Україні положення про нормальний режим роботи енергосистеми найбільш повно сформульовано в наступних документах:

Кодекс системи передачі: затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 14.03.2018 №309. Цей документ містить вимоги до забезпечення надійної та безпечної роботи енергосистеми, зокрема, щодо підтримання частоти та напруги в межах встановлених діапазонів, забезпечення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії, та інше.

Однак На жаль, в Україні не існує єдиного ДСТУ, який би комплексно встановлював "Правила користування електричною і тепловою енергією".

Ці питання регулюються різними нормативно-правовими актами, зокрема:

• Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1999 року № 1357.

• Правила користування тепловою енергією, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 3 жовтня 2007 року № 1198.

• Кодекс комерційного обліку електричної енергії.

• Кодекс систем передачі.

• Кодекс систем розподілу.

Ці документи та інші нормативні акти містять вимоги до споживачів та постачальників електричної та теплової енергії, а також встановлюють порядок обліку, оплати та відповідальності за порушення правил користування.

Проте штрафи, які виплачує енергопостачальна організація при перервах електропостачання або зниженні якості електроенергії, не компенсують споживачеві збитки, які у нього при цьому виникають.

Відповідно до вище зазначеного виникає потреба в оцінці збитків визваних порушенням нормального режиму електропостачання, що і визначило **мету кваліфікаційної роботи.**

Ціллю роботи є на основі аналізу стану функціонування електричних мереж регіону та основних причини їх відмов підійти до обґрунтування критерію оцінки надійності електропостачання.

При виконанні роботи були **використані методи** статистичного аналізу та математичного моделювання.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Мовчан І. О. ОЦІНКА МОЖЛИВОЇ ТРИВАЛОСТІ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОЇ РПОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

Мовчан І. О., Островерхов М. Я. ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОБЛІК ЗБИТКУ ПРИ ПОРУШЕННІ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПОШКОДЖУВАНОСТІ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Аналіз стану функціонування електричних мереж регіону та основні причини їх відмов

Стале функціонування електромережевого комплексу неможливе без надійної та якісної роботи розподільних електричних мереж 6–10/0,4 кВ, які є завершальною ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією та перебувають у безпосередній взаємодії з конкретним споживачем [1]. В Житомирській області складовою частиною цих розподільних мереж є електричні мережі АТ «Житомирobленерго», розташовані на території обласного центру (м. Житомир) і на територіях поселень районних центрів області [2]. Результатами роботи мереж АТ «Житомирobленерго», певною мірою, зумовлюється якість, надійність та ефективність роботи електромережевого комплексу області в цілому [2]. На балансі АТ «Житомирobленерго» в м. Житомирі на 2021 рік знаходилися: 13-ть підстанцій загальною потужністю 575 МВА; 718-ми ТП-10/0,4 кВ загальною потужністю 416,273 МВА, РП-10/0,4 кВ – 51 шт. загальною потужністю 31,035 МВА, ПЛ-10 кВ - 180,479 км. Довжина ліній КЛ-10 кВ становить 438,853 км, ПЛ-0,4 кВ - 434,662 км , КЛ-0,4 кВ - 311,079 км.

Кабельні мережі 6–10 кВ побудовані за петльовою змішаною схемою живлення ТП, або у вигляді 2-х променевих, кільцевих схем живлення двосекційних, двотрансформаторних підстанцій (мікрорайони нової забудови). В якості силових кабелів прокладені в основному броньовані кабелі з паперовою ізоляцією з алюмінієвими жилами. Повітряні лінії 6 кВ мають змішані схеми, з переважанням петльових, закільцьованих схем живлення трансформаторних підстанцій 6–10/0,4 кВ. Повітряні лінії на 25 % від загальної кількості виконані ізольованим проводом СІП-3. Повітряні лінії

(ПЛ) 0,38 кВ побудовані за радіальним принципом. На повітряних лініях використані, в основному, алюмінієві проводи малих перетинів, залізобетонні опори з механічною міцністю не більше 27 кН·м. Мережі проєктувалися за критерієм мінімуму витрат на розрахункові навантаження 5–10 років [2, с. 8]. Лінії протяжністю 259,5 км виконані самонесучим ізольованим проводом, в основному типу СІП-2, що становить 30 % від загальної протяжності [2]. Трансформаторні підстанції 6–10/0,4 кВ, одно- і двотрансформаторні з трансформаторами потужністю від 0,63 до 1 000 кВА, з масляним охолодженням типів ТМ і ТМГ, здебільшого цегляні, побудовані за типовими проєктами. Є металеві КТП кіоскового типу, менше – КТП щоглові. Останнім часом практикується будівництво БКТП [2]. Розподільчі пункти 6–10 кВ, цегляні, здебільшого суміщені з двотрансформаторними ТП 6–10/0,4 кВ. Продовжується експлуатація маломасляних вимикачів. В даний час проводиться заміна маломасляних вимикачів на вакуумні.

За даними технічних звітів АТ «Житомиробленерго» наприклад за 2020 рік проведено аналіз основних показників аварійності та пошкоджуваності. Загальна кількість недовідпуску електроенергії внаслідок пошкоджуваності мереж за 2020 рік склала більше 56 тисяч кВт·год. Сумарний час тривалості відновлення пошкоджень становить 489 години. В електричних мережах 6–10 кВ відбувається щорічно в середньому 380 аварійних відключень із сумарним недовідпуском електроенергії понад 54 740 кВт·год [3]. До загальної кількості відключень входять: споживчі відключення, відключення через пошкодження ПЛ і КЛ, трансформаторів, обладнання ТП і РП. Найбільш ненадійним елементом системи електропостачання є ЛЕП через їх велику протяжність і вплив на них великої кількості різних зовнішніх впливів. За досліджуваний період близько 91,5 % відключень припало на частку ЛЕП [7].

Причинами пошкодження КЛ є: порушення їх механічної міцності будівельними машинами та механізмами при проведенні земляних робіт, старіння міжфазної та поясної ізоляції, електрична та механічна корозія покриття, перевантаження кабелю, потрапляння вологи в кабель, дефект

монтажу з’єднувальних муфт та ін. В результаті пошкодження 95-ти КЛ 6–10 кВ відбулося 89 відключень і 54 аварійних відключення були пов’язані з пошкодженням КЛ 0,38 кВ. Їх причини наведено в таблиці 1.1. Проведений аналіз показав, що пошкодження КЛ в цілому місці складають 49,1 % (без урахування механічного пошкодження), на з’єднувальних муфтах і кінцевих обробках – 16,3 %. Кабельні лінії всіх класів напруги пошкоджуються через дефекти прокладання (до 10,5 %), старіння захисних покривів, броні, оболонки і, як наслідок, погіршення ізоляційних властивостей паперової ізоляції (зволоження, всихання, втрата еластичності та ін.) кабелю (до 11,1 %), механічних пошкоджень (до 34,6 %), заводських дефектів (до 3,9 %), ґрунтової корозії (до 11 %) і з інших причин (до 13,7 %).

Таблиця 1.1 – Причини пошкоджень кабельних ліній 0,4 кВ та 6–10 кВ

Причина пошкодження	Кількість від загального числа пошкоджень, шт.	Відношнння до загального числа пошкоджень, %
КЛ 6–10 кВ		
Механічні пошкодження	39	37,2
Дефект прокладання	10	9,5
Грунтова корозія	8	7,6
Заводський брак	4	3,8
Старіння Ізоляції	6	5,7
Перенапруги	7	6,7
Несправність з'єднувальної муфти	12	11,4
Несправність кінцевої муфти	5	4,8
Інші причини	14	13,3
КЛ 0,4 кВ		
Механічні пошкодження	14	25,9
Дефект прокладання	6	11,1
Грунтова корозія	9	16,7
Заводський брак	2	3,7
Старіння ізоляції	11	20,3
Перенапруги	0	0
Несправність з'єднувальної муфти	3	5,6
Несправність кінцевої муфти	5	9,2
Інші причини	7	13

На рис. 1.2 показано співвідношення причин пошкодження КЛ 6–10 та 0,4 кВ. Порівняння наочно демонструє, що КЛ 6–10 кВ значно частіше, ніж КЛ 0,4 кВ, пошкоджуються механічно. У той же час, КЛ 6–10 кВ мають меншу частку пошкоджень через старіння ізоляції та ґрунтову корозію. Пошкоджень КЛ 0,4 кВ внаслідок перенапруг не спостерігалося, в той час як КЛ 6–10 кВ за

2020 рік були пошкоджені з цієї причини 7 разів (6,7 % від загальної кількості пошкоджень).

