

МІНІСТЕРСТВО ІНФРАСТРУКТУРИ УКРАЇНИ
Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту
імені академіка В. Лазаряна

На правах рукопису

Петров Андрій Володимирович

УДК 621.313.333

НЕПРОДУКТИВНІ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТЯГИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Спеціальність 05.22.09 – електротранспорт

ДИСЕРТАЦІЯ
на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник –
доктор технічних наук, професор
Костін Микола Олександрович

Дніпропетровск – 2011

ЗМІСТ

ПРИЙНЯТІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ	5
ВСТУП.....	6
 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ. ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	14
1.1 Оцінка втрат електроенергії в пристроях тягового електропостачання системи постійного струму	14
1.2 Існуючі поняття та розрахункові співвідношення реактивної потужності	19
1.3 Компенсація неактивних потужностей.....	23
1.4 Висновки до розділу 1	32
 2 УМОВИ, МЕТОДИКИ ТА ПРИЛАДИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	35
2.1 Обґрунтування методу досліджень	35
2.2 Моніторинг напруг і струмів на елементах електрифікованих ділянок	36
2.2.1 Реєстрація напруг і струмів на виході районної підстанції, що живить тягову підстанцію.....	37
2.2.2 Фіксація напруг і струмів на вході тягової підстанцію	38
2.2.3 Реєстрація випрямлених напруг і струмів на виході тягової підстанції.....	38
2.3 Планування та імовірнісна обробка випадкових процесів напруги та струму.....	39
2.4 Методика оцінки показників якості електроенергії в системі	43
2.5 Висновки до розділу 2	44
 3 ТЕОРЕТИЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ТА МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК І ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	46

3.1 Критерії ефективності електроенергетичних процесів тягового електропостачання. Енергетичні характеристики і показники	46
3.2 Методи визначення складових повної потужності системи	53
3.2.1 Інтегральні форми потужностей.....	54
3.2.2 Миттєві потужності	63
3.3 Методи визначення непродуктивних втрат електроенергії.....	68
3.3.1 Фідерні напруга і струм – стаціонарні ергодичні випадкові процеси	69
3.3.2 Фідерні напруги і струми – нестационарні випадкові процеси ...	73
3.4 Узагальнена методика розрахунку непродуктивних втрат електроенергії	77
3.5 Висновки до розділу 3	79
 4 ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЛІНІЙ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	81
4.1 Додаткові умови досліджень	81
4.2 Гармонійний склад напруги і струму та енергетичні показники лінії, що живить 6- пульсний випрямляч	83
4.3 Гармонійний склад напруги і струму та енергетичні показники лінії, що живить 12- пульсний випрямляч	88
4.4 Висновки до розділу 4	93
 5 НЕПРОДУКТИВНІ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ТЯГОВОЇ МЕРЕЖІ	95
5.1 Характер зміни фідерних напруги і струму та показники якості електроенергії.....	95
5.2 Імовірісно-статистичний і кореляційно-спектральний аналізи випрямленої напруги	102
5.3 Імовірісно-статистичний і кореляційно-спектральний аналізи фідерних і підстанційних струмів	120

5.4 Потужності та коефіцієнти потужностей тягових мереж	136
5.5 Непродуктивні втрати електроенергії в тягових мережах	149
5.5.1 Визначення еквівалентного активного опору тягової мережі міжпідстанційної зони (на прикладі ділянки Горяїново-Сухачівка)	150
5.5.2 Чисельна оцінка втрат електроенергії в тяговій мережі	154
5.6 Висновки до розділу 5	165
 6 МЕТОДИ ТА ПРИСТРОЇ КОМПЕНСАЦІЇ НЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ	169
6.1 Постановка задачі	169
6.2 Вольтододатковий перетворювач зі згладжуючим реактором з оптимальними параметрами	170
6.3 Компенсація інтергармонік	179
6.3.1 Обґрунтування і методика визначення форми та параметрів струму компенсуючого пристрою	179
6.3.2 Схема гібридного фільтра	183
6.4 Розрахунок можливого річного економічного ефекту	189
6.5 Висновки до розділу 6	190
 ВИСНОВКИ	191
 СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	196
 ДОДАТКИ	212

ПРИЙНЯТІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ЛЕП	–	лінія електропередачі
ПСК	–	пост секціонування
ТФ	–	тяговий фідер
СЕТ	–	система електричної тяги
СЕП	–	система електропостачання
РП	–	районна підстанція
ТП	–	тягова підстанція
ТМ	–	тягова мережа
ЕРС	–	електрорухомий склад
ТЕД	–	тяговий електричний двигун
ЯЕ	–	якість електроенергії
ПЯЕ	–	показники якості електроенергії
ВГ	–	вищі гармоніки
ІГ	–	інтергармоніки
АФ	–	активний фільтр
ГФ	–	гібридний фільтр
КП	–	компенсуючий пристрій
КРП	–	компенсатор реактивної потужності
ФП	–	фільтруючий пристрій
ФКП	–	фільтрокомпенсуючий пристрій
ПТЕ	–	правила технічної експлуатації

ВСТУП

Актуальність теми

З усієї споживаної залізницями України електроенергії основна її частина, 82,5...85,1%, використовується безпосередньо на електричну тягу поїздів [1-3]. Щорічно помітно також зростає від 3286,4 до 5322,4 млн. квар·год. (за період 2004-2009р.р) об'єм реактивної електроенергії, що споживається пристроями системи електричної тяги (СЕТ) і відповідно плата за неї від 19,27 до 41,03 млн. грн. [1-3]. Середнє значення коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ за останні 5 років по Укрзалізниці склало 0,5 при нормативній величині 0,25. Передача цих активної і реактивної електроенергій від районної підстанції (РП) до тягової підстанції (ТП) і далі електрорухомому складу (ЕРС) супроводжується обов'язковою закономірною втратою частини активної енергії в елементах системи. Ці втрати називають технологічними втратами. Одним із основних завдань, що стоять перед господарством електропостачання Укрзалізниці на найближчу перспективу та період до 2020 року, є зменшення таких втрат та за рахунок цього зниження енергоємності залізничного транспорту [4]. Останнє є також однією із складових мети «Концепції Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 19.11.2008 р № 1446-р.

Зазначене вище, імовірно, і обумовлює той факт, що навіть до теперішнього часу в різних звітних документах та наукових публікаціях проводиться оцінка і аналіз лише загальних сумарних (без їх поділу) втрат електроенергії [5-11]. І якщо такий підхід цілком виправданий при розрахунках нових систем електропостачання (СЕС) та при уточненні навантажень, що живлять лінії електропередач (ЛЕП), то при оцінюванні технічної сторони транспортування електроенергії і якості організації та контролю існуючих зовнішнього і тягового електропостачань він є відверто недостатнім. Це обумовлено тим, що усі технологічні втрати слід умовно поділяти на

продуктивні (основні) та непродуктивні (додаткові) [12]. Продуктивні втрати обумовлені передачею активної енергії і вони мають бути зменшені до оптимального рівня, під яким розуміють такі їх значення, при яких не існує економічно виправданих способів їх подальшого зниження. Непродуктивні втрати пов'язані з перетіканням реактивної потужності і потужності спотворення, а також некорисною циркуляцією (обміном) енергії у системі РП-ТП-ЕРС і вони мають бути знижені до мінімуму. В електричних мережах промислової енергетики ці втрати складають до 20% [13-14].

В нових економічних умовах, у зв'язку з обмеженістю енергоресурсів в Україні, з техніко-економічної точки зору найбільш визначальним показником ефективності тягового електропостачання і електроспоживання повинен бути якраз рівень непродуктивних втрат, а не кількість і вартість спожитої електроенергії [15-16]. Це обумовлено тим, що часто, поряд з загальною тенденцією до зниження споживаної активної електроенергії, споживання реактивної енергії (а отже і непродуктивні втрати, які пропорційні квадрату реактивної потужності) зростає, що й спостерігається, наприклад, в електрифікованих залізницях України. Наприклад, за період з 2007 по 2009 роки загальне споживання електроенергії на електротягу зменшилось від 5357,1 до 4513,7 млн. кВт год, а споживання реактивної енергії різко зросло від 3501,0 до 5322,4 млн. квар·год. [1], а отже зросли непродуктивні втрати. Тому лише непродуктивні втрати найбільш точно відображають економічні сторони електропостачання, базуються на усіх чотирьох факторах неякості електроенергії в системі і характеризують ефективність і раціональність процесу електроспоживання.

Вирішення задач зниження непродуктивних втрат вимагає попереднього виявлення точок і першопричин їх виникнення, кількісного визначення, а також оцінки можливостей зменшення до економічно виправданих мінімальних значень. При цьому треба мати на увазі, що для визначення зазначених втрат електровимірювальних приладів (лічильників) в практиці поки що не існує, тому втрати необхідно оцінювати лише розрахунковим методом. В той же час в

електроенергетиці електрифікованих залізниць взагалі відсутні і співвідношення, і методика оцінки непродуктивних втрат, існує лише методика оцінки загальних технологічних втрат [17], що базується на показанні лічильників, які, як відомо, вимірюють з великими похибками навіть в колах з несинусоїдними напругою і струмом, а в той же час фідерні напруги і струм мають випадковий характер. Останнє не дозволяє використовувати класичні поняття і вирази теоретичної електротехніки для визначення неактивної потужності і непродуктивних втрат електроенергії, потрібна розробка нових підходів, методів і аналітичних виразів. Одночасно, з метою зменшення цих втрат необхідна компенсація неактивної потужності, перетіканням якої і обумовлюються додаткові втрати.

У зв'язку з вищезазначеним визначення непродуктивних втрат електроенергії в лініях зовнішнього електропостачання та в тягових мережах і розробка заходів по їх зменшенню є актуальною задачею підвищення ефективності електропостачання системи електричної тяги постійного струму.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами і темами

Робота виконана у відповідності з Постановою Кабінету Міністрів України від 23.04.1999 р. №661 «Про заходи підтримки залізничного транспорту», головними напрямками «Програми енергозбереження на залізничному транспорті України на період 1996-2010 рр.», розробленої Укрзалізницею у червні 1996р., та «Концепцією Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки», схваленої Кабінетом Міністрів України 19.11.2008р., № 1446-р.

Дослідження за темою дисертації безпосередньо пов'язані з виконанням науково-дослідної роботи у Дніпропетровському національному університеті залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна за темою «Підвищення ефективності електроспоживання ділянками СЕТ постійного струму» (№ держреєстрації 0109U000478). При виконанні вказаних досліджень дисертант виступав виконавцем і є співавтором звіту із зазначеної науково-дослідної роботи.

Дисертаційна робота є також складовою досліджень за координаційним планом Наукової ради НАН України з комплексної проблеми «Наукові основи електроенергетики» за науковим напрямком «Розробка та удосконалення пристроїв та систем електричного транспорту».

Мета роботи і задачі досліджень

Метою роботи є підвищення ефективності використання та якості електроенергії в системах зовнішнього та тягового електропостачання постійного струму на основі оцінки і зменшення в живлячих лініях непродуктивних втрат електроенергії, визначених шляхом досліджень реальних електроенергетичних процесів, що протікають в тягових електричних колах.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі задачі.

1. Здійснити погодинні, добові та місячні моніторинги фідерних напруг і струмів і в лініях зовнішнього електропостачання на ряді діючих електрифікованих ділянок Придніпровської залізниці; отримати осцилограми і реєстрограми.

2. Виконати імовірісно-статистичну і кореляційно-спектральну обробки отриманих часових залежностей напруг і струмів на основі теорії випадкових величин і теорії випадкових процесів.

3. Розробити методи і методики визначення складових повної потужності та непродуктивних і продуктивних втрат електроенергії у СЕТ постійного струму з урахуванням стохастичного характеру зміни електроенергетичних процесів у силових тягових колах.

4. Оцінити гармонійний склад напруги і струму, а також показники якості і непродуктивні втрати електроенергії в живлячих лініях зовнішнього електропостачання.

5. Визначити рівні потужності та непродуктивних втрат активної електроенергії, енергетичних характеристик, а також їх залежності від технологічних коливань напруги і струму в тяговій мережі системи електропостачання.

6. Запропонувати ефективні методи та підходи компенсації неактивної потужності по Фризе й тим самим зменшення непродуктивних втрат активної електроенергії в системі електротяги постійного струму.

Об'єкт досліджень – електроенергетичні процеси в силових колах тягового і зовнішнього електропостачання системи постійного струму.

Предмет досліджень – енергетичні показники та непродуктивні втрати активної електроенергії в проводах мереж тягового і зовнішнього електропостачання.

Методи досліджень

Моніторинг напруг і струмів здійснювали за методами вимірювання електричних величин, а їх імовірнісні та кореляційно-спектральні характеристики визначали методами теорії імовірностей та теорії випадкових процесів. Для розрахунків потужностей, коефіцієнтів потужностей, а також продуктивних і непродуктивних втрат електроенергії застосовували методи теорії потужностей, електричних кіл, а також методи електропостачання електрифікованих залізниць.

Обробку експериментальних даних виконували на ПЕОМ з використанням спеціалізованого програмного забезпечення: STATISTICA, EXCEL, MAPLE та MATHCAD.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Дістали подальший розвиток і вперше адаптовані до електроенергетичних процесів систем електричного транспорту поняття і методи кореляційної теорії випадкових процесів, що дозволило на основі авто- і взаємкореляційних функцій фідерних напруг і струмів розробити новий метод і отримати нові аналітичні вирази складових повної потужності та енергетичних показників кіл системи тягового електропостачання залізниць.

2. Вперше встановлено закономірності і отримано раніше невідомі співвідношення впливу характеру випадкових технологічних пульсацій (коливань) напруг, струмів і миттєвої потужності в тяговій мережі і лінії зовнішнього електропостачання на непродуктивні в них втрати електроенергії,

що дало можливість виконати повний і більш точний аналіз балансу реальних (стохастичних) електроенергетичних процесів в силових колах електропостачання й тим самим розробити методику визначання непродуктивних втрат активної електроенергії.

3. Вперше в спектрах стохастичних функцій напруг і струмів фідерів і тягових підстанцій виявлено періодичні низькочастотні коливання (інтергармоніки), які генеруються різкозмінним нестационарним навантаженням тягової мережі, що дозволило оцінити ще одну додаткову складову втрат електричної енергії в системі електропостачання.

4. Отримано закономірності перетоку неактивної потужності в тяговій мережі електропостачання, а також характеру часової зміни показників якості електроенергії в точках приєднання пристроїв системи електричної тяги, на основі яких зроблено висновок відносно необхідності встановлення у вузлах навантаження силових енергетичних фільтрів і розроблено методику визначення форми та параметрів їх струмів, що компенсують неактивні складові тягових струмів системи електропостачання.

5. Вперше встановлено закономірності впливу отриманих імовірнісно-статистичних і кореляційно-спектральних характеристик випадкових процесів фідерних напруг і тягових струмів на повну, активну і неактивну потужності, що передаються по тяговій мережі, а також на енергетичні показники системи, що дало можливість більш повно і точно визначити непродуктивні і продуктивні втрати електроенергії в живлячих лініях.

Отримані результати у сукупності мають суттєве значення в області електричного транспорту та його електропостачання.

Таким чином, наукова задача дисертаційної роботи полягає у встановленні закономірностей появи і об'єму непродуктивних втрат електроенергії в мережах СЕП постійного струму та в розробці і обґрунтуванні методів і методик їх визначення з урахуванням характеру стохастичних коливань напруг і струмів в живлячих лініях.

Практичне значення отриманих результатів

1. Отримані нові аналітичні співвідношення складових повної потужності, що передаються тяговою мережею, дають можливість виконати на більш точному рівні аналіз електроенергетичних процесів у СЕТ з урахуванням випадкових нестаціонарних технологічних змін фідерних напруг і струмів.

2. Розроблені методи оцінки неактивної потужності (реактивної по Фризе) дозволяють визначати непродуктивні втрати активної електроенергії в ТМ і в лініях зовнішнього електропостачання.

3. Запропонована методика визначення форми і параметрів миттєвої величини струму і функції провідності компенсуючого пристрою дає можливість структурно-параметричного синтезу таких пристроїв і зокрема силових енергетичних активних чи гібридних фільтрів.

