

УДК 621.311

Федосенко М.М. канд.техн. наук, доцент
Довгаль М.О.Кафедра електропостачання
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДУ СТАТИСТИЧНИХ ВИПРОБУВАНЬ ДЛЯ
АНАЛІЗУ ВПЛИВУ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ НА ОЦІНКУ
ЯКОСТІ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

Анотація: У даній роботі розглядаються розрахункові моделі оцінювання показників якості напруги в розподільних електричних мережах, а також питання інформаційного забезпечення задач оптимізації якості електричної енергії та підтримки відповідних режимів. Вирішення поставлених завдань дозволяє оцінити достовірність розрахунків режимів напруги в розподільних мережах.

Ключові слова: якість електричної енергії, відхилення напруги, інформаційна модель, достовірність інформації, інформаційно-обчислювальний комплекс, система електропостачання.

Abstract: This paper also considers the optimization of voltage in electrical distribution networks, as well as ensuring the quality of electricity and maintaining appropriate modes. The conclusion of the set tasks allows to better determine the quality of voltage in distribution networks.

Keywords: quality of electric energy, voltage deviation, information model, reliability of information, information and computer complex, electric power system.

Вступ. Вирішення проблеми забезпечення задачі оцінювання та підвищення якості електричної енергії в розподільних електричних мережах передбачає вибір доцільних математичних методів та моделей реалізації задач оптимізації. Потребують подальшого дослідження науково-технічні проблеми аналізу потоків технічної інформації, а також комплекс задач з оцінки достовірності вихідної інформації, дослідження її впливу на розрахунок та оптимізацію параметрів режиму, визначення необхідних шляхів уточнення вихідних даних та вибору доцільних розрахункових моделей з розробкою програмного забезпечення цих задач.

Математичні моделі оцінювання та оптимізації режимів напруги розподільних електричних мереж зазвичай є досить громіздкими, тому практичне застосування аналітичних методів в значній мірі залежить від обґрунтованості припущень та спрощень, які приймаються при розрахунках, здійснюваних для систем електропостачання, що відносяться до класу складних систем.

Мета та завдання дослідження. Ознайомитися з методами оцінки та підвищення достовірності інформації, розрахунків та оптимізації режимів напруги в розподільних електричних мережах, з метою вибору оптимальної інформаційної моделі в задачах забезпечення якості електричної енергії та підтримки оптимальних режимів.

Матеріал та результат дослідження.

Розподільні електричні мережі – промислові, міські та сільські – займають важливе місце в енергетиці. На лінії 0,38 – 20 кВ припадає 80% загальної протяжності ЛЕП. До електропостачання висувається ряд вимог – споживачі повинні отримувати якісну електричну енергію, з достатнім ступенем надійності. При цьому мають підтримуватись оптимальні втрати потужності та енергії в мережах при врахуванні різного роду обмежень, обумовлених

параметрами обладнання [1].

Відхилення напруги на шинах споживачів відноситься до основних показників якості. Різниця напруги від номінального значення впливає на економічність режиму, довговічності, продуктивності роботи електроприймачів, до порушення нормального функціонування останніх, псування устаткування і продукції.

Є фактори, що впливають на точність оцінок. В першу чергу, це похибки визначення розрахункових навантажень, помилки в розрахункових параметрах схем заміщення елементів мережі, неврахування коливань напруги в мережах 35-110 кВ і дискретності регулювання в центрі живлення (ЦЖ), відміни математичного очікування справжнього закону регулювання в ЦЖ від теоретичного, несиметрія навантажень і напруг, невизначеність інформації про параметри елементів і навантаження мереж напругою до 1000В, похибки, що вносяться спрощеними розрахунковими моделями.

Розглянуто вплив кожного з приведених факторів. Величини похибок визначають у відсотках щодо номінальної напруги, що дозволяє порівняти результати окремих розрахунків між собою, а також з вимогами [2].