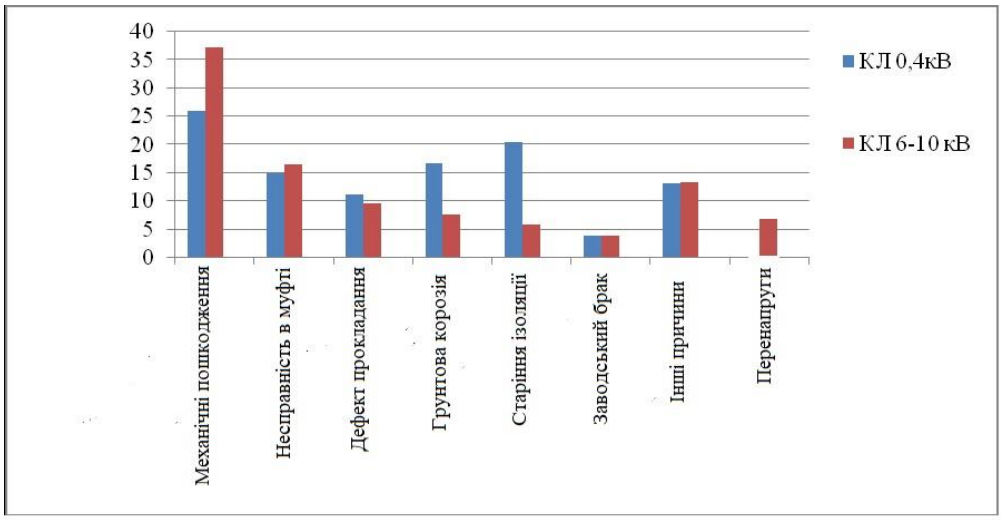


Рисунок 1.2 – Співвідношення причин пошкодження кабельних ліній 6–10 та 0,4 кВ

Стабільність електропостачання багато в чому визначається надійністю роботи ПЛ 0,4 кВ. В мережах АТ «Житомиробленерго» за досліджуваний період зафіксовано 211 пошкоджень ПЛ 0,4 кВ. Їх причини вказані у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Аналіз причин пошкоджень повітряних ліній напругою 0,4 кВ

Причини пошкодження	Кількість від загального числа пошкоджень, шт.	Відношення до загального числа пошкоджень, %
Згорання запобіжників	147	69,7
Обрив проводу автотранспортом	19	9
Пошкодження опор автотранспортом	16	7,6
Обрив проводу	14	6,6
Падіння дерев	8	3,8
Інші причини	7	3,3

На долю відмов електрообладнання РП ТП і РП припадає лише 8,25 % [3] від загальної кількості відмов, але вони призводять до значних матеріальних витрат і завдають великої економічної шкоди підприємству внаслідок порушення електропостачання значної кількості споживачів. Перегорання запобіжників також віднесено до пошкоджень ПЛ 0,4 кВ, оскільки призводить

до відключень ПЛ і збитків від них. При цьому з'ясування конкретних причин їх перегорання не завжди можливе. Частина причин пов'язана з нестійкими короткими замиканнями, зокрема при неправильному виборі захисних апаратів у споживача.

Таблиця 1.3 – Причини пошкоджень ТП та РП напругою 6–10/0,4 кВ

Причина пощшкодження	Кількість від загального числа пошкоджень, шт.	Відношення до загального числа пошкоджень, %
Перекриття рубильника	14	42,4
Перегорання високовольтних запобіжників	7	21,2
Пробій прохідних ізоляторів	4	12,1
Попадання води на обладнання	1	3
Пошкодження контактних з'єднань на шпильках трансформатора	4	12,1
Замикання в обмотках трансформатора	1	3
Інші причини	2	6

Одним з найдорожчих елементів електрообладнання ТП є силовий трансформатор. Його відновлення у разі пошкодження пов'язане з великими витратами праці та грошових коштів .

Основними причинами пошкодження силових трансформаторів є пошкодження шпильок, перемикачів, згорілі обмотки. Більшість відмов у роботі трансформаторів пов'язана з пошкодженням контактних з'єднань, що виникають через порушення цілісності та щільності контакту, що призводить до перегорання шини, наконечника кабелю, шпильки трансформатора (12,1 %) [3].

Виходячи з отриманих в ході аналізу даних пошкоджуваності елементів електричних мереж АТ «Житомирobленерго», проведено розрахунок деяких показників надійності.

Частота відмов основних елементів електричної мережі, тобто ПЛ та КЛ, а також обладнання ТП (РП), розраховувалася з наступного співвідношення: [4] з урахуванням того, що для ЛЕП зазвичай даний показник розраховується на 100 км на рік :

$$a_i = \frac{n_i}{N_i} \cdot 100 \ \text{(рік}^{-1}\text{/100 км)},$$

де a_i – частота відмов КЛ або ПЛ (на 100 км лінії), n_i – кількість відмов для ліній (шт./рік), N_i – протяжність ліній (км).

Частота відмов обладнання ТП (РП):

$$a_{об} = \frac{n_{об}}{N_{об}} \cdot 100 \,(\text{рік}^{-1}/100 \text{ км}),$$

де $a_{об}$ – показник відмов обладнання ТП, РП (на 100 шт.); $n_{об}$ – число відмов обладнання ТП, РП (шт.); $N_{об}$ – загальна кількість ТП, РП (шт.),

Середній час відновлення обладнання розраховувався з наступного співвідношення:

$$T_p = \frac{t_в}{N_o} \cdot 100,$$

де T_p – середній час відновлення елемента мережі (год) (приймалося згідно з [3]; $t_в$ – загальна тривалість відновлення елементів мережі (год); N_o – кількість пошкоджених елементів мережі (шт.).

Аналізувалися також показники надійності, наведені в літературних джерелах [5]. Це дозволяє більш раціонально підібрати заходи з підвищення надійності досліджуваних електричних мереж. У таблиці 1.4 наведено результати порівняння фактичних і розрахункових показників.

Таблиця 1.4 – Порівняння фактичних та літературних показників надійності електричних мереж

Найменування елементів мережі	Частота відмов, (рік^{-1}/100 км/шт.)		Середній час відновлення, (г)		Недовідпуск електроенергії, (кВт·г)
	Фактичні дані	Дані із літературних джерел	Фактичні дані	Дані із літературних джерел	
Кабельні лінії 6–10 кВ	19,3	4,5–7	1,5/6	25	55 942
Кабельні лінії 0,38 кВ	10,9	5	2,2	15	1 690
Повітряні лінії 0,4 кВ	23	20	0,58	4	878
Обладнання ТП (РП)	7	1,5	1,27	8	4 182
Силові трансформатори	0,12	3,5			

1.2 Технічні засоби підвищення надійності електропостачання споживачів

Розподільні мережі середньої напруги виконуються, як правило, за радіальними схемами деревовидної конфігурації з багаторазовим

резервуванням магістралі [1]. Захисні апарати встановлюються на центрах живлення. Відомо, що 80 % пошкоджень виникають у повітряних розподільних мережах. І, якщо на лінії трапилось пошкодження (хоч стійке, хоч нестійке), то електропостачання втрачають споживачі цілого фідеру. Через неможливість достовірно визначити та локалізувати місце пошкодження тривалість відключення може сягати декількох годин (а іноді й діб). Пошук пошкодженої ділянки та подальше виділення її проводиться силами оперативно-виїзних бригад, із залученням великої кількості людей та техніки. Тому електричні мережі в сільській місцевості мають нижчу надійність електропостачання приєднаних до них споживачів, порівняно з мережами інших рівнів напруги.