4. Чисельно-графічні залежності непродуктивних і продуктивних втрат електроенергії від часу, а також від реактивної і відповідно активної потужностей рекомендуються для прогнозування зазначених втрат, а також при розробці технічних вимог при електрифікації нових ділянок залізниць.

5. Результати дисертації прийняті до використання при аналізі та наладці роботи фідерів ТП, а також ТМ електрифікованих ділянок Придніпровської залізниці.

6. Основні теоретичні розробки, методи визначення складових повної потужності, втрат електроенергії та інших енергетичних показників, а також прикладні результати дисертації можуть бути використані у навчальному процесі при підготовці аспірантів, бакалаврів і магістрів на кафедрі «Електропостачання залізниць» у Дніпропетровському національному університеті залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна.

Особистий внесок здобувача. Постановка мети роботи і задачі досліджень виконано спільно з науковим керівником. У публікаціях, в яких відображено основні результати дисертації і які написано у співавторстві, автору дисертації належить: у [103] – розроблено методи визначення повної потужності в системах електричної тяги; [107] – виконано чисельні розрахунки

миттєвої реактивної потужності у системах електричного транспорту постійного струму; [127, 128] – отримано співвідношення для непродуктивних втрат електроенергії; [137] – виконано аналіз інтергармонік тягового струму і фідерної напруги в системах електричного транспорту; [140] – запропоновано способи компенсації неактивних потужностей в системі електротяги постійного струму.

Роботи [119, 125, 131] написано автором самостійно.

Апробація результатів дисертації. Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідалися і одержали схвалення на наступних міжнародних науково-технічних конференціях: VI-й «Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств», Маріуполь, 2008; III-й «Електрифікація залізничного транспорту». «Транселектро-2009», Місхор, АР Крим, 2009; IV «Електрифікація залізничного транспорту». «Транселектро-2010», Місхор, АР Крим, 2010; 70-й «Проблеми і перспективи розвитку залізничного транспорту», Дніпропетровськ, 2010 та 2011 рр. Загалом дисертація докладалася у квітні 2009р. і у травні 2010р. на семінарі Наукової Ради «Наукові основи електроенергетики» за тематикою «Розробка та удосконалення пристроїв та систем електричного транспорту».

Публікації. Результати дисертації опубліковано в 12 наукових працях, у тому числі: 8 – у фахових виданнях; 4 – у матеріалах і тезах міжнародних наукових конференцій.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ. ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Оцінка втрат електроенергії в пристроях тягового електропостачання системи постійного струму

Величина втрат електроенергії в елементах СЕП є визначальним фактором оцінки ефективності процесів електропостачання і електроспоживання в будь-якій електроенергетичній системі. СЕТ постійного струму не є виключенням і тому проблемою як експериментального, так і розрахункового визначень втрат електроенергії в пристроях цієї системи займалися багато дослідників, причому з самого початку електрифікації залізниць; проаналізуємо основні їх публікації у хронологічному порядку.

В перших докладних дослідженнях системи тягового електропостачання електрифікованих залізниць, зокрема в [18], пропонувалося визначати загальні (без розподілення) середні втрати потужності в тяговій мережі за аналітичними формулами:

$$\Delta P = \frac{r l I_0^2 n_0^2}{12} \left(1 + \frac{2k_{\text{вт}}^2 - 1}{n_0} \right); \quad (1.1)$$

$$\Delta P = \frac{r l I_0^2 n_0^2}{12} \left(1 + \frac{2k_{\text{вт}}^2}{n_0} - \frac{1}{n_{\text{е}}} \right), \quad (1.2)$$

де r – опір 1 км ТМ, Ом; l – відстань між підстанціями, км; $k_{\text{вт}}^2$ – коефіцієнт ефективності одного поїзда; I_0 – середній струм одного поїзда; n_0 – середня кількість поїздів між тяговими підстанціями.

В роботах відомого педагога і спеціаліста з транспортної електроенергетики, професора К.Г. Марквардта, зокрема в [7], середні втрати потужності в фідерній зоні ТМ постійного струму визначаються як:

$$\Delta P = \sum_{k=1}^n \Delta U_k I_k 10^{-3}, \quad (1.3)$$

де U_k – втрата напруги в контактній мережі до k -го споживача;
 I_k – струм k -го споживача.

Автори роботи [5] порівнюють способи вимірювання втрат електричної енергії в тяговій мережі. Перший з них, розроблений Південною дорогою (сумісно з ДШТом), припускає установлення лічильників вольт-годин на шинах підстанцій та постах секціонування. Розрахункова формула цього способу вимірів має вигляд:

$$\Delta A = c I_{\text{ср}} \Delta U_{\text{ср}} t, \quad (1.4)$$

де ΔA – розмір втрат енергії в тяговій мережі за час t ; $I_{\text{ср}}$ – середній струм ТП, що визначається за показаннями лічильників витрат енергії на тягу та лічильників вольт-годин; $\Delta U_{\text{ср}}$ – середні втрати напруги в тяговій мережі від підстанції до постів секціонування, які визначаються за показаннями лічильників вольт-годин ТП і постів секціонування; c – поправковий коефіцієнт.

Другий метод, запропонований кафедрою «Електропостачання електричних залізниць» МПТА, полягає у вимірюванні величин ампер-квадрат-годин шляхом встановлення відповідних лічильників на фідерах ТП. Величина втрат енергії у цьому випадку визначається виразом

$$\Delta A = K I^2 t, \quad (1.5)$$

де $I^2 t$ – сума показань лічильників ампер-квадрат-годин, що встановлені на фідерах ТП, які живлять досліджувану фідерну зону; K – розрахунковий коефіцієнт, постійний для конкретної фідерної зони (з урахуванням реальних розмірів руху поїздів).

Відмітивши, що формули, які застосовуються в [18] для розрахунку середніх втрат потужності в тяговій мережі, дають значні похибки, автор досліджень [19] запропонував більш точний метод розрахунку також середніх втрат потужності, який базується на стаціонарності навантаження на кожній однопутній вітці ТМ. Втрати поділені на дві складові: основні, які є від власних навантажень міжпідстанційної зони, і додаткові (від скрізних зрівняльних

струмів). Додаткові втрати автор визначає при еквівалентному опорі, що увімкнено між тяговими підстанціями рівному 0,58 Ом.

В [6] запропоновано спосіб вимірювання втрат потужності в тяговій мережі постійного струму, оснований на інтегруванні епюри квадрату ефективного значення струму по довжині досліджуваної ділянки за формулою

$$\Delta P = R_0 \int_0^l I_{\text{ae}}^2(l) dl, \quad (1.6)$$

де R_0 – опір ТМ, Ом/км; l – довжина ділянки; $I_{\text{ae}}^2(l)$ – епюра квадрата середньоквадратичного струму в тяговій мережі.

Ці струми отримувались в результаті обробки регистрограм приладів, що підвішувались безпосередньо на контактний провід; значення струму фіксували з землі за допомогою бінокля. Тривалість досліджень – 6 діб; досліди проводили на одній із ділянок Придніпровської залізниці. Встановлено, що втрати потужності в тяговій мережі склали (по добам): 15%; 9,9%; 9,9%; 10,4%; 11,2% та 11,4% від спожитої потужності. Зазначено, що лічильники дають похибку до 23%.

В [20] подана методика настроювання (з урахуванням параметрів конкретної фідерної зони ТП) електронних лічильників втрат електроенергії в тяговій мережі, які реєструють інтегральне значення ампер-квадрат-годин для знаходження ΔP за формулою (1.6). Ці лічильники побудовані на основі серійних лічильників кіловат-годин постійного струму типу СКВТ-Ф607.

Комплекс робіт, виконаних кафедрою електропостачання ДІІТу протягом 1993-2002рр. [21-25], присвячено розробці методів і засобів експериментального вимірювання витрат і втрат електроенергії на тягу поїздів і у тяговій мережі систем електротяги як постійного, так і змінного струмів. Зокрема, в [21 і 22] показано, що найбільш перспективним способом вимірювання втрат енергії є застосування електронних лічильників, які реєструють інтегральні значення ампер-квадрат-годин. Методом планування експерименту здійснено дисперсійний аналіз коефіцієнтів налагодження лічильників втрат енергії в тяговій мережі постійного струму типу Ф607П.

Похибка методу ампер-квадрат-годин складає від 2,5 до 7,5%. В роботі [23] розроблено методику оперативного прогнозування витрат електроенергії на тягу поїздів на електрифікованих ділянках Придніпровської залізниці на основі використання мікропроцесорних лічильників типу «Альфа». Експериментальні дослідження процесів електроспоживання на тягу поїздів з урахуванням часових зон диференційованих тарифів оплати електроенергії виконано в [24]. Робота проведена на ділянках Придніпровської залізниці і базується на застосуванні також лічильників «Альфа». Результати по створенню і застосуванню нової автоматизованої системи обліку та контролю електроенергії дистанцій електропостачання (АСКОЕ) залізниць приведені в [25]. Однією з нових функцій АСКОВЕ – це раціональне переведення ТП на диференційовані, як і в роботі [24], тарифи оплати за активну і реактивну електроенергії. Робота базувалась також на вимірюваннях енергії на ТП мікропроцесорними лічильниками «Альфа».

В [26] приведено чотири способи розрахунку середнього значення втрат електроенергії в проводах ТМ: метод перетину графіка руху поїздів; аналітичний метод; розрахунок по інструкції Міністерства шляхів сполучення Росії і метод А. Б. Лебедєва. Для співставлення результатів використовують відносну величину втрат, тобто відношення втрат потужності до споживаної потужності на тягу поїздів.

Автор [27] стверджує, що не існує експериментального способу точного визначення втрат індивідуально для кожного поїзда. І справа не в наявності похибки лічильників на ТП та ЕРС, а в наявності складного струморозподілу в контактній мережі, що обумовлено паралельним з'єднанням кіл живлення суміжних колій в середині міжпідстанційної зони. Картина струморозподілу та рівня втрат змінюється випадковим чином внаслідок руху ЕРС за фактичними розкладами, що відрізняються, та стохастичного характеру навантаження від кожного з електровозів. Помилки методичного характеру при визначенні втрат засобом посереднього вимірювання, які обумовлені невизначеністю струморозподілу, перевищують 10% повної витрати, що неприпустимо. Слід

також констатувати, що масове оснащення фідерів контактної мережі високоточними (та дорогими) лічильниками електроенергії також не дозволить вирішити задачу точного визначення характеру втрат кожної одиниці ЕРС.

В статті [11] розглянуто питання визначення втрат електроенергії в тяговій мережі методом імітаційного моделювання системи тягового електропостачання для ділянки постійного струму довжиною 20 км з міжпоїздним інтервалом 8 хвилин; інтервал моделювання – 1 місяць. Враховано різні типи поїздів, що рухаються з різними швидкостями (45...130 км/год.) та живляться різними ступами (400...900 А). Встановлено, що закон розподілу середньорокових питомих втрат електроенергії на досліджуваній ділянці є законом Гаусса з математичним сподіванням, рівним $2,33 \cdot 10^6$ кВт·год/Ом·км. Одночасно, середньомісячне значення втрат склало 190,45 МВт·год.

Методику визначення витрат електроенергії на власні потреби ТП та структуру звітних втрат запропоновано в [28]. Чисельні розрахунки нормативних втрат виконано для підстанції Зелений клин – 110 кВ Донецької залізниці.

Робота [29] присвячена аналізу існуючих та розробці нових способів підвищення ефективності системи тягового електропостачання змінного струму. Отримано аналітичний вираз для визначення раціональних струмів компенсації реактивної потужності з наступним використанням його в алгоритмі розробленої автором системи автоматичного оптимального керування пристроєм компенсації. Це дозволило зменшити «основні втрати активної потужності від перетікань реактивної» потужності з 147,5 до 117,5 кВт (для однієї підстанції) та додаткових втрат – від несиметрії (яка зменшилась з $K_{2U} = 2,73\%$ до $K_{2U} = 1,78\%$) струмів в обмотках тягового трансформатора з 65,2 до 42,3 кВт. В результаті загальна економія електроенергії склала 0,7%.

1.2 Існуючі поняття та розрахункові співвідношення реактивної потужності

Проблема ефективності електропостачання і електроспоживання, що безпосередньо пов'язана з оцінкою якості і балансу електроенергії в елементах системи електротяги, невід'ємна від задач визначення реактивної потужності Q . І якщо в електричних колах з синусоїдними електричними величинами існують чітке поняття і єдина формула знаходження величини Q , то питання її розрахунку у колах з несинусоїдними електричними величинами, якими є тягові електричні кола, було і залишається майже протягом 80 років самим неоднозначним протирічним і тому дискусійним. Існує цілий ряд підходів і методів визначення реактивної потужності, які можна розподілити на такі дві великі групи: спектральні та інтегральні методи; розглянемо їх коротко згідно з інформацією, яка приведена в [30-33].

Можливість і тому часта застосовуваність розкладання несинусоїдних електричних величин в гармонійний ряд Фур'є-Ейлера обумовили групу спектральних (частотних) методів, які призвели до появи великої кількості понять і формул визначення реактивної потужності, основними з яких є такі.

1. Реактивна потужність по Емануелю або за першою гармонікою

$$Q^{(1)} = U^{(1)} I^{(1)} \sin \varphi^{(1)}. \quad (1.7)$$

Ця формула запропонована Емануелем для випадку кола з синусоїдною напругою і несинусоїдним струмом.

2. Реактивна потужність по Будеану Q_A , яка являє собою класичний (відомий із теоретичної електротехніки) вираз алгебричної суми реактивних потужностей усіх гармонік $Q^{(k)}$ ряду Фур'є напруги і струму:

$$Q_A = \sum_{k=1}^n Q^{(k)} = \sum_{k=1}^n U^{(k)} I^{(k)} \sin \varphi^{(k)}. \quad (1.8)$$

3. Реактивна потужність по Фризе (неактивна потужність) $Q_{\hat{O}}$

$$Q_{\hat{O}} = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (1.9)$$

яку фізично можна представити як потужність, середнє значення якої за період дорівнює нулю і яка відповідає енергії, що коливається між джерелом і приймачем. При визначенні P і Q_0 автор виходив із розкладання струму $\underline{I}$ на дві ортогональні складові ($\underline{I} = I_p + jI_Q$), одна з яких I_p знаходиться в фазі з напругою і визначає P ($P = UI_p$), а інша I_Q – ортогональна до $\underline{U}$ і визначає Q_0 ($Q_0 = UI_Q$). Тобто, реактивна потужність по Фризе показує ступінь відхилення діючого значення струму від його мінімально можливої величини при заданій напрузі джерела $u(t)$ і активній потужності P , що передається в навантаження.

4. Реактивна потужність по Шеферду і Закікхані

$$Q_{SZ} = \sqrt{\sum_{k=1}^n U^{(k)2} \sum_{k=1}^n I^{(k)2} \sin^2 \varphi^{(k)}}. \quad (1.10)$$

Строго кажучи Q_{SZ} за виразом (1.10) не можна назвати реактивною потужністю, хоча автори і назвали її істинною повною реактивною потужністю, бо, як вони вважають, можна гіпотетично вводити і розглядати будь-які складові повної потужності (а не обов'язково тільки реактивну і спотворення), головне, щоб компенсація цих складових дозволяла одержувати максимально можливе значення коефіцієнта потужності.

5. Реактивна потужність по Шарону. Д. Шарон вважаючи, що вираз (1.10), як математична величина, не повністю враховує гармонійний спектр напруги, збільшив Q_{SZ} на величину

$$Q_{SZ}^2 = \sum_{l=1}^m U^{(l)2} \sum_{k=1}^n I^{(k)2} \sin^2(\psi_u^{(l)} - \psi_i^{(k)}) \quad (1.11)$$

і одержав квадратурну реактивну потужність у вигляді

$$Q_S = \sqrt{Q_{SZ}^2 + \Delta Q_{SZ}^2} = \sqrt{\sum_{l=1}^p U^{(l)2} \sum_{k=1}^n I^{(k)2} \sin^2(\psi_u^{(l)} - \psi_i^{(k)})}. \quad (1.12)$$

6. Диференціальна реактивна потужність $Q_{\ddot{A}}$ (або зведена по Маєвському)

$$Q_{\ddot{A}} = \sum_{k=1}^n kQ^{(k)} = \sum_{k=1}^n kU^{(k)} I^{(k)} \sin \varphi^{(k)}, \quad (1.13)$$

яка вміщує в собі реактивні потужності окремих гармонік з коефіцієнтом, пропорційним їх частоті.