В якості точок контролю прийнято:

- шини 6-10 кВ джерела живлення;
- шини НН ТП;
- найбільш віддалені споживачі мережі 0,38 кВ.

Оцінюються: помилки розрахункового значення відхилення напруги $\delta \bar{V}_{\text{розн.}}$; імовірні похибки $\delta \bar{V}_{\text{змін.}}$ оцінки відхилення напруги в точках за даними одного виміру щодо дійсного значення; вірогідні розбіжності результатів розрахунку і даних одного виміру $\delta \bar{V}_{\text{р.в.}}$.

Розглянуто вплив похибок визначення коефіцієнтів потужності навантажень на розрахунки напруги. Можливості оцінювання значень $\cos \varphi$ у вузлах міських розподільних мереж досить обмежені. Лічильники «реактивної потужності» встановлюють здебільшого на стороні 6-10 кВ трансформаторів ЦЖ і на лініях 6-10 кВ.

Проведення поточних вимірів $\cos \varphi$ для кожної трансформаторної підстанції (ТП) поки неможливо. Враховуючи те, що значна частина споживачів міських електричних мереж не веде обліку реактивної енергії, в розрахунках вимушено використовують значення коефіцієнта потужності, прийняті по довідниковим даним для відповідних типів споживачів.

Аналіз довідникових даних свідчить, що для багатьох типів споживачів можлива похибка визначення $\cos \varphi$ знаходиться в межах 0,05-0,10. Викликана вона тим, що зазвичай наводиться «вилка» значень для кожного типу споживачів, а також розбіжностями даних різних довідників. Крім того, в ряді випадків склад навантаження не може бути в достатній мірі визначений, що також призводить до похибок в розрахункових значеннях $\cos \varphi$.

В таблиці 1 приведено значення втрат напруги ΔU_T в обмотках трансформаторів 400 та 630 кВА, в залежності від $\cos \varphi$, а також величини ΔU – різниці суміжних значень ΔU_T (у відсотках до U_H) при повному завантаженні трансформаторів.

На режим напруги значний вплив здійснює струм, який протікає по нульовому проводу. Величина складових нульової послідовності напруги U_0 залежить від струму I_0 , викликаного несиметрією навантажень фаз, та опору Z_0 схеми заміщення нульової послідовності - $U_0 = I_0 Z_0$.

Таблиця 1 - Втрати напруги ΔU_T в обмотках трансформаторів 400 та 630 кВА

$\cos\varphi$	$S_T = 400 \text{ кВА}, r_T = 3.6 \text{ Ом}, X_T = 11.3 \text{ Ом}$		$S_T = 630 \text{ кВА}, r_T = 3.6 \text{ Ом}, X_T = 11.3 \text{ Ом}$	
	$\Delta U_T \%$	$\Delta U \%$	$\Delta U_T \%$	$\Delta U \%$
1.00	1.45	1.38	1.27	1.70
0.95	2.83	0.46	2.97	0.60
0.90	3.29	0.57	3.57	0.74
0.80	3.86	0.42	4.31	0.53
0.70	4.28		4.84	

При розподілі навантаження між фазами практично завжди струм нульової жили перевищував 20% від середнього струму навантаження фаз. Якщо ж врахувати практичну

неможливість проводити детальні вимірювання та роботи з регулювання розподілу навантажень між фазами, то слід очікувати, що в мережах має місце більш суттєва несиметрія навантажень та напруг.

Так, в результаті обробки даних вимірювань навантажень трансформаторів 6-10/0,4 кВ та ЛЕП 0,38 кВ отримані розподілення (рисунок 1) коефіцієнту невідновженості навантажень - $K_{\text{ну}} = I_o/I_{\text{сер}}$.