Найчастіше проблема надійності в розподільних мережах вирішувалася за рахунок розукрупнення ліній із спорудженням нових підстанцій, а також будівництвом нових ліній, які розукрупнюють існуючі. Цей спосіб досить ефективний технічно, проте потребує значних капітальних витрат на етапі будівництва та поточних витрат на етапі експлуатації. А інвестицій в їх реконструкцію та розвиток не вистачає.

У цих умовах актуальною є задача підвищення надійності розподільних електричних мереж 10 кВ при їх реконструкції та технічному переозброєнні з мінімізацією витрат на здійснення цих заходів. При цьому необхідно враховувати, що надійність розподільних електричних мереж досягається не тільки використанням сучасних конструктивних рішень, але й можливостями управління нею в ремонтних режимах та в режимах, що настають після виникнення стійких пошкоджень, що може бути досягнуто застосуванням автоматичного секціонування та резервування ПЛ-10 кВ.

Реклоузер (від англ. Reclosure – перемикач) – пункт автоматичного секціонування ПЛС стовпового виконання, що об’єднує в собі:

– вакуумний комутаційний модуль з вбудованими вимірювальними датчиками струму та напруги;

– автономну систему оперативного живлення;

– мікропроцесорну систему захисту та автоматики;

– систему портів для підключення пристроїв телемеханіки;

– комплекс програмного забезпечення.

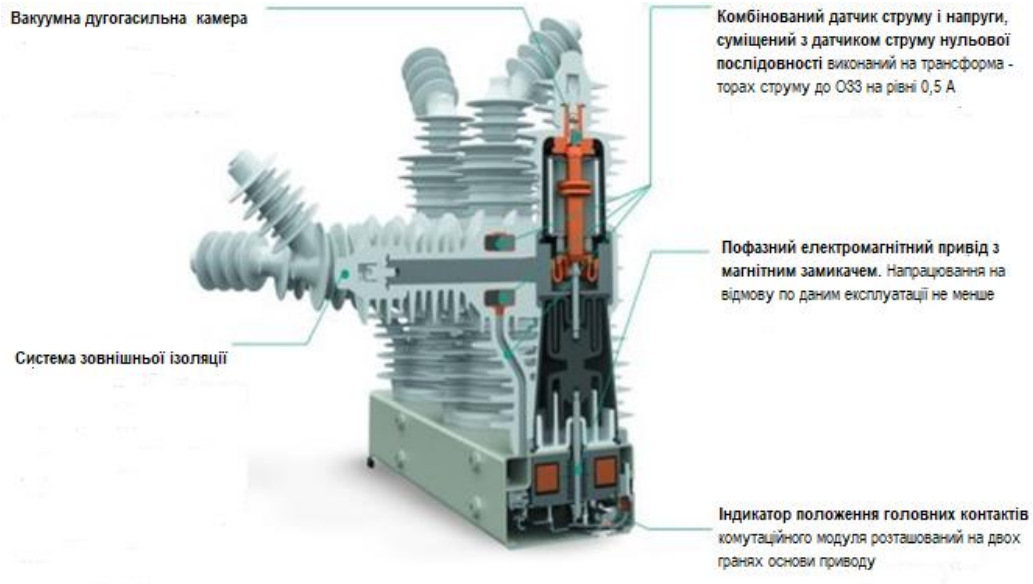


Рисунок 1.3 – Склад реклоузера

Реклоузер здатний вирішувати задачі:

– оперативного перемикання в МРМ (тобто, виконувати місцеву та дистанційну реконфігурацію мережі);

– визначення виникнення пошкодження;

– автоматичного відключення пошкодженої ділянки;

– автоматичного повторного ввімкнення лінії (АПВ);

– автоматичного виділення пошкодженої ділянки;

– автоматичного відновлення живлення на непошкоджених ділянках МРМ;

– автоматичного введення резервного живлення (АВР);

– автоматичного збору інформації про параметри режимів роботи МРМ;

– інтеграції в системи телемеханіки (SCADA).

Протягом усього терміну служби (25 років) реклоузер не обслуговується.

У розподільних мережах мережевих компаній найбільш доцільні алгоритми секціонування радіальної мережі з одностороннім і двостороннім живленням. Основним ефектом від застосування реклоузерів у даному випадку є зниження недопостачання електричної енергії споживачам.

На вздовжтрасових лініях найбільш актуальні наступні алгоритми:

1) заданий рівень надійності фідеру. За відсутності на лінії споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, реклоузери можуть бути встановлені в якості пунктів секціонування, що забезпечують поділ повітряної лінії на декілька ділянок. Таке розташування апаратів дозволяє забезпечити заданий рівень надійності по фідеру в цілому, полегшити пошук місця пошкодження і прискорити відновлення живлення;

2) максимальний захист конкретного споживача. У разі наявності споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, пропонується встановлення реклоузерів. У цій схемі за наявності двох джерел живлення, при КЗ на будь-якій ділянці вздовжтрасової лінії електропостачання споживачів зберігається. У даному варіанті можна забезпечити максимально високу надійність кожного споживача.

3) Комбінований варіант. Комбінуючи перші два варіанти встановлення реклоузерів на лінії, можна досягти необхідної надійності електропостачання споживачів. За такого розташування реклоузерів у лінії можна забезпечити узгоджений рівень надійності фідеру в цілому, а також максимально високу надійність електропостачання будь-якого споживача на лінії.

Виняткова функціональність та конструктивні особливості реклоузера дозволяють використовувати його як у складних алгоритмах децентралізованої автоматизації розподільної мережі, так і в традиційному варіанті — як захисний апарат на радіальних лініях та відгалуженнях.

На сьогоднішній день близько 40 % повітряних ліній (ПЛ) вичерпали нормативний ресурс і понад 80 % потребують технічного переоснащення. Найбільш слабкою ланкою в системі електропостачання є повітряні розподільні мережі 6(10) кВ. [9].

Близько 70 % усіх порушень електропостачання трапляється саме в мережах даного класу напруги. Це може бути через удар блискавки або через падіння сторонніх предметів на струмопровідні частини і т. д. При цьому

кожне пошкодження призводить до відключення всіх приєднаних до лінії споживачів, в тому числі споживачів першої категорії.

Надійність протяжних ліній електропередачі, що відходять (фідерів), вирішувалася за рахунок збільшення ліній з будівництвом нових підстанцій, нових ліній, які розукрупнюють існуючі. [9]. Однак, це вимагає великих матеріальних витрат на етапі будівництва, а іноді нездійсненно через складність розміщення. Також щоб підвищити безпеку електропостачання споживачів можна багаторазово резервувати і секціонувати лінії роз'єднувачами з ручним приводом. Але цей спосіб також має недоліки.

Тому надійність електропостачання таких ліній електропередачі підвищують секціонуванням її на декілька відносно коротких ділянок з установкою проміжних автоматичних захисно-комутаційних апаратів-реклоузерів.

Реклоузери є невеликими автоматичними вимикачами, розташованими у верхній частині розподільних полюсів, і зазвичай використовуються на дуже довгих розподільних фідерах. Їх функція полягає в тому, щоб ізолювати секцію пристрою подачі в разі несправності або перевантаження і, таким чином, мінімізувати кількість клієнтів без обслуговування. Оскільки вони діють як невеликі автоматичні вимикачі, вони мають можливість автоматично відновлювати живлення в ситуаціях тимчасового збою, звідси і назва «пристрій повторного ввімкнення».