7. Інтегральна реактивна потужність Q_I за виразом

$$Q_I = \sum_{k=1}^n \frac{Q^{(k)}}{k} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{k} U^{(k)} I^{(k)} \sin \varphi^{(k)}. \quad (1.14)$$

8. Узагальнена реактивна потужність $Q_{\acute{o}\grave{c}}$

$$Q_{\acute{o}\grave{c}} = \sqrt{Q_{\grave{A}} Q_I}, \quad (1.15)$$

яка одержана внаслідок заміни кутової частоти основної гармоніки на еквівалентну $\omega_{\grave{a}\grave{e}} = \omega \sqrt{Q_{\grave{A}} Q_I}$.

9. Еквівалентна реактивна потужність $Q_{\grave{a}\grave{e}}$, що одержана на основі заміни несинусоїдних електричних величин еквівалентними синусоїдами

$$Q_{\grave{a}\grave{e}} = UI \sin \left(\arccos \frac{P}{UI} \right), \quad (1.16)$$

де U , I – діючі значення несинусоїдних відповідно напруги і струму; P – активна потужність.

Інтегральні методи розрахунку реактивної потужності, на відміну від спектральних, дозволяють визначити її значення без Фур'є-аналізу кривих напруги і струму, що у ряді випадків значно спрощує розв'язання задачі.

1. Інтегральний метод вперше у вітчизняній літературі було запропоновано О.А.Маєвським [34]. Згідно методу, вихідними даними для визначення складових повної потужності та енергетичних характеристик можуть бути інтегральні величини – активна та реактивна потужності, а також діюче значення струму, що споживається. При аналізі електромагнітних процесів в нелінійних електричних колах О.А.Маєвським було показано, що класичне поняття реактивної потужності для лінійних кіл, котре характеризує енергію, що коливається між джерелом та реактивним навантаженням, є неприйнятним для кіл з нелінійними елементами, опір яких може змінюватись різним чином. Тому було запропоновано в нелінійному колі реактивну

потужність виражати через інтегральні величини добутків однієї електричної величини на швидкість зміни іншої (у вигляді інтеграла Рімана):

$$Q = \frac{1}{\omega T} \int_0^T u(t) \frac{di(t)}{dt} dt = \frac{1}{2\omega T} \int_0^T u^2(t) \frac{dy(t)}{dt} dt, \quad (1.17)$$

$$Q = -\frac{1}{\omega T} \int_0^T i(t) \frac{du(t)}{dt} dt = -\frac{1}{2\omega T} \int_0^T i^2(t) \frac{dz(t)}{dt} dt, \quad (1.18)$$

де $z(t) = u(t)/i(t)$ та $y(t) = i(t)/u(t)$ – миттєві повні відповідно опір та провідність елемента або ділянки кола.

В (1.18) знак мінус відповідає генеруванню реактивної потужності, а плюс – її споживанню.

2. Реактивна потужність по Новомейські визначається за допомогою перетворення Гільберта $H\{\dots\}$ над напругою чи струмом:

$$Q = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T i(t) H\{u(t)\} dt = -\lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T u(t) H\{i(t)\} dt. \quad (1.19)$$

3. В реактивній потужності по Антоніу використано електричний імпульс $\hat{O}$ і кількість електрики Q_e

$$Q_e = -\frac{\omega}{T} \int_0^T \hat{O} i(t) dt = -\frac{\omega}{T} \int_0^T i(t) \left[\int u(t) dt \right] dt. \quad (1.20)$$

4. Вираз реактивної потужності по Мілісу має вигляд

$$Q = \frac{1}{T^2} \int_0^T \int_0^T u(t) i(t) \operatorname{ctg} \frac{\pi(\tau - t)}{T} d\tau dt. \quad (1.21)$$

5. Реактивна потужність на основі ортопотужності Q_{or} [35-37]:

$$Q = \pi Q_{or} = \pi \int_0^T \left[|u(t)| i(t) - u(t) \frac{P}{U^2} \right] dt. \quad (1.22)$$

Подібні вирази для розрахунку реактивної потужності через обмінну потужність $Q_{i\dot{a}}$

$$Q = \pi Q_{i\dot{a}} = \pi P \left(\frac{1}{2} - \frac{\tau}{T} \right) + \frac{\pi}{2T} \int_0^T |p(t)| dt \quad (1.23)$$

отримано також Жарковим Ф.П., Жежеленко І.В., Тонкалем В.Є. та ін. [38-40].

Останнім часом замість пошуку «універсальної» формули реактивної потужності здійснюються обґрунтування конкретного її визначення, яке відповідає окремим аспектам досліджуваного енергетичного процесу. Тобто, у кожному конкретному випадку розглядуваної задачі необхідним є вибір того методу визначення реактивної потужності, який адаптований (з точки зору досліджуваних енергопоказників і характеристик) до конкретної енергосистеми з урахуванням режимів її роботи.

1.3 Компенсація неактивних потужностей

Як відомо, споживання реактивної енергії ЕРС і контактною мережею призводить до її завантаження реактивним струмом. Останній, протікаючи по елементах системи електротяги, створює непродуктивні втрати активної електроенергії. З метою зменшення цих втрат необхідна компенсація неактивної потужності. В той же час більша частина втрат енергії в мережах України зумовлена низьким рівнем компенсації реактивної (неактивної) потужності, яка складає 0.6 квар/кВт, а в розвинутих країнах – 0.75квар/кВт. Тому необхідно розробляти і застосовувати нові методи та пристрої компенсації, враховуючи особливості та характеристики електроенергетичних процесів, що протікають у системі тяги та характеризуються різкозмінним характером та несинусоїдністю струмів і напруг. Однак на сьогодні наукових публікацій по розв'язанню цієї проблеми й тим самим підвищенню ЯЕ в системі електротяги постійного струму, на нашу думку, замало; розглянемо основні з них, а також нові публікації по сучасним методам компенсації, що розглядаються для цілей променергетики.

В [41-44] для ТП системи електричної тяги постійного струму пропонується застосування вдосконалених перетворювальних установок з розширеними функціями. Такий перетворювач містить традиційний 12-пульсний випрямляч (з фазовим керуванням або некерований) і послідовно з ним увімкнений обернений вольтодобутий перетворювач (ВП) на базі

інвертора струму з однополярною широтно-імпульсною модуляцією. Крім стабілізації вихідної потуги в діапазоні близько ± 20 В, ВП дозволяє виконувати також наступні функції: підтримання близького до одиниці коефіцієнта потужності живлячої мережі; активну фільтрацію канонічних і неканонічних гармонік до 12-ї включно, що дозволяє зменшити індуктивність згладжувача реактора підстанції; обмеження аварійних струмів при коротких замиканнях.

Теоретичний аналіз ефективності роботи існуючих реально діючих пасивних фільтрів ТП постійного струму проведено в [45]. В якості критерію оцінки ефективності автори вибрали величину еквівалентної завадної (для пристроїв СЦБ і ліній зв'язку) напруги на виході фільтру, яка не повинна бути більш 4 В. Проаналізовано роботу 5 типів фільтрів; показано, що більшість з них не відповідає вимогам чинних правил та норм. Необхідні пошуки більш раціональних і ефективних методів зменшення заважаючого впливу ТМ на пристрої СЦБ і зв'язку.

Аналогічні дослідження коефіцієнта несиметрії живлячої напруги та ефективності роботи пасивних згладжувачів фільтрів виконано в [46]. Автори проаналізували гармонійний склад струму у фідері відсосу ряду ТП постійного струму на Львівській, Донецькій та Придніпровській залізницях при різних режимах: при випрямленні, при інвертуванні, згладжувачий фільтр увімкнено, його вимкнено. Встановлено, що при вимкненому фільтрі коефіцієнт несиметрії живлячої напруги зростає більш ніж у 1.5 рази при шестипульсній схемі випрямлення і в 1,5...2,5 рази – при дванадцятипульсній. Автори роблять висновок, що підвищення ефективності функціонування існуючих пасивних фільтрів повинно базуватись не тільки на схемних і режимних рішеннях, але й на розробці і впровадженні сучасних силових енергетичних активних фільтрів.

Результати впливу пристрою безконтактного автоматичного регулювання напруги (БАРН), що застосовується з тяговими трансформаторами на підстанціях постійного струму Октябрської залізниці (Росія), на спектральний склад випрямленої напруги приведено в [47]. Досліджено напругу 6-ти і 12-фазних перетворювачів з увімкненим і вимкненим БАРН. Зроблено висновок,

що робота БАРН практично впливає на гармоніки 100, 200 Гц і призводить до збільшення гармонік з частотою 300 Гц на 8...10 дБ, 600 Гц на 4...5 дБ, 900 Гц – 18...28 дБ, 1200 Гц 2...5 дБ; зростають також деякі інші неканонічні гармоніки.

Відносно перспектив розвитку тягового електропостачання постійного струму автори роботи [48] вказують на такі шляхи: підсилення існуючої системи 3 кВ за допомогою фідера 24 кВ і пунктів живлення контактної мережі 24/3 кВ на перегоні; підвищення пульсності випрямно-інверторних агрегатів на ТП; підвищення ефективності роботи згладжуючих фільтрів ТП; створення галузевих і регіональних центрів моніторингу якості електричної енергії. Істотно, що кожний із цих шляхів вимагає розв'язання ряду серйозних задач.

В реальних умовах живильна електрична мережа системи електротяги постійного струму працює в несиметричних режимах, що призводить до появи неканонічних гармонік в мережних струмах. Останні можуть досягати значних амплітудних величин і тим самим: погіршують електромагнітну сумісність випрямної установки ТП з мережею; погіршують якість електроенергії, що споживається; викликають підмагнічування осердь тягового трансформатора; можуть викликати резонансні явища в електричних системах на частотах цих гармонік. Тому цій проблемі присвячені роботи [49-51]. В [49] компенсацію низькочастотних неканонічних гармонік пропонується виконувати засобами керування перетворювачем. В цій монографії розвивається концепція спеціальної замкнутої структури, елементом якої є перетворювач, що працює в умовах несиметрії. Розглянуто вплив несиметрії на динамічні властивості перетворювача й приведено методики аналізу та синтезу замкнутої системи з урахуванням цих особливостей. Результати роботи повною мірою застосовні до випрямних установок ТП постійного струму. В [50] придушення неканонічних гармонік пропонується використанням резонансних фільтрів 2-го порядку, налаштованих на частоту 150 Гц. Згідно з результатами моделювання 6-пульсного керованого випрямляча застосування фільтрів зменшує в 2...3 рази неканонічні гармоніки з порядковими номерами 3, 9, 15 та ін. В [51] виконано

дослідження по компенсації неканонічних гармонік шляхом використання вольтододатної установки, що увімкнена послідовно з традиційним тяговим випрямлячем ТП. Придушення гармонік здійснюється регулюванням параметрів компенсуючого діяння амплітуди і фази гармонічного сигналу на систему керування вольтододатного перетворювача. За результатами комп'ютерного модулювання показано, що у цьому випадку покращуються енергетичні показники тягового випрямляча: коефіцієнти потужності, зсуву, спотворення.

В [52, 53] представлено обзори наукових публікацій в галузі сучасних методів покращення ЯЕ за період з середини 70-х років до кінця майже 2000-го року. Виклавши докладно власну і що існує в зарубіжній електроенергетиці оцінки впливу ЯЕ на електропостачання і вказавши недоліки пасивних електричних фільтрів і фільтро-компенсуючих пристроїв, як традиційних засобів фільтрації вищих гармонік, автори [52, 53] аналізують світові розробки ефективних методів та засобів активної фільтрації вищих гармонік, тобто різні схемотехнічні рішення енергетичних активних (АФ) і гібридних (ГФ) фільтрів. Далі вказавши, що можливість практичної розробки АФ і ГФ зобов'язана, в першу чергу, досягненням в елементній базі силової електроніки (і перш за все повністю керованим швидкодіючим напівпровідниковим приладам) і новим методам високочастотної модуляції, автори робіт [52, 53] сповна обґрунтовано підкреслюють, що у вітчизняній (тобто радянській) літературі ідея про можливість використання напівпровідникових перетворювачів для активної фільтрації вперше була розглянута в 1975 році в роботі [54] українського вченого Г.С. Зинов'єва. До цієї роботи, заради об'єктивності, так само слід додати також досить «ранні» дослідження по енергетичним фільтрам інших українських дослідників [55-58].

Із вказаних вище оглядів випливає, що існуючі АФ необхідно класифікувати на послідовні та паралельні, а також на джерела струму та джерела напруги, що і обумовлює існування чотирьох базових схемотехнічних рішень фільтрів. Суттєвим обмеженням практичного застосування АФ є те, що

їх встановлена потужність повинна бути співрозмірна з потужністю нелінійного споживача [52], що обумовлює їх високу вартість. Саме останнє стало основною причиною розробки нового виду енергетичних фільтрів, якими і є гібридні фільтри, потужність яких може складати $\sim 5\%$ потужності навантаження. Про складнощі технічного впровадження активної фільтрації не говориться, вказується на необхідність розвитку методів керування та розширення функцій (компенсація реактивної потужності першої гармоніки та стабілізація напруги) енергетичних фільтрів. Імовірно, пройде ще не одне десятиліття до того часу, коли за допомогою АФ і ГФ можна буде повною мірою вирішувати проблему підвищення ЯЕ в таких потужних енергосистемах, якими є СЕТ.

У [59] викладено рекомендації по використанню керованих компенсуючих пристроїв на першому етапі технічного переозброєння потужних високовольтних ЛЕП напругою 10, 35, 110, 220, 330, 500, 750 і 1150 кВ. Автори вважають необхідним замінити синхронні компенсатори (СК) потужністю 50, 100, 160 Мвар, які відпрацювали свій ресурс, на статичні тиристорні компенсатори (СТК), а СК, що продовжують працювати, доповнити високовольтними реакторними групами.

Схема автоматичної системи компенсації реактивної енергії мережі з одночасною стабілізацією напруги на навантаженні запропонована і описується в [60]. Вона є найбільш загальною (і тому досить складною) для певного класу трансформаторно-вентильних пристроїв і забезпечує чотирьохквадратне амплітудно-імпульсно-фазове регулювання додаткової напруги (на основі вольтододатного трансформатора) на високій стороні трансформаторної підстанції потужністю 100...10000 кВА. Компенсація реактивної потужності здійснюється як дискретно (за допомогою батарей косинусних конденсаторів і ФКУ), так і плавно за допомогою двохмостового інвертора напруги. Стабілізація напруги навантаження здійснюється змішаним регулюванням: широтно-імпульсним, що реалізовується інвертором, і амплітудним за допомогою реверсивного випрямляча. Стверджується, що така система має

встановлену потужність, що дорівнює 0,28 потужності підстанції, і забезпечує 5%-ий коефіцієнт несинусоїдності вихідної напруги і відхилення напруги на навантаженні $\pm 0,5\%$, але даних про її практичну реалізацію автори не приводять.

Автори роботи [61] пропонують методики вибору параметрів пасивних фільтрів фільтро-компенсуючих пристроїв для зниження рівня інтергармонік (ІГ). Розглядаються режекторні і демпфуючі фільтри. Розрахунками встановлено, вживання демпфуючих фільтрів дозволяє зменшити встановлену потужність в середньому на 50...60% у порівнянні з використанням фільтрів першого порядку. Проте в цьому випадку можливе перевищення необхідного рівня компенсації реактивної потужності. Тому за наявності «густого» спектру ІГ для їх компенсації доцільно застосовувати схемні рішення.

У [62] вказується, що, на відміну від успішних теоретичних розробок, практичне застосування пристроїв придушення вищих гармонік в Україні, Росії і інших країнах СНД обмежується поки що одиничними випадками. А з двох існуючих методів зниження ВГ, методів пасивної і активної їх фільтрації, «в наших умовах» першочергова увага повинна приділятися використанню методів пасивної фільтрації, тобто застосуванню пасивних енергетичних фільтрів. Це обумовлено тим, що устаткування активної фільтрації поки що складне, дороге і не завжди надійне в експлуатації. У зв'язку з цим в роботі подано опис, аналіз і рекомендації до практичного використання розроблених Інститутом електродинаміки НАН України трифазних і однофазних пасивних фільтрів. Фільтри серійно випускаються фірмою «MIRUS» (Канада) для живлення частотнорегульованих приводів потужністю від 5 до 2000 кВА. Основою фільтрів є система магнітозв'язаних нелінійних дроселів і конденсаторів. Створена серія фільтрів для приводу з двигуном 1000 к.с. з показником гармонійного складу струму (I_{THD}) близько 7% і мінімальним (не більше 15%) генеруванням реактивної (смісної) потужності в режимі холостого ходу.