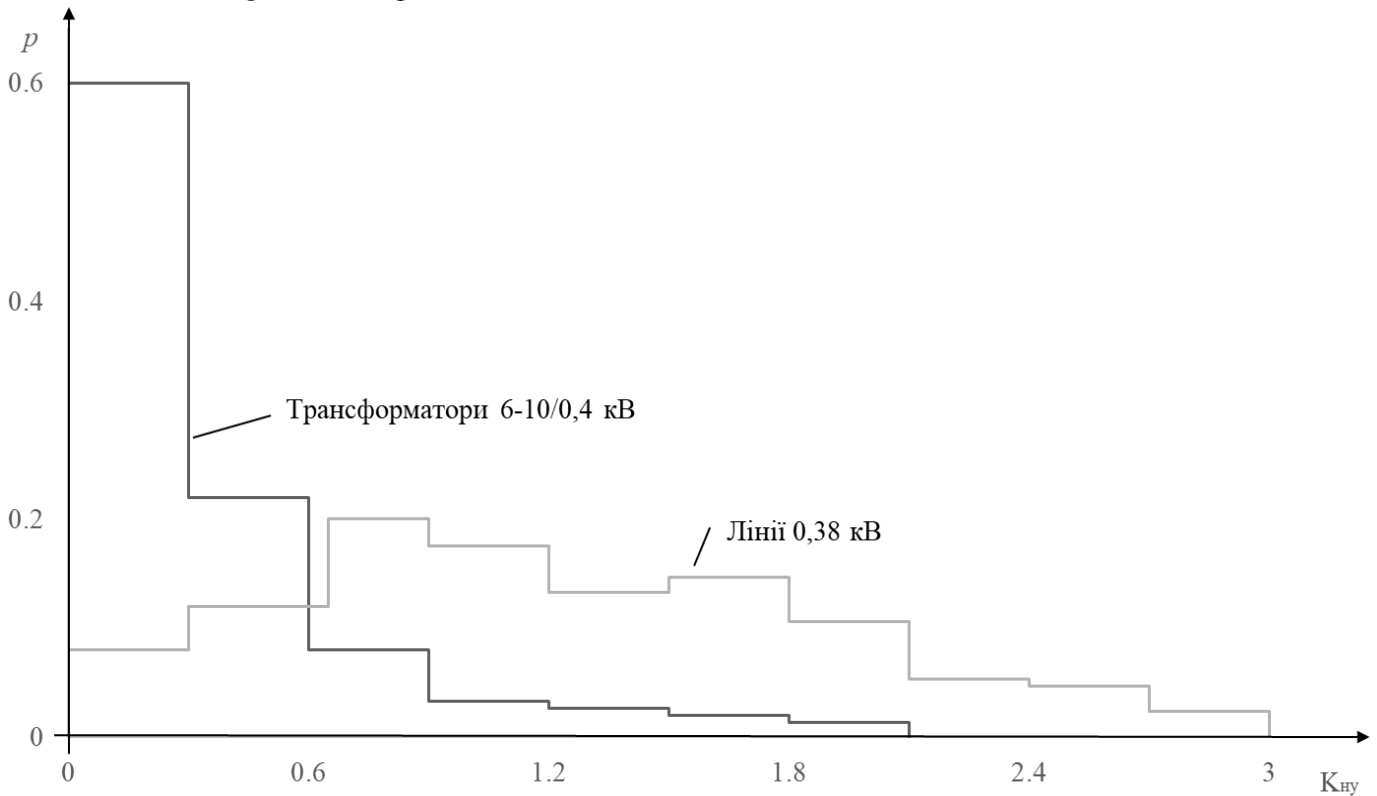


Рисунок 1. Гістограми розподілу коефіцієнту невідновженості навантажень

На рисунку 2 приведені відповідні гістограми. В загальному випадку Z_i приймає значення від 0,2 Ом, а I_j – до 100 А. Структура мереж неоднорідна як по складу споживачів, так і по величині навантажень вузлів, опору ділянок ЛЕП між вузлами. Неоднорідні дані як для різних міст, так і для різних районів одного міста. Тому для оцінки можливої похибки розрахунків показників режиму напруги необхідно лише проводити в кожному конкретному випадку цикл розрахунків за допомогою методу М-К [3], або, що більш зручно та прийнято, побудувати та використовувати графічні залежності імовірних помилок шуканих параметрів від невизначеності вихідної інформації при заданих вхідних умовах.