Апарат управляється дистанційно і дозволяє диспетчеру електричних мереж виявити несправність на повітряній лінії безпосередньо в момент виникнення несправності. Швидко прийняти рішення і направити в потрібне місце бригаду, а також дистанційно.

Реклоузер включає в себе (рис. 1.3):

− вакуумний (елегазовий) комутаційний апарат;

− систему первинних перетворювачів струму і напруги;

− автономну систему оперативного живлення;

− мікропроцесорну систему релейного захисту і автоматики з можливістю підключення системи телемеханіки;

− систему портів для підключення пристроїв телеметрії;

− комплекс програмного забезпечення.

За допомогою реклоузерів повітряні ЛЕП діляться на окремі ділянки, в кожній з яких встановлюється цей пристрій. Вони аналізують параметри роботи мережі і при необхідності виконують її реконфігурацію згідно з встановленим алгоритмом.

Є різні варіанти функціонування реклоузерів.

1) Секціонування радіальної лінії з одностороннім живленням.

Використовується в радіальних лініях, коли неможливо забезпечити мережеве резервування від сусідніх джерел. Реклоузери встановлюються на магістралі. При виникненні несправності на лінії автоматично відключається найближчий реклоузер і відключає всю нижчестоящу ділянку мережі. Переваги такої схеми в тому, що можна за кількістю відключених споживачів точно визначити пошкоджену ділянку лінії і оперативно направити ремонтну бригаду. [6].

2) Секціонування радіальної лінії з двостороннім живленням.

Тут на відміну від першого варіанту до реклоузерів додатково на магістралі встановлюється реклоузер в якості пункту АВР. При цьому в разі пошкодження на будь-якій ділянці мережі воно буде автоматично локалізовано між двома найближчими апаратами, а споживачі непошкоджених ділянок збережуть своє живлення. Схема ефективна для забезпечення високого ступеня надійності електропостачання споживачів цілого фідера.

На сьогоднішній день реклоузери є одним з обов'язкових елементів електричних систем.

Досвід впровадження реклоузерів за кордоном має більш ніж півстолітню історію. Вперше слово «реклоузер» стали використовувати і в США. У 1941 році компанія Kyle (США) почала виробляти реклоузери. На сьогоднішній

день найбільшим виробником вакуумних реклоузерів є компанія «NOJA Power», виробництво якої розташоване в Австралії.

Впровадження реклоузерів в розподільні мережі 6 (10) кВ є перспективним, технологічно виправданим. Їх застосування дозволяє знизити збитки від недоотриманої електроенергії і підвищити надійність електропостачання. [5]. Реклоузери дозволяють оперативно локалізувати місце пошкодження повітряних ліній і мінімізувати кількість клієнтів без обслуговування. Споживачі електроенергії врятовані від частих відключень електроенергії.

Висновки по першому розділу

Вже сьогодні можна з повною упевненістю сказати, що проектування і будівництво електричних мереж із застосуванням «розумних» пристроїв дозволить в майбутньому вивести вітчизняні електричні мережі середньої напруги на новий рівень автоматизації і управління.

РОЗДІЛ 2
ОБҐРУНТУВАННЯ КРИТЕРІЮ ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Усі споживачі відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) поділені на три категорії надійності [1]. Для сільськогосподарських споживачів затверджено перелік споживачів першої та другої категорії за надійністю електропостачання, а також список споживачів другої категорії, які не допускають перерви в електропостачанні понад 0,5 год. Є споживачі, які витримують 4 год перерви та від 4 до 10 год, також віднесені до другої категорії. Розроблено керівні вказівки з проєктування, в яких наведено норми надійності електропостачання та засоби її забезпечення. Відповідно до цих вказівок встановлено нормативні показники надійності. Для споживачів першої категорії перерва в електропостачанні допускається на час автоматичного введення резервного живлення, тобто дозволена частота відмови для споживачів першої категорії (ω_I) дорівнює нулю [11].

2.1 Вплив переривів електпропостачання на надійність роботи електроспоживачів

Найбільш відчутно на роботі приймачів електроенергії та технологічних процесах позначаються раптові перерви електропостачання. Вони можуть призвести до пошкодження обладнання та інструменту, псування сировини та матеріалів, браку продукції, а в ряді випадків до великих аварій та вибухів.

Наслідки перерв значною мірою визначаються збігом перерви електропостачання з тією чи іншою зоною (етапом) технологічного процесу. Наприклад, якщо перерва електропостачання електропечі співпала з часом її завантаження, то це лише затримає її пуск. Перерва електропостачання в період розплавлення, окислення або рафінування може викликати (залежно від тривалості перерви) необхідність відновлення процесу, додаткові втрати електроенергії. Раптова зупинка металорізальних верстатів майже завжди викликає поломку різального інструменту. Пошкодження інструменту є наслідком самого факту перерви електропостачання і не залежить від

тривалості перерви. В інших випадках сам факт перерви електропостачання хоча і не викликає безпосередньо пошкодження, але скорочує термін служби обладнання. Іноді пошкодження або скорочення терміну служби обладнання виникає тільки при певній тривалості перерви електропостачання. Наприклад, короткочасна зупинка обертових випалювальних печей цементного виробництва не викликає їх пошкодження, але зупинка на 15-30 хв може призвести до прогину печі та пошкодження частини футеровки. Крім аварій, пошкоджень, псування сировини та матеріалів, перерви електропостачання призводять до простою персоналу, зайнятого веденням технологічного процесу, непродуктивної витрати електроенергії, матеріалів і т.п. Розміри цих втрат залежать від тривалості перерви електропостачання.

У ряді випадків електропостачальна організація може попередити про майбутню перерву електропостачання, і споживач може провести необхідні заходи для максимального зниження втрат і припинення технологічного процесу з мінімальними втратами. Наприклад, при бурінні нафтових або газових свердловин, щоб уникнути «прихоплення» буровий інструмент перед перервою електропостачання піднімають. При електролізі алюмінію перед тривалим відключенням електроенергії, щоб не допустити застигання електроліту та алюмінію, з ванни видаляють весь електроліт, а аноди опускають до зіткнення з металом, що залишився. Звичайно, чим більшим часом володіє підприємство перед майбутньою перервою енергопостачання, тим менші можливі втрати. Втрати споживача визначаються характеристиками технологічного процесу і тривалістю перерви електропостачання.

Втрати споживачів під час перерв електропостачання з попереднім попередженням визначаються втратами, викликаними необхідністю зупинки та подальшого пуску технологічних установок, простоєм персоналу, а також недовиробництвом продукції за час простою. Слід мати на увазі, що хоча при зупинках з попереднім попередженням вдається уникнути пошкодження обладнання, яке виникає при раптовій перерві електропостачання, для деяких

виробництв з безперервним технологічним циклом зупинки тією чи іншою мірою знижують термін служби технологічного обладнання. Перерви електропостачання з попереднім попередженням можуть бути використані для проведення планових ремонтів технологічного та енергетичного обладнання і їх комунікацій [10].

2.2 Оцінка можливої тривалості порушення нормальної роботи системи електропостачання

Порушення нормальної роботи системи електропостачання (ПНРСЕ) характеризується відхиленням одного або декількох її параметрів від номінального значення. Однак не кожне відхилення параметра та його тривалість позначаються на нормальному режимі електропостачання споживача. Поняття нормальної роботи системи електропостачання ширше, ніж поняття нормального електропостачання. Наприклад, нормальна робота опорної підстанції передбачає навантажене резервування ліній електропередачі, що підходять до неї. Такий стан системи відповідає поняттю справного стану. Відключення однієї з ПЛ, що підходить до неї, призведе до несправного стану, але працездатність підстанції не буде порушена і нормальне електропостачання споживачів буде забезпечено.