Вказавши на відомі недоліки активних фільтрів (висока вартість з великою встановленою потужністю) і що вони випускаються серійно на струми лише до 450 А, автори [63] приводять чотири варіанти топології гібридних фільтрів як альтернативи активним фільтрам. В якості відстежуючого сигналу напруги і струму вищих гармонік рекомендуються або струм навантаження, або струм мережі і пасивного фільтру, або напруга в точці вмикання фільтру. Для доказу ефективності роботи запропонованого гібридного фільтру автори проводять комп'ютерне моделювання низьковольтної 3-фазної СЕП з типовим пасивним фільтром з параметрами: $C_0 = 249$ мкФ, $L = 1,6$ мГн, $R_{\Sigma} = 0,25$ Ом.

У [64] представлено результати розробки і опису функціональної схеми нового комплексного компенсуючого пристрою, що вмикається паралельно тиристорному випрямлячу і навантаженню і який складається з двох модулів: трансформаторно-тиристорного компенсатора реактивної потужності і силового паралельного активного фільтру, компенсуючого потужність спотворення випрямних установок. Основна функція фільтру – генерування в живлячу мережу струму, в гармонійному складі якого немає першої гармоніки, а всі вищі гармоніки рівні по амплітуді, але протилежні за фазою до вищих гармонік струму випрямного навантаження.

Автори роботи [65], як і в [62], продовжують стверджувати, що на сьогодні в практичному плані необхідно удосконалювати пасивні фільтри (силові резонансні фільтри), оскільки активні фільтри через високу вартість, складність і порівняно низьку надійність ще не скоро будуть практично застосовуватися в системах живлення потужних навантажень. Тому для 12-пульсних і 18-пульсних випрямлячів ними розроблено пристрої придушення вищих гармонік на основі фазозсувних трансформаторів і автотрансформаторів. Для 18-пульсних випрямлячів доцільне використання невисоковартних і простих пристроїв гексагонального типу. Чисельними підрахунками встановлено, що повна потужність таких пристроїв складає 40...50%. Коефіцієнт гармонік струму (I_{THD}) залежно від кута зсуву фаз коливається від 5 до 30%. Істотною перевагою таких пристроїв є також висока надійність,

відносна дешевизна виготовлення і експлуатації, відсутність генерації реактивної потужності і високочастотних перешкод.

Автори роботи [66] в розвитку своїх же досліджень [60] пропонують схеми компенсаторів для промислових і тягових (міського електротранспорту) підстанцій, які володіють можливістю симетрування фазних струмів мережі при асиметрії навантажень і забезпечують високоякісну синусоїдність форми. До складу схем входять силовий і вольтододачний трансформатори, два інвертори з ШІМ напруги, системи управління, датчики; виконано математичне моделювання системи.

В [67] описана методика інженерного розрахунку силових елементів статичного компенсатора реактивної потужності (СТАТКОМа). Силова частина типової структурної схеми СТАТКОМа складається з: трифазного чотирьохкватратного перетворювача напруги на повністю керованих ключових елементах (частіше всього на IGBT-транзисторах); фазних реакторів на стороні змінного струму перетворювача; конденсаторної батареї на стороні постійного струму перетворювача. В порівнянні з традиційними тиристорними компенсаторами СТАТКОМ має вищу швидкодію, менші масо-габаритні параметри, здатність не зменшувати діапазон регулювання реактивної потужності при зниженні напруги в мережі.

В [68] розглядаються питання створення пристроїв, призначених для підвищення коефіцієнта потужності і активної фільтрації вищих гармонік в електроенергетичних системах судів і кораблів. Аналізується можливість установки компенсатора неактивної потужності на шинах одного найбільш потужного нелінійного споживача з низьким коефіцієнтом потужності. Встановлена потужність такого компенсатора не повинна перевищувати 30...50% потужності споживача. Пропонується схема силової частини компенсатора на основі чотирьох кватратного перетворювача, що виконаний на повністю керованих напівпровідникових елементах, на стороні постійного струму якого увімкнено конденсатор, а на стороні змінного струму – реактор невеликої індуктивності.

В [69] пропонується метод «централізованого» зниження несинусоїдності напруги у вузлах приєднання ТП системи тяги змінного струму до живлячої мережі напругою 110...220 кВ енергосистеми Росії. Несинусоїдність напруги у вузлах викликається спотворенням форми струму в проводах мережі: у них міститься 25...30% струму 3-ої гармоніки, $\sim 10\%$ – 5-ї і 8% – 7-ї. Приведено значення вимірних коефіцієнта спотворення синусоїдності напруги K_U і коефіцієнти гармонік $K_{U(n)}$ для вузлів семи підстанцій. Фільтрацію вищих гармонік у вузлах передбачається здійснювати за допомогою пасивних фільтрів С-типу. При цьому фільтри встановлюють не у всіх вузлах, а лише в деяких, де перевищено значення $K_{U(n)}$ та оцінюється вплив вузла на $K_{U(n)}$ в інших вузлах.

Методом імітаційного моделювання в [70] досліджена ефективність компенсації реактивної потужності (по основній гармоніці, потужності зсуву) і потужності спотворення (фільтрації вищих гармонік) за допомогою трифазного активного фільтру, виконаного на: керованих силових ключах IGBT; струмообмежувальних індуктивних реакторах $L_1 = L_2 = L_3 = 1$ мГн, які увімкнено на стороні змінного струму перетворювача; конденсатора $\tilde{N} = 1100$ мкФ з паралельно увімкненим $R_i = 100$ Ом на стороні постійного струму. Керування фільтром здійснювалося від релейної системи автоматичного керування. Як навантаження використовували трифазний симетричний і несиметричний реостат з регульованим $R = 10$ Ом або короткозамкнутий асинхронний двигун з $P = 5,5$ кВт, що живляться через трифазний тиристорний перетворювач напруги з можливою несиметрією кутів управління тиристорами. Проведені дослідження показали, що значення мережевого коефіцієнта потужності складають не менше 0,95. Також в 1,08...1,5 рази зменшуються втрати потужності в мережі внаслідок симетруючої властивості застосованого фільтру.

Шести- і дванадцятифазні діодні некомпенсовані випрямні агрегати (НВА), що застосовуються в системах електропостачання міського і магістрального залізничного електричного транспорту автор [71] пропонує

замінити компенсованими випрямними агрегатами (КВА), працездатність і ефективність яких підтверджена багаторічним досвідом їх експлуатації в кольоровій металургії. Основою цих агрегатів є один або два індуктивні реактори і конденсаторна батарея.

Автор досліджень [72] до пристроїв технологій керованої компенсації відносить: джерела реактивної потужності; фільтри вищих гармонік струму; симетруючі пристрої. Приведено граничні значення $\operatorname{tg}\varphi$ для електромереж з напругами: 0,4 кВ – 0,35; 6...20 кВ – 0,4; 35(60 кВ) – 0,4; 110 (154) кВ – 0,5. Для компенсації реактивної потужності у високовольтних ЛЕП рекомендується замінити синхронні компенсатори статичними тиристорними компенсаторами.

Можливість застосування пасивних і активних фільтрів в СЕТ змінного струму залізниць Росії розглянута в [73-76]. Проблема забезпечення ЯЕ в цій системі комплексна: ЕРС змінного струму сильно вплив на ЯЕ в живлячих мережах (тяговій мережі і лініях зовнішнього електропостачання), але і здатність виконувати свої функції ЕРС залежить від ЯЕ в живлячих мережах. Тому і поліпшення ЯЕ в системі тяги треба здійснювати теж комплексно: шляхом застосування як стаціонарних (у мережах, на ТП), так і бортових (на ЕРС) компенсуючих пристроїв (КП). Проблема бортових КП пов'язана з виконанням масогабаритних вимог для ЕРС. У зв'язку з цим розглядається можливість використання активних фільтрів, які менш масогабаритні, ніж пристрої пасивної фільтрації. У статті [73] приведено також результати імітаційного моделювання малопотужного (на $U=100$ В) паралельного активного фільтру. Підкреслюється, що при паралельній схемі вмикання активного фільтру в СЕТ одночасно з істотним зменшенням рівня гармонік мережевого струму збільшується рівень гармонік струму навантаження, що підтверджує необхідність застосування активних фільтрів на ЕРС.

1.4 Висновки до розділу 1

1. Існуючі опубліковані і проаналізовані дослідження присвячені оцінці середніх значень або тільки витрат електроенергії на всю систему тяги поїздів,

або лише загальних, без розподілення на продуктивні і непродуктивні, втрат електроенергії в елементах (пристроях) системи тягового електропостачання.

2. Лічильники вимірювання безпосередньо втрат електроенергії, як такі, промисловістю не виробляються і тому на практиці вони відсутні. В результаті оцінку втрат здійснюють експериментальним вимірюванням з застосуванням лічильників енергії за різницею їх показів на ТП і на електрорухомому складі, тобто вимірюють так звані умовні втрати електроенергії.

3. При експериментально-розрахунковому визначенні загальних втрат електроенергії в тяговій мережі не враховується імовірісно-стохастичний характер фідерної напруги і тягового струму, що, окрім зазначеного, суттєво впливає на збільшення похибки лічильників енергії.

4. Існуючі методи і критерії оцінки складових повної потужності і енергетичних показників системи електротяги постійного струму не враховують технологічні стохастичні коливання тягових напруги і струму як випадкових процесів.

5. Множинний характер понять реактивної потужності обумовлює необхідність вибору методу її визначення, який буде адаптований до процесу оцінки непродуктивних втрат електроенергії в тяговій мережі і в лінії зовнішнього електропостачання.

6. Існуючі методи оцінки ефективності системи тягового електропостачання базуються тільки на критеріях мінімуму споживаної електроенергії і дотримування ПЯЕ, а питання втрат енергії, особливо непродуктивних, не розглядається.

7. Прилади пасивної фільтрації застосовують не скрізь, де це необхідно і можливо, як в силу їх недоліків, так і внаслідок неправильного відношення до них енергопостачальних організацій і енергоспоживачів.

8. У теперішній час, як і в попередні 20 років, спостерігається бурхливе зростання наукових публікацій по методам і засобам активної фільтрації, але їх зміст обмежується зазвичай описом схем, макетів чи лабораторних зразків активних чи гібридних фільтрів, а також їх моделюванням.

9. Активні і гібридні фільтри в Україні і країнах СНГ тільки на стадії розробки, відсутні навіть експериментальні зразки, особливо це стосується потужних АФ, необхідних для променергетики. Ряд іноземних фірм виготовили та пропонують АФ на малі та середні потужності, але інформація про їх вартість і результати роботи відсутня. Вірогідно, пройде ще не одне десятиліття до того часу, коли за допомогою АФ і ГФ можна буде в повній мірі вирішувати проблему підвищення ЯЕ в потужних системах «джерело-споживач».

10. Серед спеціалістів – електроенергетиків існує практично єдина думка, що поки що в наш час, в наших умовах при реальному вирішенні задач підвищення ЯЕ в потужних системах слід орієнтуватися на методи та засоби пасивної фільтрації.

11. Ще менша кількість навіть розробок АФ і ГФ виконано для систем електричного транспорту. При вирішенні питань підвищення ЯЕ перевага надається раціоналізації власне таких засобів електропостачання як підвищення напруги мережі, зміна структури перетворювачів на ТП тощо.

РОЗДІЛ 2

УМОВИ, МЕТОДИКИ ТА ПРИЛАДИ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1 Обґрунтування методу досліджень

Оцінка ефективності систем електропостачання та електроспоживання електрифікованих ділянок залізниць передбачає визначення складових повної потужності, показників якості і втрат електроенергії, а також коефіцієнта потужності чи коефіцієнта реактивної потужності. На сьогодні практично існують три способи визначення цих енергетичних характеристик і показників, назовемо їх так: апаратний (чи приладний); моделюванням; метод непрямого вимірювання за допомогою реально записаних в умовах експлуатації напругам і струмам досліджуваної системи.

Апаратний метод передбачає використання для зазначеної мети різного типу приладів реєстрації ПЯЕ, аналізаторів спектру, електронних електролічильників тощо [11, 20, 27, 76-78]. Однак на сьогодні в Державний реєстр засобів вимірювальної техніки України внесено лише п'ять типів приладів для вимірювання ПЯЕ [79]. Отже, використання інших типів приладів і вимірювальних систем, тим паче розроблених не в заводських умовах, а самостійно і не сертифікованих, неправомірно і результати вимірювання не повинні вважатися достовірними. Зазначене в повній мірі відноситься і до електронних лічильників електроенергії [80-82]. Зазначені зауваження особливо стосуються електричних мереж і пристроїв СЕТ, напруги і струми в яких не тільки несинусоїдні і різкозмінні, але і мають характер нестационарних випадкових процесів, що суттєво впливає на точність вимірювання енергетичних показників.

Метод моделювання, і математичного, і фізичного, і імітаційного, є потужним методом аналізу електроенергетичних процесів, але він базується, по-перше, на схемі заміщення реальної системи і наближених значеннях її

параметрів, величин, умов і режимів роботи. До того ж будь-яка модель потребує наступного підтвердження її адекватності результатами експериментальних досліджень.

Тому, на нашу думку, найбільш ефективним, зі значно більшими можливостями, є метод непрямого вимірювання, який базується на використанні отриманих в реальних умовах експлуатації часових залежностей напруг і струмів. Цей метод позитивно відрізняється ще й тим, що розрахунки виконують на основі сучасних уявлень і формул реактивної потужності, енергетичних показників і втрат активної енергії в електричних колах з несинусоїдними електричними величинами, в той же час, як існуючі вимірювальні прилади і системи базуються на поняттях і методиках, які були прийняті ще в 40-ві роки ХХ століття [80].

Враховуючи вищесказане, нами було вибрано розрахунковий метод, який базується на моніторингу напруг і струмів в елементах системи електротяги. Слід також відмітити, що у викладеному і використаному далі в цій роботі, розрахунковому методі мова не йде про розрахунки відомим класичним методом за миттєвими схемами. Як стверджують автори робіт [27, 83, 84], теоретичне визначення підстанційних і фідерних напруг і струмів, а також втрат енергії в контактній мережі досить важке через складності врахування струморозподілення уздовж довжини міжпідстанційних зон і зв'язку між їх струмоспоживанням. Наявність складного струморозподілення в контактній мережі зумовлено як паралельним з'єднанням кіл живлення суміжних шляхів в середині міжпідстанційної зони, так і внаслідок стохастичного характеру тягового навантаження від кожної одиниці ЕРС.

2.2 Моніторинг напруг і струмів на елементах електрифікованих ділянок

Реєстрацію (запис) часових залежностей напруг і струмів здійснювали на елементах досліджуваних ділянок (рис. 2.1) Придніпровської залізниці відповідно спеціально розробленої «Програми проведення експерименту по

зніманню часових залежностей струму і напруги в аварійних і експлуатаційних режимах роботи системи тягового електропостачання...», затвердженої 02.07.09 Начальником служби електропостачання зазначеної залізниці.

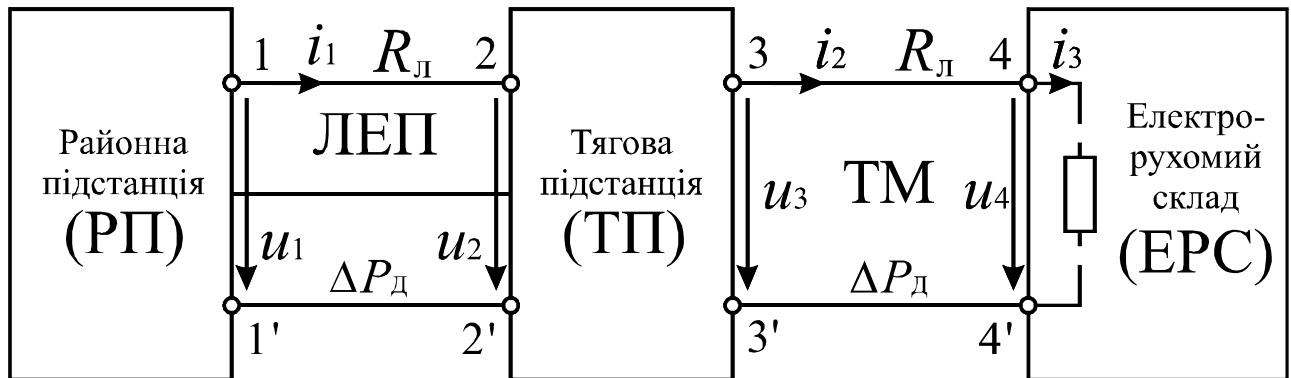


Рис. 2.1. Якісна структурна схема досліджуваної електрифікованої ділянки.