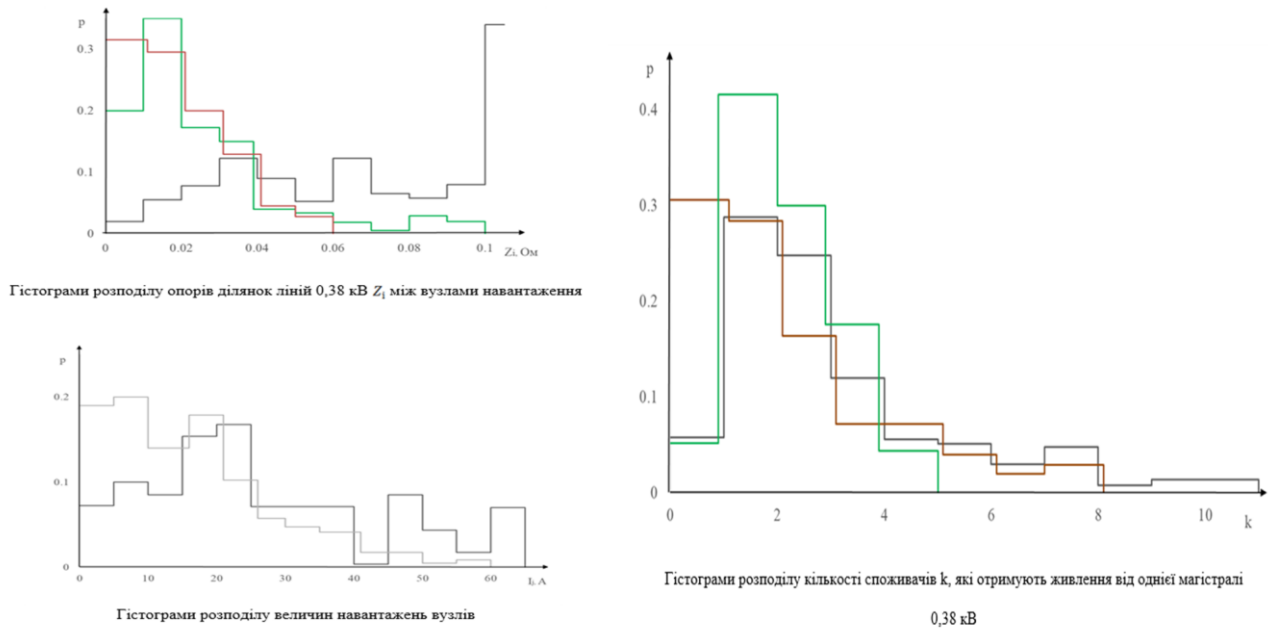


Рисунок 2. Гістограми розподілу оцінюваних розрахункових показників

Зміни напруги у живлячій мережі викликані необхідністю вирішення ряду режимних задач, а також характером електричних навантажень. Виміри свідчать, що навіть у часи відносно стабільних навантажень в мережі 35-110 кВ постійно спостерігаються коливання напруги в межах $\pm(1,0-1,5)\% U_H$. В ряді випадків розмах відхилень для відносно невеликих проміжків часу сягає значень $3-5\% U_H$. Неврахування цього фактору при відсутності засобів автоматичного регулювання напруги (АРН) суттєво впливає на оцінку якості напруги.

У випадку застосування АРН в розрахунок вносяться похибки через відмінності дійсного закону регулювання від теоретичного, викликані дискретністю регулювання, наявністю зони нечутливості, витримки часу спрацьовування РПН, похибками налаштування приладів автоматики.