Якщо ж на опорній підстанції передбачається ненавантажене резервування лінії електропередачі з автоматичним введенням, то при відключенні основної ПЛ електропостачання споживача буде перервано на час, необхідний для автоматичного підключення резервної ПЛ до опорної підстанції. Отже, працездатність підстанції буде відновлено через $t_{АПВ}$, а її справний стан — тільки після відновлення основної ПЛ, на що знадобиться значно більше часу. Це стосується і систем електропостачання промислових підприємств та сільськогосподарських споживачів. Наприклад, більшість систем електропостачання має резервні кола та агрегати, обхідні мережі, обладнані автоматичним введенням резерву (АВР), що дозволяє швидко відновлювати працездатність системи. Тому фактична тривалість порушення нормального

електропостачання t_e відрізнятиметься від часу, необхідного для відновлення нормального стану (режиму) електропостачання.

Порушення нормального режиму електропостачання може призвести до необхідності перемикання в наступних ступенях системи електропостачання. Наприклад, при зникненні напруги на головній понижувальній підстанції, як правило, автоматично відключаються агрегати, самозапуск яких неприпустимий або неможливий. Тому тривалість ПНРЕ (порушення нормального режиму електропостачання) включає в себе час, необхідний для відновлення нормального електропостачання від живильного пункту до приймача електроенергії, тобто [7]

$$t_e = t_{e1} + t_{e2},$$

де t_{e1} – тривалість ПНРЕ живильного пункту; t_{e2} – тривалість порушення електропостачання приймача електроенергії.

Час t_{e2} визначається складністю системи електропостачання, типом і характеристиками приймачів електроенергії технологічних установок, рівнем автоматизації управління приймачами електроенергії тощо. Наприклад, в системах електропостачання одним зі шляхів зниження t_{e2} є застосування глибоких вводів, самозапуск (там, де це допустимо) агрегатів технологічних установок. У загальному випадку може існувати залежність $t_{e2} = f(t_{e1})$. Час t_{e1} характеризує ремонтопридатність зовнішньої системи електропостачання, t_{e2} – ремонтопридатність системи електропостачання споживача.

Порушення нормального режиму електропостачання відображається на роботі приймачів електроенергії та режимі технологічного процесу лише у випадку, якщо його тривалість перевищує межу стійкості роботи розглянутих приймачів електроенергії при зміні відповідного параметра системи електропостачання, тобто коли

$$\Delta(X, t_c) \geq \Delta(X_0, t_0),$$

де X — фактичний стан параметра, що характеризує енергосистему; t_c — тривалість стану параметра на даному рівні; X_0 — нижня (верхня) межа допустимого рівня системи, якщо тривалість такого стану менша за критичний

час t_0, що характеризує інерційність приймачів електроенергії та технологічних процесів. Для кожного типу приймачів електроенергії та технологічних процесів характерні свої X_0 і t_0. Наприклад, якщо на підприємстві є поршневі компресори високого тиску з синхронними електродвигунами, вентилятори з асинхронними електродвигунами та електропечі, то при зниженні напруги найменше t_0 буде у агрегатів з поршневими компресорами, дещо вище — у вентиляторів і значно більше — у електропечей. Отже, тільки за рівнями напруги на підприємстві буде три ступені t_0. На ньому можуть бути й приймачі електроенергії, що мають різне t_0 за іншим параметром, наприклад, якістю електроенергії, і т. ін.

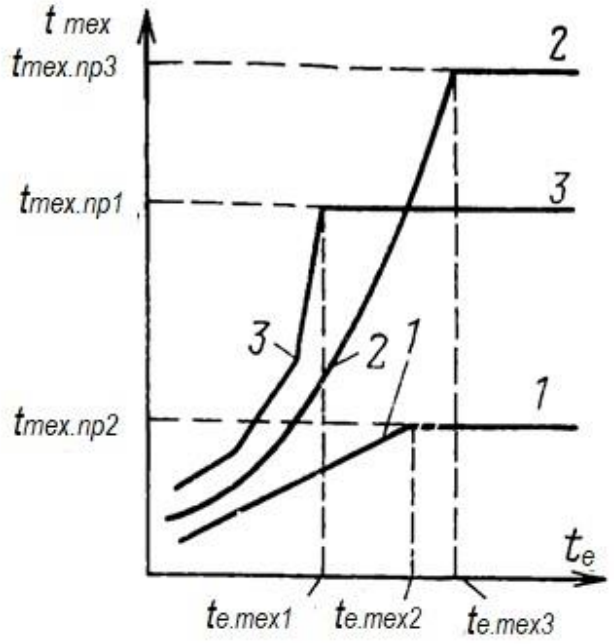
Після відновлення нормального електропостачання та ліквідації можливих пошкоджень технологічний процес може бути відновлено. Для доведення технологічного процесу до номінального режиму необхідний певний час $t_{\text{тех}}$. Він змінюється в широких межах і залежить від виду та тривалості ПНРЕ, особливостей технологічного процесу, збігу з тією чи іншою зоною технологічного процесу, автоматизації та виробництва, кваліфікації обслуговуючого персоналу та інших факторів. Так, для металообробних верстатів та процесів холодного штампування технологічний режим практично одразу ж після відновлення електропостачання доводиться до номінального і не залежить від попередньої тривалості перерви електропостачання, а для електролізу алюмінію тривалість доведення технологічного режиму до номінального нелінійно залежить від тривалості перерви електропостачання.

При певній тривалості ПНРЕ відбувається повний розлад технологічного процесу і виникає необхідність його відновлення у початкових умовах пуску. Очевидно, що тривалість відновлення технологічного процесу при такому порушенні електропостачання буде максимальною (граничною). Час, протягом якого повністю розлагоджується технологічний процес, позначимо $t_{\text{е.тех}}$, а максимальну тривалість відновлення технологічного процесу $t_{\text{тех.пр}}$.

При $t_e \geq t_{e.тех}$ тривалість відновлення технологічного процесу, досягаючи максимуму, залишається постійною і дорівнює $t_{тех.пр}$.

На рис. 2.1 і 2.2 наведено три види залежностей $t_{тех}=f(t_e)$· Отже, для кожного виду ПНРЕ $t_{тех}=f(t_e)$ при $t_0 \leq t_e \leq t_{e.тех}$; а при $t_e \geq t_{e.тех}$ час $t_{тех}=t_{тех.пр}$=const

Залежно від виду виробництва, випуск продукції під час нормального технологічного процесу може бути безперервним або дискретним.