Випробування проводили на реально діючих ТП: Горяїново, Письменна, Железняково, Миколаївка, Слав'янка, Сухачівка, Верхньодніпровськ, Нижньодніпровськ-Вузол; ПСК «Брагіновка» та ПСК-12. Вибір цих ТП був обумовлений наступними причинами: великими значеннями тягового струму в зв'язку з наявністю підйому в профілі шляху ряду фідерних зон; високою вантажнапруженістю й тим самим значними коливаннями тягового струму; наявністю на деяких ТП нових автоматичних вимикачів ВАБ-206. Нижче, у цьому підрозділі наведено інформацію про методики та прилади, які було застосовано при часовій реєстрації напруг і струмів в точках 1-1', 2-2', 3-3' та 4-4' структурної досліджуваної схеми ділянки (рис. 2.1).

2.2.1 Реєстрація напруг і струмів на виході РП, що живить ТП

Синхронне осцилографування миттєвих величин фазних напруги $u_1(t)$ і струму $i_1(t)$ на виході (точки 1-1', рис. 2.1) РП, що живить ТП, виконували за допомогою двопромінного електронного осцилографа С1-93 з класом точності 2. При цьому для запису осцилограм струму вмикали 1-й канал приладу паралельно до безіндуктивного шунта (1,5А/75мВ), який був увімкнений послідовно з вторинною обмоткою трансформатора струму фази «С» живильної

мережі РП. Другий канал осцилографа використовували для одночасного запису фазної напруги, який вмикали паралельно до затискачів вторинної обмотки вимірювального трансформатора напруги, тобто вмикали на напругу фази «С».

Часові залежності зміни діючих значень напруги $U_1(t)$ і струму $I_1(t)$ на виході РП записували за допомогою переносних самописців, зі швидкістю запису 100...300 мм/год, магнітоелектричної системи з випрямлячем і класом точності 1,5. Для отримання реєстрограм напруги використовували ампервольтметр типу Н339 за № 01367, який вмикали паралельно затискачам вторинної обмотки трансформатора напруги (до фази «С»). Синхронну реєстрацію струму здійснювали приладом того ж типу, але за № 00155, який вмикали послідовно з вторинною обмоткою трансформатора струму фази «С» мережі РП.

2.2.2 Фіксація напруг і струмів на вході ТП

Отримання часових залежностей напруг і струмів (як осцилограм, так реєстрограм) на вході ТП (точки 2-2' на рис. 2.1) здійснювали за тією ж методикою й тими ж приладами, що на виході РП, що й приведені у підрозділі 2.2.1.

2.2.3 Реєстрація випрямлених напруг і струмів на виході ТП

Експериментальне отримання часових залежностей миттєвих величин випрямлених напруги і струму (осцилограм) на виході ТП (точки 3-3' на рис. 2.1) виконували також осцилографічним приладом С1-93, перший канал якого, для запису струму, вмикали паралельно до шунта (3000А/75мВ) досліджуваного фідера. Другий канал осцилографа, для реєстрації напруги, вмикали паралельно до вихідних затискачів подільника напруги (40/1), увімкненого до шин «+» і «-» ТП.

Для запису часової залежності обвідної кривої випрямленої напруги ТП застосовували ампервольтметр самописний переносний типу Н339 за №01280,

який вмикали паралельно до вихідних затискачів дільника напруги (40/1), увімкненого до шин «+» і «-» ТП. Система приладу НЗ39 – магнітоелектричний з випрямлячем, клас точності – 1,5. Швидкість запису – 100...300 мм/год.

Реєстрацію обвідної кривої випрямленого струму здійснювали за допомогою приладу того ж типу, з тією ж швидкістю запису, але за № 00129, який вмикали паралельно до шунта (3000А/75мВ) досліджуваного фідера.

2.3 Планування та імовірнісна обробка випадкових процесів напруги та струму

Як свідчать результати попередніх досліджень, часові залежності напруг і струмів на ділянках тягового електропостачання являються випадковими процесами (рис. 2.2).

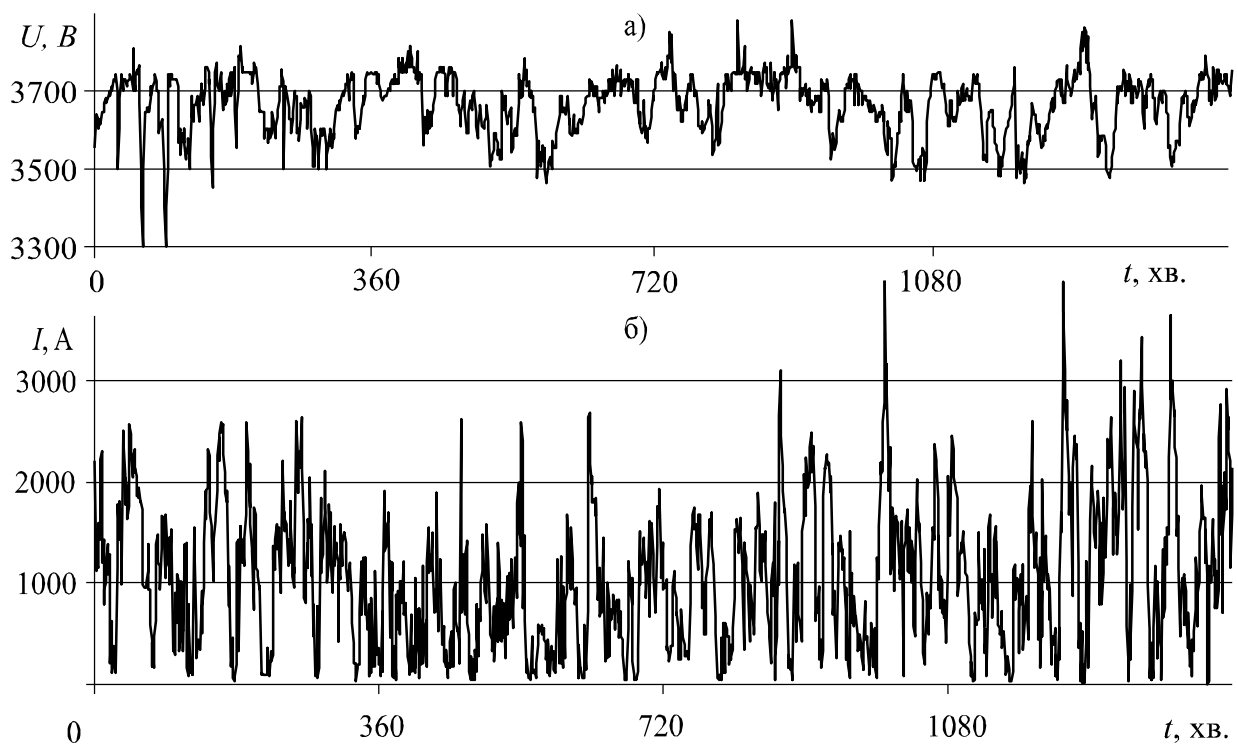


Рис. 2.2. Приклади реальних часових залежностей випрямлених напруги (а) та струму (б) фідера ТП постійного струму.

А як відомо [85, 86], загалом в залежності від характеру зміни випадкових процесів – стаціонарний чи нестаціонарний, ергодичний чи неергодичний –

способи визначення їх імовірнісних характеристик різні. Тому першим етапом досліджень напруг і струмів, як випадкових процесів, в цій роботі було встановлення зазначеного характеру зміни цих процесів згідно з ознаками, які наведені в теорії випадкових функцій [85, 86].

Наступним етапом було визначення достатньої тривалості T_D запису однієї реалізації у випадку, якщо процес був стаціонарним ергодичним. Різні автори пропонують різні формули розрахунку величини T_D . В [76, 77] аналізуються такі вирази для T_D :

$$T_D \geq \frac{25}{\pi f_{\min}}, \quad (2.1)$$

$$T_D \geq \frac{2}{n_0 \varepsilon_{\text{ед}}}, \quad (2.2)$$

$$T_D \approx (10 \dots 15) T_2, \quad (2.3)$$

де $f_{\min}$ – мінімальна частота у спектрі досліджуваного випадкового процесу;

n_0 – кількість перетинів кривою процесу лінії його математичного сподівання;

$\varepsilon_{\text{ед}}$ – відносна похибка розрахунку кореляційної функції при $\tau = 0$; зазвичай її приймають рівною 0,05...0,1 (5...10%);

n_0 – кількість перетинів кривою процесу лінії його математичного сподівання;

T_2 – найбільший середній термін часу циклу роботи електричного пристрою чи системи.

В [87] для вибору T_D пропонується формула:

$$T_D = \frac{2}{\omega_{\min}} \frac{\sigma^2[X]}{\sigma^2[m_x]}, \quad (2.4)$$

де $\omega_{\min}$ – передбачувана нижня кутова частота спектру процесу;

$\sigma^2[X]$ – дисперсія процесу;

$\sigma^2[m_x]$ – дисперсія оцінки математичного сподівання досліджуванального випадкового процесу.

Отримаємо чисельне значення T_D для реалізації напруги, за формулою (2.4), якщо попередні дослідження показали що: $\sigma_U = 155 \text{ В}$, $\sigma^2[m_U] = 347 \text{ В}^2$,

$$\omega_{\min} = \frac{2\pi}{T_{\min}} = \frac{2\pi}{65_{\text{дв.}}}. \text{ Тоді маємо:}$$

$$T_{DU} = \frac{2}{2\pi/65} \frac{155^2}{347} = 1442_{\text{с}} = 24,03_{\text{год.}},$$

Приймаємо $T_{DU} = 24 \text{ год.}$, тобто одну добу.

У випадку, коли випадкові процеси напруги $U(t)$ чи струму $I(t)$ в цій роботі не були ергодичними, незалежно від їх стаціонарності чи не стаціонарності, тоді їх імовірнісні характеристики визначали шляхом усереднення за ансамблем достатньої необхідної кількості N реалізацій зазначених процесів. Отже, виникає питання оцінки мінімальної кількості N таких реалізацій, яке можна вирішити із таких міркувань. Спосіб визначення характеристик за ансамблем реалізацій означає визначення оцінок математичного сподівання, дисперсії, кореляційної функції та закону розподілення напруги чи струму для статистичної дискретної сукупності значень цих, тепер вже випадкових величин, отриманих при кожному «поперечному перерізі t_k за часом» усіх реалізацій, тобто в певний момент часу t_k . А, як відомо [85], зазначені оцінки математичного сподівання, дисперсії та інше повинні бути спроможними, незміщеними та ефективними, що може бути виконано лише при достатньому об'ємі вибірки значень, які з'являються при дискретизації за часом неперервних реалізацій. Тобто, мінімально необхідна кількість реалізацій N повинна визначатися за виразами теорії випадкових величин, а саме, за формулою мінімального об'єму вибірки для середнього згідно з ДСТУ 3004-95 [88] і згідно з методом без повторного відбору [89]:

$$N = \frac{Mt^2\sigma^2}{M\Delta^2 + t^2\sigma^2} = \frac{M}{1 + \frac{M\Delta^2}{t^2\sigma^2}}, \quad (2.5)$$

де M – загальна кількість реалізацій;

t – аргумент інтегральної функції Лапласа $F(t)$, з імовірністю якої забезпечується задана точність розрахунку N ;

σ^2 – найбільша дисперсія значень випадкових величин $U(t)$ чи $I(t)$ в перерізі; береться на основі попередніх вимірювань;

Δ – допустима величина похибки вимірювання напруги чи струму.

Користуючись цією формулою (2.5), визначимо мінімальну кількість реалізацій напруги N_U , яка потрібна для знаходження імовірнісних характеристик по сукупності $M=180$ в місяць. Потрібна точність $\Delta=40$ В повинна бути забезпечена з імовірністю $F(t)=0,955$ (при $t=2,0$). Попередні вимірювання U у потрібній вибірці дали найбільшу дисперсію $\sigma_U=110,5$ В. Тоді маємо:

$$N_U = \frac{180 \cdot 2^2 \cdot 110,5^2}{180 \cdot 40^2 + 2^2 \cdot 110,5^2} = 26,1 \text{ реалізацій.}$$

Приймемо $N_U=30$ реалізацій за місяць, тобто кожної доби будемо фіксувати одну реалізацію тривалістю 24 години. За аналогією за тією ж формулою знаходимо мінімальну кількість реалізацій струму N_I для даних: $\sigma_I=479,7$ А, $\Delta=52$ А, $M=60$. В результаті отримуємо, що $N_I=38,4$ реалізацій.

Для отримання статистичних характеристик (чотирьох перших моментів) процесу $U(t)$ реалізації оброблювали методом квантування (дискретизації) за часом. Величину часового інтервалу квантування Δt визначали в залежності від спектрального складу процесу, виходячи із співвідношення [85]:

$$\Delta t = \frac{T_{\min}}{5 \dots 10}, \quad (2.6)$$

де $T_{\min}$ – період, відповідно високо складових процесу $\omega_{\max}$.

Величину Δt також отримуємо із співвідношення, яке витікає із теореми Котельникова [90]:

$$\Delta t = \frac{\pi}{\omega_a} \quad (2.7)$$

де ω_a – максимальна (верхня) частота спектру досліджуваного процесу.

В [76, 77] крок квантування Δt передбачається визначати за формулою:

$$\Delta t \leq \frac{2}{\pi n_0} \sqrt{2\varepsilon_p} \quad (2.8)$$

де ε_p – максимальна відносна похибка опису кореляційної функції.

Отримані залежності напруги і струму обробляли імовірно-статистичним методом.

Поточний зсув часу (час затримки) $\tau = t_2 - t_1$, за яким розраховується кореляційна функція процесу, вибирали в діапазоні $0 \leq \tau \leq \tau_{\max}$, де $\tau_{\max}$ деякими авторами [87] рекомендується вибирати відповідним періоду найменшої частоти $T_{\max}$ ($T_{\max} = \tau_{\max}$), а іноді рекомендується $\tau_{\max} = \tau_k$, де τ_k – час кореляції, який можна знайти при задоволенні однієї з умов [87]: $\rho(\tau = \tau_k) = 0,05$ або $\rho(\tau = \tau_k) = 0,1$, де $\rho(\tau)$ – нормована автокореляційна функція.

2.4 Методика оцінки показників якості електроенергії в системі

Оцінку такого ПЯЕ як стале відхилення напруги δU_y здійснювали відповідно ГОСТ 13109-97 наступним чином. Записували криву зміни напруги (регістрограму) протягом 24 годин. Ділили (дискретизували) цей час на інтервал часу $\Delta t = 1 \text{ хв.}$ Фіксували в цьому інтервалі Δt не менше 18 значень N напруги U_i . Обчислювали усереднене значення U_y за формулою

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}. \quad (2.9)$$

Потім оцінювали відхилення напруги δU_y як

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\hat{y}}}{U_{\hat{y}}} 100\%, \quad (2.10)$$

де $U_{\hat{y}}$ – номінальна (міжфазна або фазна) напруга.

Коефіцієнт спотворення K_U синусоїдності кривої напруги визначали наступним чином. Фіксували часову залежність $K_U(t)$ протягом 24 годин, як того вимагає ГОСТ 13109-97. Дискретизували добу на інтервали часу $\Delta t = 3$ с. На кожному інтервалі Δt визначали N значень (N повинно бути не менше 9) коефіцієнта K_{Ui} . Обчислювали усереднене на інтервалі Δt значення коефіцієнта спотворення за формулою

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}. \quad (2.11)$$

Аналогічно K_U обчислювали і коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, а також інтегральний показник гармонійного складу струму

$$I_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{49} I^{(k)2}}}{I^{(1)}}. \quad (2.12)$$

Цей ПЯЕ почав застосовуватися у вітчизняній електроенергетиці, дивлячись на міжнародні стандарти IEEE 519-1981 та IEEE 519-1992, в яких під *THD* розуміють як Total Harmonic Distortion.