На відрізках часу, коли напруга збільшується або зменшується безперервно, середнє значення напруги відхиляється від заданої на величину $(\Delta U_{\text{неч}} - \Delta U_{\text{ст}})/2$ [4] зі знаком, протилежним необхідній зміні напруги у часі. На ділянках стаціонарності графіка напруги є рівна імовірність дії перемикача в сторону підвищення та зниження. В [5] пропонується імовірність відхилення напруги в межах зони нечутливості визначати наступними виразами:

а) для середньої частини зони

$$= \left(2 - \frac{\Delta U_{\text{неч}}}{\Delta U_{\text{ст}}}\right) + \left(\frac{2\Delta U_{\text{ст}}}{\Delta U_{\text{неч}}} - 1\right), \quad (1)$$

б) для краю зони

$$= \left[0.5 \left(\frac{\Delta U_{\text{неч}}}{\Delta U_{\text{ст}}} - 1\right)\right] \div \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{ст}}}{\Delta U_{\text{неч}}}\right). \quad (2)$$

За допомогою методу статистичних випробовувань проведено розрахунки з оцінювання впливу нерівномірного повздовжнього розподілу навантажень в лініях на режим напруги з визначенням можливих похибок в розрахунках з використанням спрощених моделей

низьковольтних мереж, в яких приймається допущення щодо рівномірного розподілу електричного навантаження ліній вздовж лінії. Ймовірнісне моделювання здійснювалось для широкого спектру величин сумарних навантажень, електричних опорів ліній, реальної кількості R вузлів споживання на лініях, тощо. Побудовано графіки розподілу напруги вздовж ліній, а також довірчі границі оцінок напруги (рисунок 3). По горизонтальній вісі відкладалась відносна до сумарної величина навантаження лінії, в по вертикальній – значення втрат напруги від початку ЛЕП до розглядуваної точки. На рисунках цільними лініями позначені математичні очікування, а штриховими – довірчі межі відхилення напруги для різних R . Наприклад, позначення « $R = 4$ » та відведені до кривих три стрілки означають, що дані лінії представляють математичне очікування (середня лінія) і довірчі межі (верхня та нижня) імовірних значень втрат напруги до різних точок в мережі в випадку, якщо для розрахунку ЛЕП, яка живить чотири вузли при даному $I_{\Sigma} Z_{\Sigma}$, застосуємо модель, яка передбачає рівномірний розподіл навантаження вздовж лінії.

Графіки наведені для значень $I_{\Sigma} Z_{\Sigma} = 5 - 40$. Передбачається, що імовірність появи події $I_{\Sigma} Z_{\Sigma} > 40 \text{ А} \cdot \text{Ом}$ мала, оскільки втрата напруги до найбільш віддаленої точки в цьому випадку при рівномірно розподіленому навантаженні близька до $10\% U_H$, тобто охоплюється весь діапазон допустимих значень відхилення напруги. А оскільки переріз ліній напругою до 1000 В визначається по допустимій втраті напруги (зазвичай $5,0-7,5\% U_H$), то практично $\Delta U_{0,38} > 10\%$ може мати місце в післяаварійних режимах, або у випадку, коли навантаження з плином часу значно зростає. В останньому випадку слід приймати такі, наприклад, дії, як підсилення перетинів і т.п.