Римсунок 2.1 – Графіки $t_{тех}=f(t_e)$

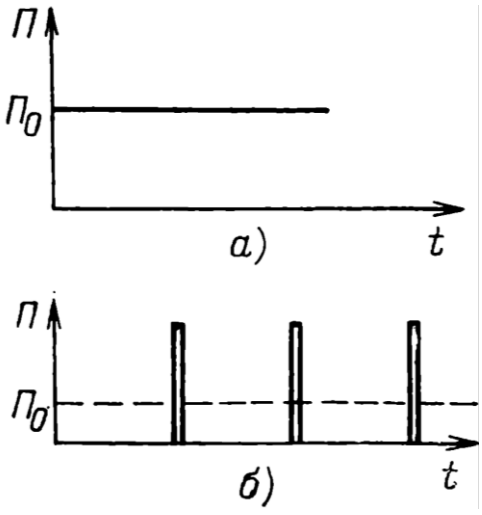


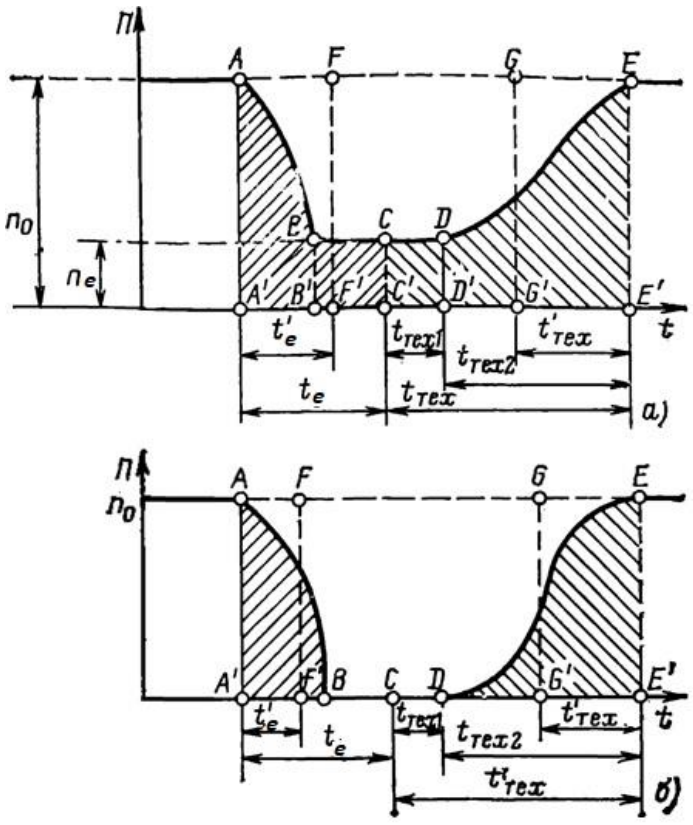
Рисунок 2.2 - Графіки неперервного (а) та дискретного (б) випуску продукції

У першому випадку після встановлення номінального режиму протягом усього часу роботи установки відбувається безперервний випуск продукції

(рис. 2.2,а). У другому випадку випуск продукції відбувається лише після завершення певного циклу (рис. 2.2,б). Якщо розглядати усталений технологічний режим, то для всіх виробництв можна умовно прийняти, що випуск продукції відбувається безперервно з інтенсивністю n_0 одиниць на годину. Тоді зміну випуску продукції в результаті ПНРЕ можна представити на рис. 2.3. Порушення електропостачання призвело до зниження випуску продукції (ділянка АВ на рис. 2.3,а) до деякого значення $n_е$. У деяких випадках, наприклад, при перервах електропостачання, випуск продукції повністю припиниться (рис. 2.3,б).

Порушення нормального режиму електропостачання може призвести до випуску бракованої продукції $П_{бр}$. Відношення $П_{бр}$ до номінального годинного випуску продукції $\underline{n}_0$ називають приведеним часом випуску бракованої продукції $t_{бр}$ (або приведеним часом браку). Якщо врахувати недовипуск продукції за час $t_е$, $t_{тех}$ та $t_{бр}$, а також випуск продукції за час $t'_е$ та $t'_{тех}$, то отримаємо умовний час простою технологічного процесу в результаті ПНРЕ.

$$t'_п = t_е + t_{тех} + t_{бр} - t'_е - t'_{тех}.$$



Рисуноку 2.3 - Зміна погодинного випуску продукції при порушенні нормального режиму електропостачання, його перерві та відновленні технологічного процесу

2.3 Обґрунтування критерію оцінки надійності електропостачання

Сучасні дані про питомі збитки від порушення електропостачання, як правило, базуються на закордонних даних. Так, для скандинавських країн проаналізовано понад 103000 споживачів. З огляду на це, вартість збитків запропоновано визначати за формулою:

$$З_0=a+T\delta, \quad (2.1)$$

де a – фіксована частина збитку, дол. США/кВт; δ – змінна частина збитку, дол. США/(кВт·год); T – тривалість відсутності електропостачання, год.

Збиток при відмові електропостачання підраховується з урахуванням споживаної потужності P:

$$З_0=a+T\delta P \quad (2.2)$$

Таблиця 2.1 Середнє значення коефіцієнтів а и δ [6]

Питомі збитки	Сільські	Побутові	Промислові	Обслуговування	Муніципальні
Постійна складова *a*, дол. США/ кВт	0	0	1,2	1,1	0,5
Постійна складова δ, дол. США/ (кВтч)	8,1	1,6	12,2	7,8	4,8

З огляду на викладене, можна стверджувати, що на сьогоднішній день не існує обґрунтованих величин питомих збитків для споживачів сільського господарства, а наявні дані не дозволяють припустити невизначений характер питомих збитків від недопостачання електроенергії через ймовірні відмови електрообладнання. В результаті оцінку надійності електропостачання неможливо проводити за величиною збитків, і необхідно переходити до інших, більш стійких і достовірних показників. Як такий показник надійності елемента або схеми електропостачання в цілому пропонується величина

недопостачання електроенергії через ймовірні відмови електрообладнання та елементів схеми $W_в$, що визначається за рік за рівнянням [10]:

$$W_H = \sum_{i=1}^{n} P_i \sum_{j=1}^{N} \left(\omega_{ij} \tau_{ij} + \gamma \lambda_{ij} t_{ij} \right), \quad (2.3)$$

де ω_{ij}, λ_{ij} – частота відмов на рік i-го елемента на j-й ділянці аварійна та планова, τ_{ij} та t_{ij} – тривалість однієї відмови i-го елемента на j-й ділянці аварійна та планова, γ=0,33 – коефіцієнт, що враховує меншу тяжкість планових відключень [2].

На основі аналізу літературних даних про частоту відмов та їх тривалість для елементів СЕС, можна стверджувати, що в залежності від рівня експлуатації мереж, району їх прокладання та багатьох інших факторів, показники надійності мереж коливаються в широких межах. Як приклад, у наступній таблиці наведено дані про межі зміни частоти відмов ω, середньої тривалості аварійних відключень τ, добутку частоти планових відключень λ на середню тривалість планових відключень t для деяких елементів СЕС (табл. 2.2) на основі статистичних аних одного із РЕМ АТ «Житомиробленерго».

Таблиця 2.2 - Межі зміни показників надійності елементів СЕС

Елементи схеми	ω, відмов/рік	τ, г/відмова	λ*t, г/рік
ПЛ 110 кВ (на 100 км)	0,5-5	10-14	40-120
Вимикач 110 кВ	0,015-0,05	23-50	30-35
Роз'єднувач 110 кВ	0,0001-0,015	2-4	2-8
Трансформатор 110/35/10.	0,005-0,03	90-200	25-30
Вимикач 35 кВ	0,0004-0,25	1,5-10	2,4-18
Роз'єднувач 35 кВ	0,0001-0,075	1,5-4	2-8
Кабель 10 кВ (на 100 км)	0,5-5	12-40	0-8
ПЛ35 кВ (на 100 км)	2-2,5	4,8-12	0-34
Трансформатор 10/04 кВ	0,0015-0,12	10-100	5-15
Запобіжник 10 кВ	0.02-0,25	2	0

За допомогою питомої пошкоджуваності можна визначити кількість годин перерви в електропостачанні у споживачів, наприклад, для СЕС 110/35/0,4 кВ:

$$T_{еп}=T_{ПЛ}+T_{110/35}+T_{ПЛ}+T_{10/0,4}+T_{ПЛ0,4} \quad (2.4)$$

де $T_{еп}$ - час перерви в електропостачанні електроприймача за рік, год; $T_{ПЛ110}$, $T_{ПЛ110}$, $T_{ПЛ0,38}$ - час перерви електропостачання за рік через ймовірні

відмови ПЛ 110, ПЛ 35 та ПЛ 0,4; Т110/10 та Т10/0,4 — електропостачання за рік через ймовірні відмови підстанцій 66/15, 15/0,4.

Таблиця 2.3 Середньостатистичні дані про питому пошкоджуваність елементів СЕС

Елементи схеми	α, ч/км*рік)
ПЛ- 110 кВ (одноланцюгова)	0,4
ПЛ 110 кВ (дволанцюгова)	0,16
ПЛ 35 кВ (одноланцюгова)	0,7
ПЛ 35 кВ (дволанцюгова)	0,28
ПЛ 6-10 кВ (дноланцюгова)	0,9
ВЛ 0,38 кВ (дноланцюгова)	1,3
Трансформатор підстанції	Т=12 г/рік

Висновки по другому розділу

Найбільш відчутно на роботі приймачів електроенергії та технологічних процесах позначаються раптові перерви електропостачання. Вони можуть призвести до пошкодження обладнання та інструменту, псування сировини та матеріалів, браку продукції, а в ряді випадків до великих аварій та вибухів.