Загальна тривалість визначення вказаних ПЯЕ складала 10 діб (при рекомендованих ГОСТ 13109-97 – 7 діб).

2.5 Висновки до розділу 2

1. Із існуючих на сьогодні способів визначення складових повної потужності, показників якості і втрат електроенергії, а також коефіцієнта реактивної потужності найбільш ефективним є метод непрямого вимірювання, який базується на вимірюванні зазначених вище електричних величин за допомогою використання реєстрограм напруг і струмів.

2. Дискретизацію фідерних напруг і тягових струмів необхідно виконувати з інтервалом часу Δt , що визначається за теоремою Котельникова.

3. В якості важливого доданку до ПЯЕ в тяговій мережі потрібно оцінювати також інтегральний показник гармонійного складу струму.

РОЗДІЛ 3

ТЕОРЕТИЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ТА МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК І ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Критерії ефективності електроенергетичних процесів тягового електропостачання. Енергетичні характеристики і показники

Існуюча на сьогоднішній день і яку найчастіше застосовують, в тому числі і в електричних колах систем тяги, традиційна класична система критеріїв ефективності електроенергетичних процесів включає в себе наступні показники якості енергопроцесів [34, 93-95]: коефіцієнт зсуву фаз основної гармоніки струму відносно основної гармоніки напруги ($\cos \varphi_{(1)}$); коефіцієнт спотворення форми струму по відношенню до форми напруги (ν); коефіцієнт несиметрії навантаження по фазах ($\hat{E}_{f\bar{N}}$); коефіцієнт нерівномірності споживання електроенергії ($\hat{E}_{fD}$). Ці коефіцієнти, як енергетичні показники, базуються на співвідношеннях відповідних потужностей (енергетичних характеристиках): активній P , реактивній $Q_{(1)}$, спотворення D , несиметрії $H_{\bar{N}}$, нерівномірності H_D та повній S . Зазначені коефіцієнти визначають через ці потужності, як складові повної потужності S , таким чином [34, 95]:

$$\cos \varphi_{(1)} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2}}, \quad (3.1)$$

$$\nu = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2}}{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2}}, \quad (3.2)$$

$$K_{HC} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2}}{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2 + H_C^2}}, \quad (3.3)$$

$$K_{HP} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2 + H_C^2}}{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2 + H_C^2 + H_P^2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{(1)}^2 + D^2 + H_C^2}}{S}. \quad (3.4)$$

Загальним показником в цій системі являється коефіцієнт потужності (пристрою, системи або просто кола) λ , який об'єднує всі локальні коефіцієнти (3.1)-(3.4) за виразом:

$$\lambda = \frac{P}{S} = \cos \varphi_{(1)} \nu K_{HC} K_{HP}, \quad (3.5)$$

де $P = U_{(1)} I_{(1)} \cos \varphi_{(1)}$; $S = UI$; $Q_{(1)} = U_{(1)} I_{(1)} \sin \varphi_{(1)}$.

Слід зауважити, що коефіцієнт $\cos \varphi_{(1)}$ не завжди являється достатньо очевидним енергетичним показником (для кіл і режимів, у яких потужності $D=0$, $H_C=0$, $H_P=0$) і тому в останні 5...8 років в тяговому електропостачанні, подібно промисловому, в якості звітної величини використовують коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi_{(1)} = \frac{Q_{(1)}}{P}$, яка є більш енергетично практичним показником. Дійсно, наприклад, при $\cos \varphi_{(1)} = 0,95$ величина $\operatorname{tg} \varphi_{(1)} = 0,33$. Тобто, хоча $\cos \varphi_{(1)}$ близький до 1, але споживана реактивна потужність $Q_{(1)}$ складає майже 1/3 від активної, тобто порівняно велика. До цього треба додати, що коли користуються вимірними величинами «коефіцієнт потужності λ » і «коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi$ », то не зрозуміло які це значення: $\cos \varphi_{(1)}$ і $\operatorname{tg} \varphi_{(1)}$, виходячи із ортогональності активної потужності P і реактивної по першій гармоніці $Q_{(1)}$ (рис. 3.1, а) чи це $\cos \varphi_0$ і $\operatorname{tg} \varphi_0$ згідно з концепцією Фризе (рис. 3.1, б).

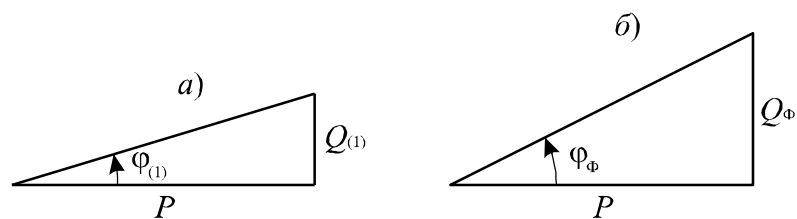


Рис. 3.1. Трикутники потужностей на першій гармоніці (а)
та згідно концепції Фризе (б).

Тобто, коректність саме вимірювання обох величин набуває основного значення і тому найбільш правильний шлях їх визначення – розрахунковий.

Потужність спотворення D в (3.2)-(3.4), як енергетична характеристика взаємодії різних « k » і « l » гармонік напруги і струму, може бути визначена як

$$D^2 = \sum_{K \neq l} (U_{(k)}^2 I_{(l)}^2 + U_{(l)}^2 I_{(k)}^2) + \\ + 2 \sum_{K \neq l, j \neq i} U_{(K)l} I_{(l)j} U_{(K)j} I_{(l)i} \cos[(\psi_{(K)i} - \psi_{(l)i}) - (\psi_{(K)j} - \psi_{(l)j})],$$

а потужність нерівномірності H_D на інтервалі нерівномірності τ – за виразом [95]:

$$H_p^2 = S^2 - \left[\frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} U(t) I(t) dt \right]^2 \quad (3.6)$$

Викладена вище класична система енергетичних показників (критеріїв ефективності) базується на гармонійному підході і тому, по-перше, може призвести до невизначеності та ускладнень при характеристиці потоків енергії, коли вже треба оперувати з інтегралами функцій енергії. По-друге, вона володіє негативними сторонами [12], зокрема, мають місце утруднення при необхідності диференціювання оцінок ефективності за видами відхилень стану систем напруг і струмів від нормованих значень. Це пов'язано з тим, що зазначені показники не являються незалежними з точки зору впливу на них таких енергетичних характеристик як потужності P , Q , D , H_p . Наприклад, при вмиканні ємності до нелінійного навантаження (у разі необхідності компенсації) змінюються усі показники (3.1)-(3.4), а не лише $\cos \varphi_{(1)}$. Далі, в системі критеріїв (3.1)-(3.5) важко ввести вагові коефіцієнти, які б враховували збитки від кожного фактора неякісності електроенергії, оскільки ці показники локальні і вони входять в загальний показник λ мультиплікативно. Із цього випливає неоднозначність розв'язання проблеми оцінки ефективності процесів передачі, споживання і перетворення електроенергії. Тому в багатьох роботах систему (3.1)-(3.5) пропонується доповнювати іншими критеріями ефективності, які б у першу чергу оцінювали коректність поняття реактивної

потужності в колах несинусоїдних напруг і струмів. Зокрема, в [95] автор називає показники (3.1)-(3.5) критеріями ЯЕ і замість них пропонує критерії неякісності електроенергії: показник зсуву Δ_{ζ} , показник спотворень $\Delta_{\tilde{n}}$, показник несиметрії $\Delta_{f\tilde{N}}$ і загальний показник $\Delta = \sqrt{S^2 - P^2} / P$, який об'єднує інші за виразом $\Delta^2 = \Delta_{\zeta}^2 + \Delta_{\tilde{n}}^2 + \Delta_{HC}^2$.

В [96] пропонуються критерії, що базуються на декомпозиції миттєвої потужності $p(t)$. Автори, використовуючи різні поняття потоків електроенергії (додатній, від'ємний, зворотний і таке інше), уводять такі п'ять енергетичних коефіцієнтів: ефективність використання енергії системи; використання енергії в споживачі; використання енергії, накопиченої в полі; ступінь коливання енергії в системі; ступінь коливання енергії в споживачі. Однак ці критерії уведені лише для систем з періодичними несинусоїдними функціями напруги і струму.

В [30] у результаті узагальнення відомих підходів до оцінки ефективності енергопроцесів наведено критерії, які обумовлюють обмеження на форму миттєвих значень напруг $u(t)$ і струмів $i(t)$: мінімум втрат; мінімізація миттєвих значень струму; рівномірного споживання енергії; усунення зворотних потоків енергії.

Розглянуті вище показники змістовно тісно пов'язані з ПЯЕ згідно ГОСТ 13109-97 і тому в якості критеріїв нерідко обмежуються цими ПЯЕ. Однак останні, по-перше, вони «безлікі» відносні величини і не відображають економічної сторони протікання енергетичних процесів, зокрема втрат електроенергії. По-друге, вони нормалізують лише зміни напруги. І, нарешті, ПЯЕ не є обов'язковими між енергопостачальною організацією і споживачем. На нашу думку, найбільш важливим показником (критерієм) ефективності енергопроцесів електропостачання і електроспоживання в СЕТ можуть служити втрати активної електроенергії в пристроях системи, а саме: в живлячій ЛЕП, ТП, ТМ і ЕРС. Ці втрати – втрати на передачу (транспортування) і розподілення електроенергії, їх називають технологічними втратами і вони мають дві

складові [97-99]: втрати при транспортуванні електроенергії та втрати при її реалізації. Втрати при передачі електроенергії являють собою суму технічних втрат і втрат на власні потреби підстанцій.

Технічні втрати електроенергії зумовлені фізичними процесами, які відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і які виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж. Витрати електроенергії на особисті потреби підстанцій потрібні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

Втрати при реалізації електроенергії дорівнюють сумі втрат, обумовлених недоврахуванням електроенергії в результаті помилок системи її обліку (урахування), і комерційних втрат. Недоврахування електроенергії зумовлене великими негативними похибками приладів її обліку у споживачів у порівнянні з аналогічними похибками приладів, фіксуючих її доступ в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму, напруги і з'єднувальні проводи (кабелі) як складові вимірювального комплексу) в паспортних даних характеризуються двосторонніми похибками (плюс/мінус), однак в силу різних причин, про які будуть сказано нижче, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, до якого входять сотні і тисячі вимірювальних комплексів. Ця похибка призводить до недоврахування електроенергії, тому до неї застосовується термін «втрати». Слід відзначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недоврахування електроенергії виявляється суттєвим.

Комерційні втрати зумовлені розкраданням електроенергії, невідповідністю показників лічильників і оплатою за електроенергію побутовими споживачами та іншими в сфері організації контролю за споживанням електроенергії. Зауважимо, що нерідко автори тих же робіт [97-99] вважають, що комерційні втрати не повинні відноситись до технологічних втрат.

Окрім розглянутої вище класифікації технологічні втрати слід розподіляти на продуктивні (основні) та непродуктивні (додаткові).

Продуктивні втрати обумовлені передачею лише активної енергії в ЕРС і вони мають місце, коли система «ЛЕП-ТП-ТМ-ЕРС» працює в синусоїдному, симетричному та стабільному, за характером споживання (коли миттєва потужність є незмінною величиною), режимі. В цьому режимі, який деякі автори називають «оптимальним», відсутні всі 4 фактори неякості електроенергії, а саме: відсутній кут зсуву фаз між однаковими гармоніками напруги і струму; форма струму не спотворена по відношенню до напруги (тобто їх спектральний склад однаковий); всі фази (якщо система трифазна) навантажені однаково; електроенергія в часі споживається рівномірно, не різкозмінно. Відсутність факторів неякості обумовлює рівність нулю відповідних розглянутих вище потужностей: реактивної (або зсуву) $Q_{(1)}$, спотворення D , несиметрії H_C та нерівномірності H_P . Основні втрати являються необхідними по суті передачі енергії і тому неминучі. Тому вони повинні бути зменшені лише до оптимального рівня, під яким розуміють такі значення, при яких не існує економічно виправданих способів їх подальшого зниження при прийнятному критерії економічності та кінцевій множині можливих способів їх зменшення [100].

Непродуктивні втрати пов'язані з неякісністю електроенергії, тобто вони мають місце, якщо в системі діє хоча б один із 4-х вищезазначених факторів неякості електроенергії. А останні в СЕТ обов'язково є, бо вона працює практично завжди в несинусоїдному, часто несиметричному і різкозмінному тяговому режимі навантаження. Ці втрати електроенергії не є необхідними при її передачі по ЛЕП до ТП і від ТП до ЕРС і тому вони повинні бути зменшені до мінімуму. Однак в наш час електрифіковані залізниці України аналізують та сплачують тільки за використані активну та реактивну електроенергії [1] і зовсім без уваги, як звітну величину [1], залишають навіть сумарні втрати активної потужності. Очевидно тому і в наукових дослідженнях ефективність електроспоживання оцінюють лише за критерієм мінімуму споживання та

вартості електроенергії [101], що, на нашу думку, є неповним та недостатнім. З економічної, і навіть техніко-економічної, точки зору найбільш важливим показником ефективності процесів тягового електропостачання і електроспоживання можуть слугувати навіть не стільки сумарні, скільки непродуктивні втрати активної енергії, які виникають в пристроях систем електротяги при передачі повної потужності від РП до ЕРС. При цьому оцінка чи точний розрахунок непродуктивних втрат, з позиції подальшого аналізу та прийняття необхідних засобів, повинна виконуватись не лише у кожній складовій СЕТ «ЛЕП-ТП-ТМ-ЕРС», але й від кожного фактора неякісності електроенергії з наступним складанням від усіх складових.

Якраз саме непродуктивні втрати в елементах (пристроях) системи електротяги повинні бути основним критерієм ефективності енергопроцесів у системі, бо вони:

- відображають економічну сторону і енергопостачання, і енергоспоживання (у кВт·год);
- базуються на усіх 4 факторах неякісності електроенергії у системі;
- характеризують ефективність і раціональність організації споживача при електроспоживанні.

Тому треба нормувати не ПЯЕ, а непродуктивні втрати, або їх – разом.

На сьогодні не існує приладів і методів експериментального визначення взагалі технологічних, й тим більше непродуктивних, втрат електроенергії, їх можна отримати лише розрахунковим шляхом. А існуюча з 2003р. і затверджена наказом № 342 Укрзалізниці «Методика розрахунку технологічних втрат в пристроях електропостачання» [17] базується на показаннях лічильників електроенергії, спожитої за місяць поїздами на міжпідстанційній зоні, та середньомісячного значення коефіцієнта потужності. У той же час відомо, що використовувані в Україні індукційні чи електронні лічильники і методики розрахунків обсягів відпущеної та спожитої електроенергії недостовірно оцінюють несинусоїдні енергетичні процеси, що протікають в системах з нелінійними нестационарними навантаженнями [80].

3.2 Методи визначення складових повної потужності системи

Як випливає з попереднього підрозділу, в основі аналізу ефективності електроенергетичних процесів, і тим самим оцінки енергетичних характеристик, у системах електричної тяги міститься задача вимірювання приладами або аналітичного визначення складових повної потужності. Розроблені відносно недавно електронні мікропроцесорні лічильники з великою точністю вимірюють різні характеристики потужності й енергії. Однак вони працюють практично без помилок тільки в ustalених режимах, тільки при синусоїдних напругах і струмах і тільки в симетричних системах. В інших випадках, тобто в інших системах, якими і є СЕТ постійного і змінного струмів, існуючі, особливо індукційні, лічильники електроенергії можуть вимірювати адекватно тільки активну потужність, всі інші енергетичні характеристики оцінюються з істотними похибками [27, 78, 80]. Особливо ці похибки зростають, якщо напруги й струми є різкозмінними величинами й, більше того, являють собою випадкові процеси, що є характерним для електричних ТМ. Тому результати розрахунків технологічних втрат електроенергії в пристроях електропостачання за методикою [17], які базуються на показаннях лічильників електроенергії, є дуже неточними.