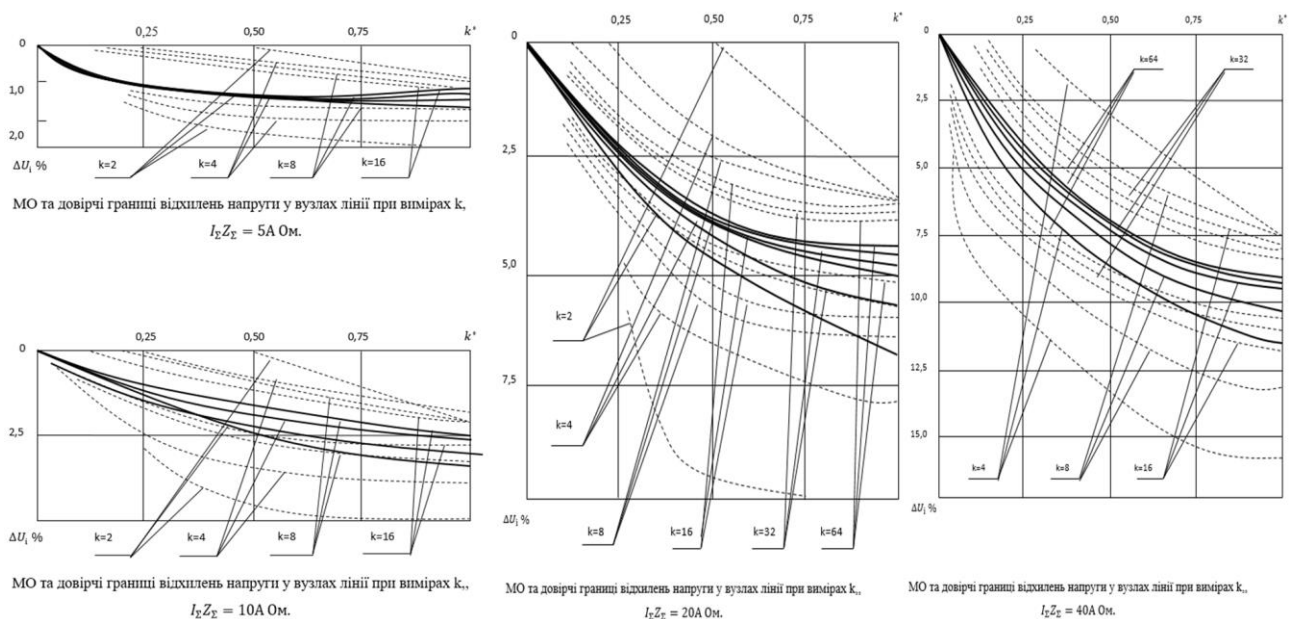


Рисунок 3. МО та довірчі границі відхилень напруги у вузлах лінії при вимірах k

По отриманим залежностям можна оцінити похибки визначення відносної кількості споживачів R_{HK}^* , втрата напруги до яких не перевищує заданого рівня з довірчою імовірністю β [3]. Достатньо для визначення R_{HK}^* провести лінію, паралельну до осі абсцис зі значенням ординати, яка дорівнює заданому. Проекції на вісь абсцис точок пересікання проведеної лінії з кривими математичного очікування і довірчих границь для різних R дадуть нам значення довірчих меж відносної кількості споживачів, які отримують живлення при напрузі вище від

розглядуваного рівня. Для оцінки можливої похибки розрахунку рівнів напруги в заданій точці необхідно проводити лінії паралельно до осі ординат.

На рисунку 4 приведено залежності можливої похибки розрахунку рівнів напруги з $\beta = 0,95$ для різного числа k споживачів, які отримують живлення по даній магістралі, в залежності від величини моменту $I_{\Sigma} Z_{\Sigma}$. В загальному випадку величина похибок досягає 1,0-1,5% U_H , а при $k < 8$ може приймати значення 3,0-3,5% U_H . Відповідно, при малих кількостях реальних вузлів споживання k застосування спрощених моделей може спричинити недопустимі похибки розрахунку рівнів напруги. Похибки такого ж порядку вносить в розрахунок наявність серед споживачів лінії зосередженого навантаження величиною 30% I_{Σ} і більше. Для підвищення точності в цьому випадку слід розрахункове навантаження представляти двома складовими: зосередженою та рівномірно розподіленою залишковою частиною I_{Σ} .