Втрати споживачів під час перерв електропостачання з попереднім попередженням визначаються втратами, викликаними необхідністю зупинки та подальшого пуску технологічних установок, простоєм персоналу, а також недовиробництвом продукції за час простою.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНКА ЗБИТКІВ ВИЗВАНИХ ПОРУШЕННЯМ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Основи збору інформації для визначення збитків від ПНРЕ

Незважаючи на різноманітність технологічних процесів у виробництві, можуть бути рекомендовані єдині основи щодо збору та обробки вихідної інформації, необхідної для визначення збитків, спричинених ПНРЕ (порушення нормального режиму електропостачання). Збитки визначаються стосовно кожного технологічного агрегату. Повний збиток оцінюється як сума збитків по всіх технологічних агрегатах.

Технологічний агрегат може складатися з декількох різних механізмів, апаратів і пристроїв, пов'язаних між собою єдиним технологічним процесом. Він може працювати незалежно від інших агрегатів за наявності запасів заготовок і можливості накопичення напівфабрикату, тобто за наявності проміжних складів. Отже, єдиним технологічним агрегатом є група механізмів, апаратів і пристроїв, обмежена проміжними складами. Величина збитків залежить від числа та тривалості ПНРЕ, від часу відновлення технологічного процесу, від кількості продукції, що потрапляє у брак через ПНРЕ, і т. д. Всі ці показники мають випадковий характер. При розрахунках визначають значення математичного сподівання збитків, виходячи зі значень математичного сподівання числа та тривалості ПНР електропостачання, часу відновлення технологічного процесу і т. д. Тому в подальшому необхідно мати на увазі, що розглядаються математичні сподівання цих параметрів, які в даному випадку являють собою середнє значення з деякого числа дослідних значень [12].

Необхідно виявити, як відображається на роботі агрегату ПНРЕ; чи не виникають пошкодження в агрегаті або його елементах; чи має місце псування сировини або перероблюваного продукту, брак або зниження сортності продукції; чи виникає розладка технологічного процесу; яка тривалість відновлення нормального технологічного режиму після відновлення режиму

електропостачання, чи є простій експлуатаційного персоналу. Необхідно також визначити, як відобразиться на роботі інших агрегатів порушення нормального режиму роботи розглянутого агрегату.

Такий аналіз дозволить встановити ступінь впливу ПНРЕ на роботу агрегату. Якщо цей вплив невеликий, то можна вважати, що ПНРЕ не відображається на роботі агрегату. В іншому випадку необхідно отримати додаткові дані, які дають можливість визначити збитки, спричинені ПНРЕ.

Наприклад, для визначення збитків, спричинених раптовими перервами електропостачання, повинні бути виявлені річне число перерв електропостачання агрегату; мінімальний час перерви електропостачання, який відображається на роботі розглянутого агрегату; час, необхідний для доведення технологічного процесу до нормального режиму після відновлення електропостачання; кількість продукції, яка потрапляє в брак через перерву електропостачання; кількість зіпсованої сировини та матеріалів; збільшення витрати сировини, матеріалів та праці на налаштування і доведення технологічного режиму до нормального після перерви електропостачання; кількість продукції, що випускається за час від моменту відновлення електропостачання до відновлення номінального режиму технологічного процесу; можливість і спосіб відшкодування недовиробленої продукції; інструмент та обладнання, що вийшли з ладу, а також скорочення їх терміну служби; витрати на додатковий ремонт інструменту або обладнання; годинний і річний випуск продукції при номінальному режимі; планове число годин роботи; фонд заробітної плати виробничих робітників, які працюють понаднормово, і персоналу, пов'язаного з обслуговуванням обладнання, що залучається до понаднормових робіт; коефіцієнт, що враховує збільшення оплати за роботу в понаднормовий час; змінна частина витрат виробництва, віднесена до одиниці продукції, яка змінюється при форсуванні режиму; коефіцієнт, що враховує збільшення витрат на одиницю продукції при форсуванні виробничого (технологічного) режиму; кратність форсованого

режиму; вартість основних і обігових коштів; постійна частина річних витрат виробництва та ін.

3.2 Визначення та облік збитку при порушенні нормального режиму роботи системи електропостачання

Можливість визначення та обліку збитку при порушенні нормального режиму роботи системи електропостачання, його структури та форми необхідно розглядати стосовно конкретної задачі. До вирішення задач оптимізації надійності енергопостачання народного господарства в цілому, енергосистем, конкретних систем електропостачання потрібні різні підходи. Відповідно слід використовувати і різні методи економічної оцінки збитків. Більше того, форма обліку збитку, його структура залежать від ієрархії системи, що розглядається.

Наприклад, при вирішенні питання про надійність енергопостачання народного господарства збиток від незабезпечення його запланованою кількістю енергетичних ресурсів (неосвоєння намічених паливних баз, запізнення з введенням нових потужностей і т. п.) можна вважати по втраті національного доходу, оскільки безумовно існує залежність

$$Д = f(W_1, W_2, \ldots, W_i, \ldots, W_n)$$

(де Д – національний дохід; W_i – кількість i-го енергетичного ресурсу, наміченого до видобутку і використання). В цьому випадку можна користуватися показниками питомого збитку, що оцінюється по втраті національного доходу на одиницю недоотриманих в народному господарстві енергетичних ресурсів (тисячі тон умовного палива, мільйони кіловат-годин електроенергії і т. д.). Перевагою використання такого показника в даних задачах є можливість обґрунтованої оцінки прогнозу збитку, оскільки в планах розвитку народного господарства на п'ятирічку або більш віддалений період достатньо точно визначаються і національний доход і кількість намічених до видобутку (виробництва) твердого, рідкого і газоподібного палива, електроенергії. Наприклад, якщо на рівні 2020 р. планом розвитку країни передбачено отримання національного доходу $Д$, а сумарне виробництво

енергоресурсів намічено W, то в першому наближенні можна вважати, що на одиницю енергоресурсу приходиться національний доход $d=Д/W$. Отже, якщо народне господарство в 2020 р. не отримає енергетичних ресурсів, то це призведе до зменшення національного доходу (тобто до збитку) на

$$З = d\Delta W=Д\Delta W/W$$

Порушення нормального режиму електропостачання тією чи іншою мірою відображається на економічних характеристиках як окремих приймачів енергії, так і підприємства в цілому. Ступінь цього впливу залежить від великої кількості факторів, які визначаються як видом і тривалістю ПНРЕ, так і особливостями технологічних процесів.