У зв'язку з викладеним вище, найбільш правильний шлях оцінки складових повної потужності і їхніх втрат – розрахунковий, на основі експериментально отриманих у реальних експлуатаційних умовах реєстрограм й осцилограмм зміни в часі напруг $U(t)$ і струмів $I(t)$ у пристроях (ТП, ТМ, ЕРС) систем електричної тяги. При цьому, якщо $U(t)$ і $I(t)$ є несинусоїдними, але періодичними, для визначення складових повної потужності застосуємо класичний Фур'є-аналіз. Однак реально часові залежності струмів і напруг на вході й виході ТП та їх фідерів, а також в електрорухомому складі є реалізаціями відповідних випадкових процесів, застосування до яких класичного спектрального аналізу неправомірно [102].

Імовірно, у цьому випадку для визначення енергетичних характеристик доцільне використання апарата теорії випадкових процесів.

Тому, у цьому підрозділі, для вирішення поставленої задачі запропоновано три методи: метод «дискретної електротехніки», дискретного перетворення Фур'є та метод кореляційних функцій [103].

3.2.1 Інтегральні форми потужностей

Метод «дискретної електротехніки», у якому реалізовані ідеї точкового обчислення академіка АН УРСР Г. Е. Пухова [104], полягає в наступному. Кожну реалізацію тривалістю T (найчастіше добову) заданих випадкових функцій напруги $u(t)$ й відповідну їй реалізацію струму $i(t)$ або миттєвої потужності $p(t)$ дискретизують з інтервалом часу Δt , обраним відповідно до теореми Котельникова [90] (рис. 3.2):

$$t_1, t_2, \dots, t_n, \dots, t_N;$$

$$t_{n+1} = t_n + \Delta t; N = \frac{T}{\Delta t},$$

де N – загальна кількість точок часового квантування за час $[0, T]$.

У результаті маємо дискретні значення напруги $u(t)$ й струму $i(t)$:

$$u(t_1) = u_1, u(t_2) = u_2, \dots, u(t_n) = u_n, \dots, u(t_N) = u_N;$$

$$i(t_1) = i_1, i(t_2) = i_2, \dots, i(t_n) = i_n, \dots, i(t_N) = i_N.$$

Тоді миттєва потужність у довільний момент часу t_n буде дорівнює

$$p(t_n) = p_n = u(t_n)i(t_n) = u_n i_n, \quad (3.7)$$

а активна потужність

$$P = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N p_n = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u_n i_n. \quad (3.8)$$

Діючі значення напруги й струму визначаються як

$$U = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u_n^2}, \quad (3.9)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N i_n^2}. \quad (3.10)$$

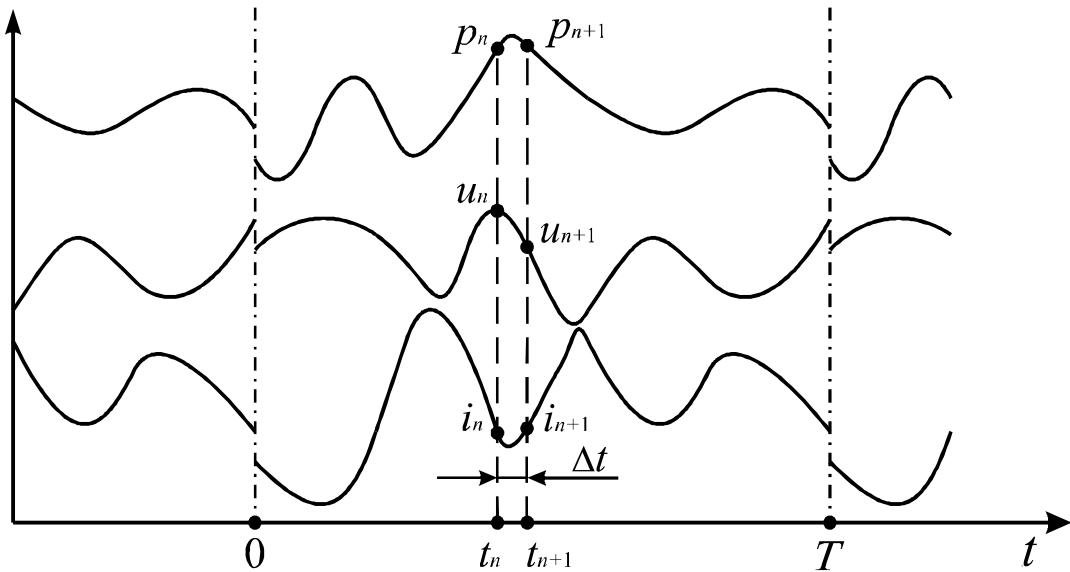


Рис. 3.2. Реалізації часових залежностей миттєвих величин напруги $u(t)$, струму $i(t)$ та потужності $p(t)$.

Повна потужність

$$S = UI. \quad (3.11)$$

Неактивна потужність (реактивна потужність по Фризе):

$$Q_0 = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (3.12)$$

Коефіцієнт реактивної потужності

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_0}{P}. \quad (3.13)$$

Умовою використання другого методу, методу дискретного перетворення Фур'є, визначення потужностей є така тривалість T реалізацій $u(t)$ й $i(t)$, при якій встигають виявитися всі найбільш істотні для практики їх властивості (наприклад середньоквадратичні значення). Тоді кожен таку реалізацію $u(t)$ й $i(t)$ можна розглядати як детерміновану несинусоїдну функцію (позначимо її як $f(t)$) не на інтервалі $[0, T]$, а продовжену періодично за межі вищевказаного інтервалу, тобто необхідно перетворити неперіодичну функцію

в періодичну з довільним періодом T (рис. 3.3), для якої справедливим є розкладання в ряд Фур'є [105].

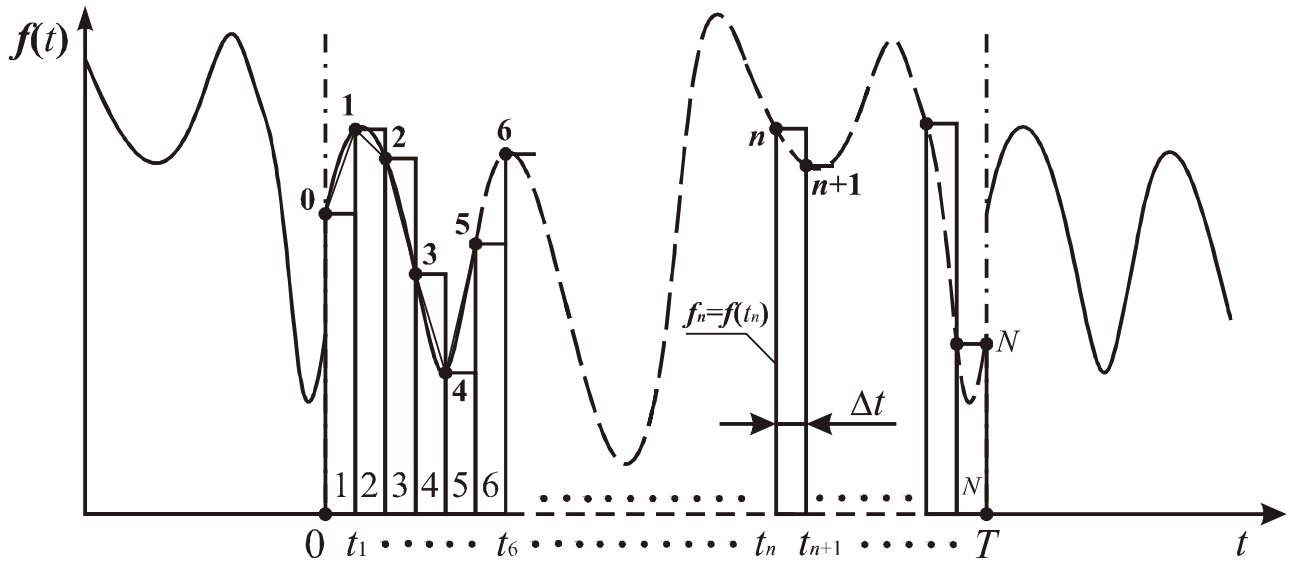


Рис. 3.3. Апроксимація реалізації випадкової функції $f(t)$ послідовністю δ -імпульсів.

Однак функція $f(t)$ неперіодична й тому застосування відомого прямого інтегрального перетворення Фур'є

$$F(j\omega) = \int_0^{\infty} f(t) e^{-j\omega t} dt = F(\omega) e^{j\psi(\omega)}$$

для спектрального аналізу реалізації цієї випадкової функції практично є важким, а тому необхідно використовувати дискретне перетворення Фур'є. Для цього дискретизуємо довільну реалізацію функції $f(t)$ на інтервали часу $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ (рис. 3.3) також за теоремою Котельникова [90]. На рис. 3.3: N – загальна кількість інтервалів дискретизації; $n = 1, 2, \dots, N$; тоді $\Delta t = \frac{T}{N}$.

У результаті дискретизації одержуємо послідовність δ -імпульсів, помножених на значення $f(n\Delta t)$ функції $f(t)$ в момент взяття відліків

$$f_{\delta}(n\Delta t) = \sum_{n=1}^N f(n\Delta t) \delta(t - n\Delta t),$$

або, переходячи до безрозмірних інтервалів дискретизації, одержуємо

$$f_{\bar{a}}(n) = \sum_{n=1}^N f(n) \delta\left(\frac{t}{\Delta t} - n\right). \quad (3.14)$$

Підставимо вираз (3.14) у формулу спектральної густини « n » -го прямокутного імпульсу

$$F(j\omega_k) = \int_{t_n}^{t_{n+1}} f_{\bar{a}}(n) e^{-j\omega_k t} dt,$$

маємо

$$F(j\omega_k) = \int_{t_n}^{t_{n+1}} \sum_{n=1}^N f(n) \delta\left(\frac{t}{\Delta t} - n\right) e^{-j\omega_k t} dt, \quad (3.15)$$

Змінюючи порядок інтегрування й додавання, а також з огляду на «фільтруючу» властивість δ -функції й те, що дискретна кругова частота

$\omega_k = \frac{2\pi}{T}k$, а $t_n = n\Delta t$, отримаємо (3.15) у вигляді

$$\begin{aligned} F(j\omega_k) &= \sum_{n=1}^N f(n) \int_{t_n}^{t_{n+1}} \delta\left(\frac{t}{\Delta t} - n\right) e^{-j\frac{2\pi}{T}kt} dt = -\frac{T}{j2\pi k} \sum_{n=1}^N f(n) \left[e^{-j\frac{2\pi}{T}k(t_n+\Delta t)} - e^{-j\frac{2\pi}{T}kt_n} \right] = \\ &= -\frac{T}{j2\pi k} \sum_{n=1}^N f(n) \left[e^{-j\frac{2\pi}{T}k(n+1)\Delta t} - e^{-j\frac{2\pi}{T}kn\Delta t} \right] = F(\omega_k) e^{-j\psi(\omega_k)}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Тоді амплітуда $A_m^{(k)}$ k -ої гармоніки шуканого ряду Фур'є функції $f(t)$

$$f(t) = \sum_{k=1}^s A_m^{(k)} \sin(k\omega t + \psi^{(k)})$$

визначиться за формулою

$$A_m^{(k)} = \frac{2F(\omega_k)}{T}, \quad (3.17)$$

а початкова фаза $\psi^{(k)}$ – у відповідності з (3.16).

Надалі, після зазначеного розкладання в тригонометричний ряд кожної реалізації випадкових функцій $u(t)$ й $i(t)$, визначення активної потужності виконується за відомим виразом [106]:

$$P = \sum_{k=1}^n U^{(k)} I^{(k)} \cos \varphi^{(k)}, \quad (3.18)$$

а повної S і неактивної Q_0 відповідно за формулами (3.11) і (3.12), де U й I – діючі значення несинусоїдних напруги й струму, які визначаються за відомими виразами теорії кіл несинусоїдного струму [106]:

$$U = \sqrt{\sum_{k=0}^n U^{(k)2}}; I = \sqrt{\sum_{k=0}^n I^{(k)2}}. \quad (3.19)$$

Третій метод, статистичний, ідея якого приведена в [30], а точніше, метод кореляційних функцій, ґрунтується на відомих із теорії стаціонарних процесів поняттях авто- та взаємнокореляційних функцій [85, 86].

Відповідно до цієї теорії, автокореляційну функцію $K_U(\tau)$ напруги $u(t)$, як стаціонарного ергодичного випадкового процесу, можна записати як математичне сподівання скалярного добутку центрованої випадкової функції $\overset{\circ}{U}(t)$ і її зсунутої на інтервал кореляції τ копії $\overset{\circ}{U}(t + \tau)$:

$$K_U(\tau) = M \left[\overset{\circ}{U}(t) \overset{\circ}{U}(t + \tau) \right] = M \left\{ [U(t) - m_U] [U(t + \tau) - m_U] \right\}, \quad (3.20)$$

де m_U – математичне сподівання стаціонарної випадкової функції напруги $U(t)$ (величина постійна).

Аналогічно, автокореляційна функція $K_I(\tau)$ випадкової функції струму $I(t)$ запишеться як

$$K_I(\tau) = M \left[\overset{\circ}{I}(t) \overset{\circ}{I}(t + \tau) \right] = M \left\{ [I(t) - m_I] [I(t + \tau) - m_I] \right\}, \quad (3.21)$$

де m_I – математичне сподівання стаціонарної випадкової функції струму $I(t)$ (величина постійна).

Для стаціонарних випадкових процесів у дуже широких умовах доводиться [86], що незміщеною оцінкою математичного сподівання $M[X(t)]$ будь-якої стаціонарної функції $X(t)$ є її середнє значення за часом $\bar{x}$ реалізації тривалістю T цієї функції $X(t)$, тобто

$$M[X(t)] = m_x = \bar{x} = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x(t) dt. \quad (3.22)$$

Тоді, згідно (3.22), вирази (3.20) і (3.21) для кореляційних функцій можна записати у вигляді:

$$K_U(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T [U(t) - m_U][U(t + \tau) - m_U] dt =$$

$$= \frac{1}{T} \int_0^T U(t)U(t + \tau) dt - \frac{1}{T} \int_0^T U(t)m_U dt - \frac{1}{T} \int_0^T U(t + \tau)m_U dt + m_U^2, \quad (3.23)$$

аналогічно

$$K_I(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T I(t)I(t + \tau) dt - \frac{1}{T} \int_0^T I(t)m_I dt - \frac{1}{T} \int_0^T I(t + \tau)m_I dt + m_I^2. \quad (3.24)$$

Автокореляційна функція визначає закономірність, властиву тільки одному процесу ($u(t)$ або $i(t)$), і використовується при знаходженні діючих значень величин. Дійсно, при $\tau = 0$ вирази (3.23) і (3.24) приймають вигляд:

$$K_U(\tau = 0) = \frac{1}{T} \int_0^T U^2(t) dt - m_U^2 = U^2 - m_U^2, \quad (3.25)$$

$$K_I(\tau = 0) = \frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt - m_I^2 = I^2 - m_I^2, \quad (3.26)$$

де U й I – діючі значення відповідно напруги й струми, знайдені за часовими реалізаціями тривалістю T .