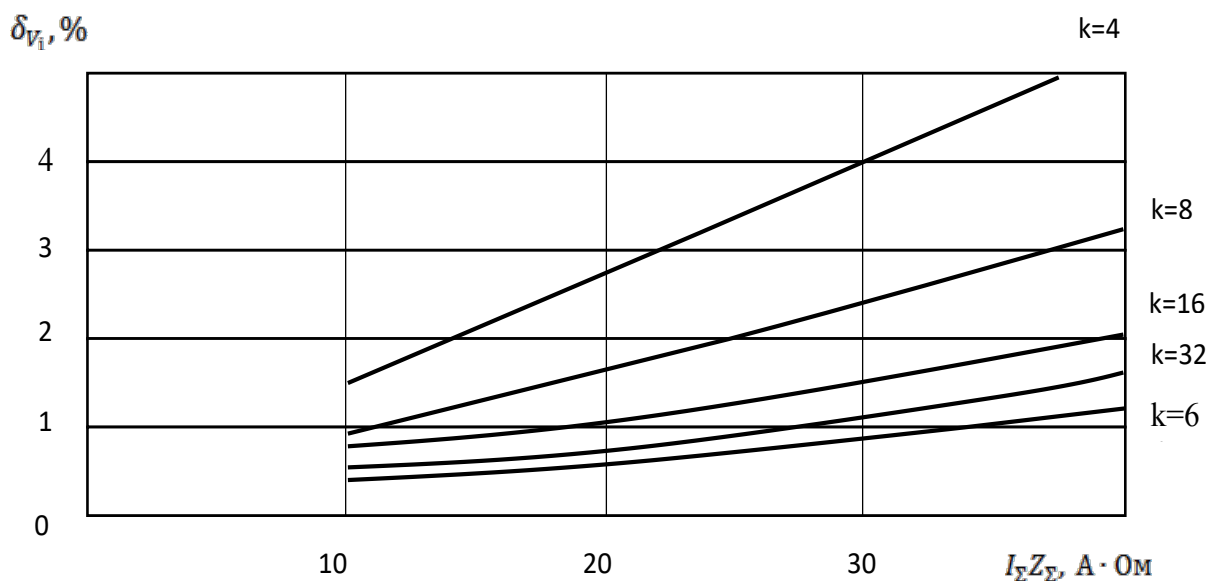


Рисунок 4. Залежності можливих похибок розрахунку рівнів напруги від величини моменту та кількості споживачів k на лінії

Таким чином, розглянуті моделі мережі 0,38 кВ можуть гарантувати необхідну практичну точність оцінки і ефективність оптимізації режимів напруги розподільної мережі. Їх використання дозволяє суттєво зменшити обсяги пам'яті в ЕОМ і полегшити розрахунки, а ще застосувати мінімальну кількість інформації про параметри ліній 0,38кВ і навантаження. Водночас, при невеликій кількості вузлів в лініях використання спрощених моделей може призвести до суттєвих похибок оцінок рівнів напруги на вводах споживачів, що слід приймати до уваги при аналізі результатів розрахунків.

Висновки. Проведено широкий аналіз імовірних похибок вихідних даних, законів їх розподілу, імовірнісних характеристик. В цілому вплив всіх факторів викликає суттєві похибки розрахунку МО рівнів напруги до 1,6% U_H на шинах 0,4 кВ ТП та до 3,5% U_H для віддалених споживачів мережі 0,38 кВ. До можливих шляхів підвищення достовірності оцінки режиму напруги в розподільних мережах слід віднести уточнення розрахункових навантажень, використання можливостей достатньо точної апаратури телевимірювань,

врахування фактичних значень u_k та $\Delta P_{k.з.}$ трансформаторів ТП.

Література

1. Электрические системы, т.2. Электрические сети / В. А.Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина. – М: Высшая школа, 1971. – 440 с.
2. ДСТУ EN 50160:2014 [Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.loe.ant.lviv.ua/home/dokumenti/gost-dstu>.
3. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика – М.: Высшая школа, 2002. – 363-379 с.
4. Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем / Н. П. Бусленко. – М: Наука, 1968. – 355 с.
5. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Холмский. – М: Высшая школа, 1975. – 280 с.