При оцінці збитків зазвичай припускають, що нормальний режим електропостачання відповідає оптимальному режиму роботи електроприймачів, тобто режиму, при якому технологічний процес здійснюється при мінімальних витратах [12]. Однак таке твердження є досить умовним, оскільки при проєктуванні, наприклад, електричних машин, апаратів, печей, електролізних установок і технологічних процесів виходять з умов оптимального (зазвичай номінального) навантаження, а фактично в процесі експлуатації навантаження відрізняється від номінального. Крім того, оптимальний режим технологічного процесу визначається економічними характеристиками установки в цілому, а не тільки електроприймачів. Тому при оцінці збитків, викликаних ПНРЕ, необхідно виходити зі змін загальних економічних характеристик технологічного процесу та його приймачів електроенергії. Як зазначено в попередньому розділі загальний збиток $З$ складається з двох складових: прямого збитку $З_{п}$ і збитку, що визначається недовипуском продукції, — додаткового збитку $З_{д}$, тобто

$$З=З_{п}+З_{д}.$$

Незважаючи на різноманіття можливих видів НПРЕ, різний ступінь їхнього впливу та відмінності технологічних процесів і видів виробництв, можна встановити загальну закономірність. Прямий збиток дорівнює сумі наступних трьох складових: збитку $З_{п0}$, що визначається самим фактом

виникнення ПНРЕ, збитку $З_{п}(t_{е})$ та збитку $З_{п}(t_{тех})$, який враховує додаткові витрати на відновлення технологічного процесу до номінального режиму після відновлення нормального електропостачання, тобто.

$$З_{п} = З_{п0} + З_{п}(t_{е}) + З_{п}(t_{тех}).$$

Для оцінки збитку З, що виникає у великих регіонах або в країні загалом при зниженні якості електроенергії в енергосистемах, може бути рекомендована наступна формула:

$$З = З_{п.f} + З_{п.н} + З_{е.f} + З_{е.н} + З_{н.с},$$

де $З_{п.f}$ — збитки споживача через відхилення частоти; $З_{п.н}$ — збитки споживача через відхилення напруги; $З_{е.f}$ — збільшення втрат електроенергії через відхилення частоти; $З_{е.н}$ — збільшення втрат електроенергії через відхилення напруги; $З_{н.с}$ — збитки від несиметрії та несинусоїдальності напруги.

Численні розрахунки різних авторів показують, що складова збитку $З_{нс}$ значно менша за $З_{п}+З_{е}$ і тому з розрахунку може бути виключена.

Зменшення потужності, споживаної електроустановками при зниженні частоти і напруги, може бути оцінено за допомогою регулюючих ефектів k_{f} і k_{u}. Для великих регіонів можна прийняти k_{f} і k_{u} рівними 2—3. Тоді при споживанні електроенергії зниженої якості, що характеризується показником $\Delta П$, недовиробництво електроенергії стандартної якості дорівнює [12]:

$$\Delta W = \sum_{1}^{n} k_{f} \Delta П_{f,i} W_{i} + \sum_{1}^{к} k_{u} \Delta П_{u,j} W_{j},$$

де W_i, W_j — споживання електроенергії з відхиленням якості електроенергії за даним показником на $\Delta П$ ($\Delta П$ визначається як відношення відхилення до стандартного значення даного показника, наприклад, якщо частота дорівнює 49,6 Гц, то $\Delta П_{f} = 0{,}4/50$).

Відповідно, збитки споживача, спричинені споживанням електроенергії нестандартної якості, що оцінюються як збитки в виробництві від недовиробництва електроенергії стандартної якості, дорівнюють $З = d\Delta W$ або

$$З_n = \left(60/E_o + 0{,}31\right)\left(\sum_1^n k_f \Delta П_{f,i} W_i + \sum_1^\kappa k_u \Delta П_{u,j} W_j\right).$$

Обчислення, виконані в останні роки для оцінки збільшення втрат електроенергії в мережах від відхилення частоти та напруги від стандартного значення, дають наступні значення для $З_{e,f}$ та $З_{e,u}$.

$$З_{e,f} = 0{,}001 \cdot W_f \cdot b \quad \text{та} \quad З_{e,u} = 0{,}012 \cdot W_u \cdot b,$$

де b — вартість 1 кВт·год; W_f — кількість електроенергії, виробленої при напрузі нижче 49,9 Гц; W_u — кількість електроенергії, спожитої при напрузі нижче $0{,}95U_{ном}$.

Збитки, спричинені ПНРЕ (порушеннями нормального режиму енергопостачання), мають імовірнісний характер. Це визначається не тільки імовірнісним характером ПНРЕ, але й тим, що збитки залежать від збігу цих порушень з тією чи іншою зоною технологічного процесу.

Але навіть за однієї й тієї ж імовірності збігу порушення режиму енергопостачання з певним етапом технологічного процесу, збитки будуть різними, оскільки енергоекономічна характеристика технологічного процесу залежить від багатьох випадкових факторів — складу сировини, номенклатури продукції, що випускається в даний момент, кваліфікації обслуговуючого персоналу, організації ремонтно-відновлювальної служби тощо.

Висновки по третьому розділу

За однієї й тієї ж імовірності збігу порушення режиму енергопостачання з певним етапом технологічного процесу, збитки будуть різними, оскільки енергоекономічна характеристика технологічного процесу залежить від багатьох випадкових факторів — складу сировини, номенклатури продукції, що випускається в даний момент, кваліфікації обслуговуючого персоналу, організації ремонтно-відновлювальної служби тощо.

ВИСНОВКИ

Незважаючи на різноманітність технологічних процесів у виробництві, можуть бути рекомендовані єдині основи щодо збору та обробки вихідної інформації, необхідної для визначення збитків, спричинених ПНЕР (неплановими незапланованими режимами електропостачання). Збиток визначається стосовно кожного технологічного агрегату. Повний збиток оцінюється як сума збитків по всіх технологічних агрегатах.

Технологічний агрегат може складатися з декількох різних механізмів, апаратів та пристроїв, пов'язаних між собою єдиним технологічним процесом. Він може працювати незалежно від інших агрегатів за наявності запасів заготовок та можливості накопичення напівфабрикату, тобто за наявності проміжних складів. Отже, єдиним технологічним агрегатом є група механізмів, апаратів та пристроїв, обмежена проміжними складами. Величина збитку залежить від числа і тривалості ПНЕР, від часу відновлення технологічного процесу, від кількості продукції, що потрапляє у брак через ПНЕР, і т. д. Всі ці показники мають випадковий характер. При розрахунках визначають значення математичного очікування збитку, виходячи із значень математичного очікування числа і тривалості ПНЕР електропостачання, часу відновлення технологічного процесу і т. д. Тому в подальшому необхідно мати на увазі, що розглядаються математичні очікування цих параметрів, які в даному випадку представляють собою середнє значення з деякого числа дослідних значень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОІ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАІНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.

2. https://www.ztoe.com.ua/news.php?id=255

3. Чернюк А.М., Кирисов І.Н., Черевик Ю.О. Аналіз перспектив розвитку систем розподіленої генерації електроенергії в Україні. [Електронний ресурс]. / А.М. Чернюк, І.Н. Кирисов, Ю.О. Черевик // Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки: Енергетика. – Том 32 (71) № 3, 2021, С. 239-246. URL: https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.3/36 .

4. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. – 2011. – № 1. С. 46–53.

5. Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95с.

6.Bud'ko I.A., Levin M.S., Leshchinskaya T.B. Vybor secheniy provodov raspredelitel'nykh liniy s uchetom rosta nagruzok // Elektrichestvo. 1976. №5. S. 71-74.

7. Далека В. Х. Надійність електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних систем : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти всіх форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітніх програм : «Електричний транспорт», «Електричні системи і комплекси транспортних засобів», «Електротехнічні системи електроспоживання», «Магістральні електричні мережі : управління, експлуатація та розвиток», «Світлотехніка і джерела світла», «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / В. Х. Далека, Н. І. Кульбашна ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 116 с.

8. Про затвердження критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері автомобільного транспорту та визначається періодичність проведення планових заходів державного нагляду (контролю) Державною службою з безпеки на транспорті : Постанова Кабінету Міністрів України від 15 січня 2020 р. № 7. // Офіційний вісник України. – 2020. – № 9. – С. 168–175.

9. Березуцький В. В. Небезпечні виробничі ризики та надійність : навч. посіб. / В. В. Березуцький, М. І. Адаменко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. 12

10. Дзюба Л. Ф. Надійність технічних систем і техногенний ризик : навч. посіб. / Л. Ф. Дзюба, М. І. Кусій, О. В. Меньшикова. – Львів : Вид-цтво ЛДУ БЖД, 2017. – 192 с.

11. Рожков П. П. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» для магістрів денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 85 с.

12. Про затвердження методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру : Постанова Кабінету Міністрів України від 15 лютого 2002 р. № 175. // Офіційний вісник України. – 2002. – № 8. – С. 170–195.