З огляду на (3.25) і (3.26), повна потужність визначиться через автокореляційні функції як

$$S = UI = \sqrt{[K_U(\tau = 0) + m_U^2][K_I(\tau = 0) + m_I^2]}. \quad (3.27)$$

Якщо у виразі (3.20) зсунути копію напруги $\overset{\circ}{U}(t + \tau)$ замінити зсунутою копією струму $\overset{\circ}{I}(t + \tau)$, то отримаємо взаємну кореляційну функцію напруги зі струмом:

$$K_{UI}(\tau) = M \left[\overset{\circ}{U}(t) \overset{\circ}{I}(t + \tau) \right] = M \{ [U(t) - m_U][I(t + \tau) - m_I] \} =$$

$$= \frac{1}{T} \int_0^T \{ [U(t) - m_U][I(t + \tau) - m_I] \} dt = \frac{1}{T} \int_0^T U(t)I(t + \tau) dt - \frac{1}{T} \int_0^T U(t)m_I dt -$$

$$-\frac{1}{T} \int_0^T I(t+\tau) m_U dt + \frac{1}{T} \int_0^T m_U m_I dt. \quad (3.28)$$

Аналогічно, якщо у виразі (3.21) зсунути копію струму $\overset{\circ}{I}(t+\tau)$ замінити зсунутою копією напруги $\overset{\circ}{U}(t+\tau)$, то отримаємо взаємну кореляційну функцію струму з напругою:

$$K_{IU}(\tau) = M \left[\overset{\circ}{I}(t) \overset{\circ}{U}(t+\tau) \right]. \quad (3.29)$$

При часовому зсуві, рівному нулеві ($\tau=0$), формули (3.28) і (3.29) визначають енергію взаємодії процесів напруги й струму, що виражається взаємними кореляційними функціями:

$$K_{UI}(\tau=0) = \frac{1}{T} \int_0^T U(t) I(t) dt - m_U m_I, \quad (3.30)$$

$$K_{IU}(\tau=0) = \frac{1}{T} \int_0^T I(t) U(t) dt - m_I m_U. \quad (3.31)$$

У той же час відомо, що, відповідно до теоретичної електротехніки, активна потужність P визначається як середньоарифметичне значення миттєвої потужності $p(t)=u(t)i(t)$ за інтервал $[0, T]$:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T U(t) I(t) dt. \quad (3.32)$$

При порівнянні виразів (3.30) і (3.31) з формулою (3.32) дійдемо висновку, що активна потужність P визначається через взаємну кореляційну функція напруги зі струмом $K_{UI}(\tau)$ або струму з напругою $K_{IU}(\tau)$ при часовому зсуві $\tau=0$ як:

$$P = K_{UI}(\tau=0) + m_U m_I. \quad (3.33)$$

Тоді реактивна потужність по Фрізе, відповідно до формули (3.12), запишеться у вигляді

$$Q_0 = \sqrt{[K_U(\tau=0) + m_U^2][K_I(\tau=0) + m_I^2] - [K_{UI}(\tau=0) + m_U m_I]^2} =$$

$$= \sqrt{[D_U + m_U^2][D_I + m_I^2] - [K_{UI}(\tau = 0) + m_U m_I]^2}, \quad (3.34)$$

а коефіцієнт реактивної потужності визначиться за виразом:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{[D_U + m_U^2][D_I + m_I^2] - [K_{UI}(\tau = 0) + m_U m_I]^2}}{K_{UI}(\tau = 0) + m_U m_I}, \quad (3.35)$$

де в (3.34) і (3.35) величини D_U й D_I – дисперсії відповідно стаціонарних процесів напруги й токи.

Вирази (3.20)-(3.35) справедливі як для постійних, так і для змінних напруг і струмів, а тому вони є універсальними.

Як впливає з (3.34), зі збільшенням дисперсії напруги й струму зростає споживана реактивна потужність по Фризе, а, отже, зростають і непродуктивні втрати електроенергії.

Для ілюстрації застосування і порівняння викладених методів, а також для оцінки й порівняння власне значень складових повної потужності, розрахованих усіма методами, було виконано синхронний запис значень струму й напруги на протязі доби фідера однієї з ТП постійного струму Придніпровської залізниці (рис. 3.4).

Результати розрахунків активної, реактивної по Фризе, повної потужності й коефіцієнта реактивної потужності наведені в таблиці 3.1.

Отже із таблиці випливає, що точність усіх трьох методів приблизно однакова. Похибка склала 2% при порівнянні розрахункових показників із реально отриманими в ході проведення експериментальних досліджень. Запропонований метод кореляційних функцій можна використовувати при розрахунках складових повної потужності й оцінці інших енергетичних показників у системах електричної тяги в тих випадках, коли напруги й струми в них будуть являти собою випадкові ергодичні процеси. Реактивна потужність по Фризе чисельно становить велику величину в порівнянні з повною потужністю переданою ЕРС, внаслідок чого в тяговій мережі будуть також великими і непродуктивні втрати активної енергії.

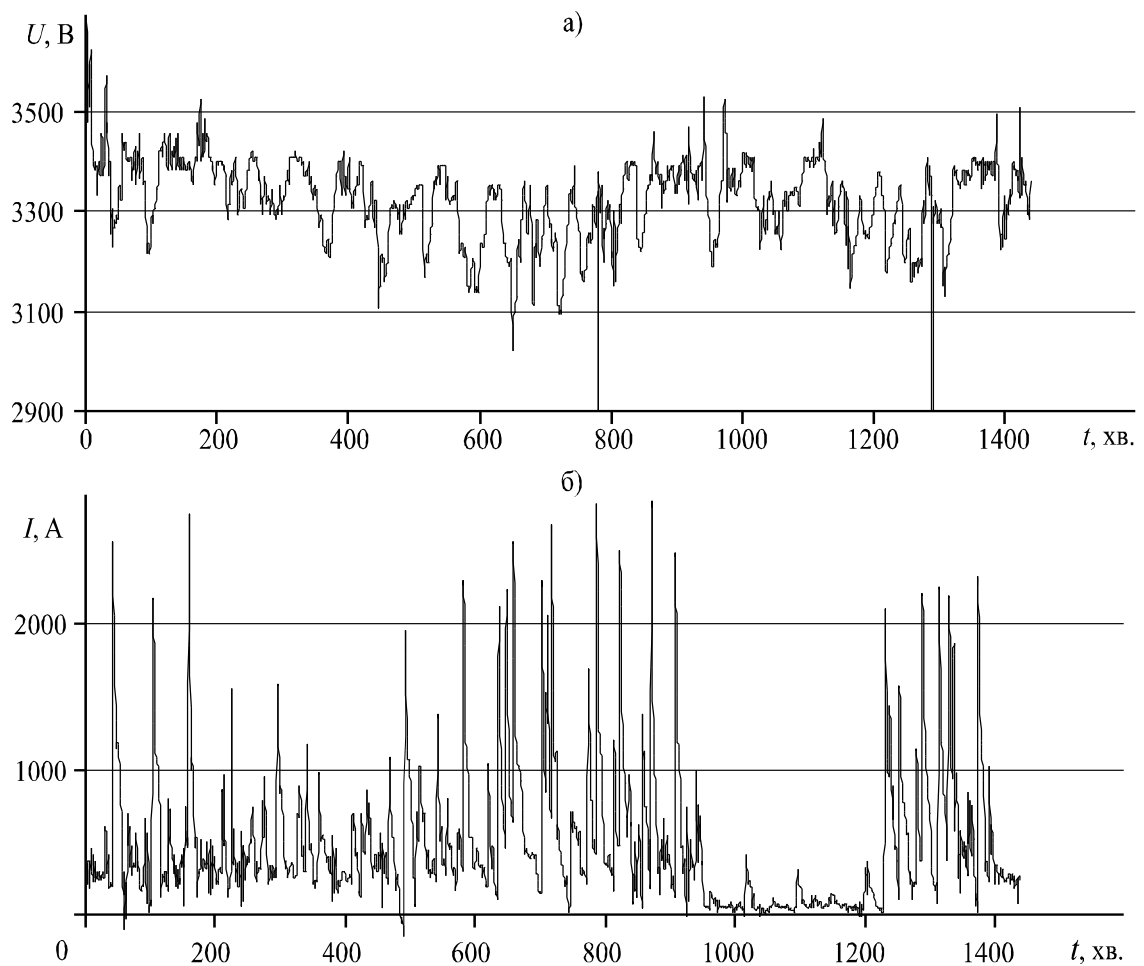


Рис. 3.4. Регістрограми напруги (а) і струму (б) фідера ТП постійного струму.

Таблиця 3.1

Результати розрахунків активної P , реактивної по Фризе Q_{ϕ} , повної потужності S й коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$

	Метод			Експериментально отримані значення
	«Дискретної електротехніки»	Дискретного перетворення Фур'є (перші 40 гармонік)	Кореляційних функцій	
P , МВт	1,613	1,612	1,613	1,644
Q_{ϕ} , Мвар	1,590	1,588	1,590	1,620
S , МВА	2,265	2,263	2,265	2,309
$\text{tg}\varphi$	0,986	0,985	0,986	0,971

3.2.2 Миттєві потужності [107]

Уявимо собі узагальнену електричну схему заміщення довільного навантаження (наприклад, системи електричного транспорту) у вигляді пасивного двополюсника з вхідною напругою $u(t)$ і який являє собою паралельне з'єднання активного елемента з провідністю G і струмом $i_a(t)$ та реактивного елемента з провідністю B і струмом $i_p(t)$; тоді вхідний струм буде: $i(t) = i_a(t) + i_p(t)$. Активний елемент відображає втрати активної потужності у навантаженні, а реактивний – споживання неактивної складової потужності (потужностей накопичення та спотворення). Цей елемент B або не споживає енергію взагалі, або спочатку споживає її, а потім повертає джерелу.

Розглянемо декомпозицію вхідних напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ зазначеного вище двополюсника на ортогональні складові за допомогою процесу ортогоналізації Грама-Шмідта [108], який базується на ствердженні, що, якщо $\{\vec{A}_1, \vec{A}_2, \dots, \vec{A}_k, \dots, \vec{A}_n\}$ – будь-яка кінцева або лічильна система лінійно незалежних векторів у гільбертовому просторі (базис), то існує така ортогональна система $\{\vec{B}_1, \vec{B}_2, \dots, \vec{B}_k, \dots, \vec{B}_n\}$, що породжує те ж саме лінійне багатоутворення ($\forall \vec{B}_1 = \vec{A}_1$). Систему $\{\vec{B}_1, \vec{B}_2, \dots, \vec{B}_k, \dots, \vec{B}_n\}$ отримують за допомогою рекурентних формул:

$$\vec{B}_k = \vec{A}_k - \sum_{i=1}^{k-1} \frac{(\vec{A}_k, \vec{B}_i)}{(\vec{B}_i, \vec{B}_i)} \vec{B}_i, (k = 2, 3, \dots, n), \quad (3.36)$$

де $(\vec{A}_k, \vec{B}_i)$, $(\vec{B}_i, \vec{B}_i)$ – скалярні добутки відповідних векторів.

Поставимо у відповідність: $\vec{A}_1 \sim \vec{U}$, $\vec{A}_2 \sim \vec{I}$, тоді, згідно з виразом (3.36), у загальній формі можна записати, що

$$\vec{B}_2 = \vec{A}_2 - \frac{(\vec{A}_2, \vec{B}_1)}{(\vec{B}_1, \vec{B}_1)} \vec{B}_1$$

або конкретно, ортогональна до напруги $\vec{U}$ складова струму $\vec{I}_p$ у векторній формі буде дорівнювати:

$$\vec{I}_p = \vec{I} - \frac{(\vec{I}\vec{U})}{(\vec{U}\vec{U})}\vec{U}. \quad (3.37)$$

Тоді в інтегральній формі для довільного інтервалу часу $[0... \tau]$:

$$i_p(t) = i(t) - \frac{\frac{1}{\tau} \int_0^\tau i(t)u(t)dt}{\frac{1}{\tau} \int_0^\tau u^2(t)dt} u(t). \quad (3.38)$$

Чисельник другого доданку в (3.38) являє собою активну потужність P , що споживає навантаження (система транспорту), а знаменник – квадрат діючого значення вхідної напруги U^2 . Тоді вираз (3.38) можна представити як:

$$i_p(t) = i(t) - \frac{P}{U^2} u(t). \quad (3.39)$$

Помноживши усі доданки формули (3.39) на вхідну напругу $u(t)$, отримаємо остаточний вираз миттєвої реактивної потужності $q(t)$ у вигляді:

$$q(t) = p(t) - \frac{P}{U^2} u^2(t), \quad (3.40)$$

де $p(t) = u(t)i(t)$ – миттєва потужність навантаження;

$\frac{P}{U^2} u^2(t)$ – миттєва активна потужність, яку, користуючись наведеними в підрозділі 3.2.1 «потужністними» поняттями кореляційних функцій, запишемо у вигляді:

$$p_a(t) = \frac{P}{U^2} u^2(t) = \frac{K_{UI}(\tau=0) + m_U m_I}{K_U(\tau=0) + m_U^2} u^2(t). \quad (3.41)$$

Тоді, аналогічно, миттєва реактивна потужність запишеться як

$$q(t) = p(t) - p_a(t) = u(t)i(t) - \frac{K_{UI}(\tau=0) + m_U m_I}{K_U(\tau=0) + m_U^2} u^2(t), \quad (3.42)$$

а повна (чи загальна) миттєва потужність, згідно (3.40), у вигляді:

$$p(t) = p_a(t) + q(t) = u(t)i(t). \quad (3.43)$$

Оскільки потужність $q(t)$ фізично характеризує швидкість обміну електромагнітної енергії $\frac{\partial W}{\partial t}$ між джерелом і навантаженням, то в загальному випадку вона може бути також записана виходячи з основ теорії електромагнітного поля як:

$$q(t) = \frac{\partial W}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \int_V \left[\frac{\epsilon_a E^2}{2} + \frac{\mu_a H^2}{2} \right] dV = - \oint_S \vec{\Pi} d\vec{S} - \int_V \gamma E^2 dV - \int_V \vec{J}_{i\ddot{a}d} \vec{E} dV, \quad (3.44)$$

де V – об'єм середовища, яке обмежене замкненою поверхнею S і в якому існує електромагнітне поле;

ϵ_a, μ_a – абсолютні відповідно діелектрична та магнітна проникності зазначеного середовища;

E, H – напруженості відповідно електричного та магнітного полів;

$\vec{\Pi}$ – вектор Пойнтінга;

$\vec{J}_{i\ddot{a}d}$ – густина струму переносу.

Перший інтеграл $\left(- \oint_S \vec{\Pi} d\vec{S} \right)$ у правій частині формули (3.44) являє собою потужність, що чисельно дорівнює тій енергії, яка поступає в одиницю часу в об'єм V крізь замкнену поверхню S . Другий інтеграл $\left(\int_V \gamma E^2 dV \right)$ – це потужність теплових втрат від струму провідності в об'ємі V середовища, який володіє питомою провідністю γ . Нарешті, третій інтеграл $\left(\int_V \vec{J}_{i\ddot{a}d} \vec{E} dV \right)$ – являє собою роботу, що витрачається в одиницю часу на прискорення заряджених частинок в об'ємі V , де існує струм переносу $\vec{J}_{i\ddot{a}d}$. Якщо ці частинки зіштовхуються з молекулами речовини середовища поля, то цей інтеграл є потужністю теплових втрат від струму переносу.

Поняття миттєвої реактивної потужності дозволяє розв'язати три основні задачі, які існують в тяговому електропостачанні. По-перше, встановити фактичній наявності чи відсутності обмінних енергетичних процесів між ТП і ЕРС. Дійсно, наприклад, згідно з рис. 3.5, *а, б*, якщо судити за класичною ознакою, тобто за знаком миттєвої потужності $p(t)$, то у тяговій мережі обмінні процеси відсутні, оскільки $p(t) > 0$. Проте такий обмінний процес повинен бути, бо силові кола ЕРС мають потужні нелінійні реактивні елементи: індуктивності обмоток якоря, обмоток головних та додаткових полюсів тягових двигунів, індуктивних шунтів. Виявлена невідповідність знаку миттєвої потужності та наявності обмінних процесів ще раз підтверджує, що класичні судження про обмінні процеси не є застосовуваними для нелінійних кіл з несинусоїдними струмами та напругами. Тому необхідно погодитись з поглядом [109], що для повного опису обмінних електромагнітних процесів необхідно розглядати миттєву реактивну потужність $q(t)$. Змінний за напрямком характер поведінки $q(t)$ (рис. 3.5, *в*) свідчить про обмінні електроенергетичні процеси між ТП (як джерелом) та ЕРС (як навантаженням). Обмінні процеси відсутні тільки у разі, якщо $q(t) = 0$ на протязі часу споживання електроенергії.

По-друге, знання $q(t)$ дозволяє оцінити втрати активної потужності від протікання реактивної потужності. Нарешті, поняття миттєвої реактивної потужності $q(t)$ дозволяє забезпечити оптимальну компенсацію реактивної потужності Q з точки зору мінімуму втрат потужності P у живлячій електричній мережі. Для повної компенсації Q потрібно, щоб миттєва реактивна потужність компенсуючого пристрою $q_k(t)$ точно відповідала миттєвій реактивній потужності навантаження $q(t)$ і знаходилася з нею у протифазі, тобто потрібно, щоб $q_k(t) = -q(t)$.

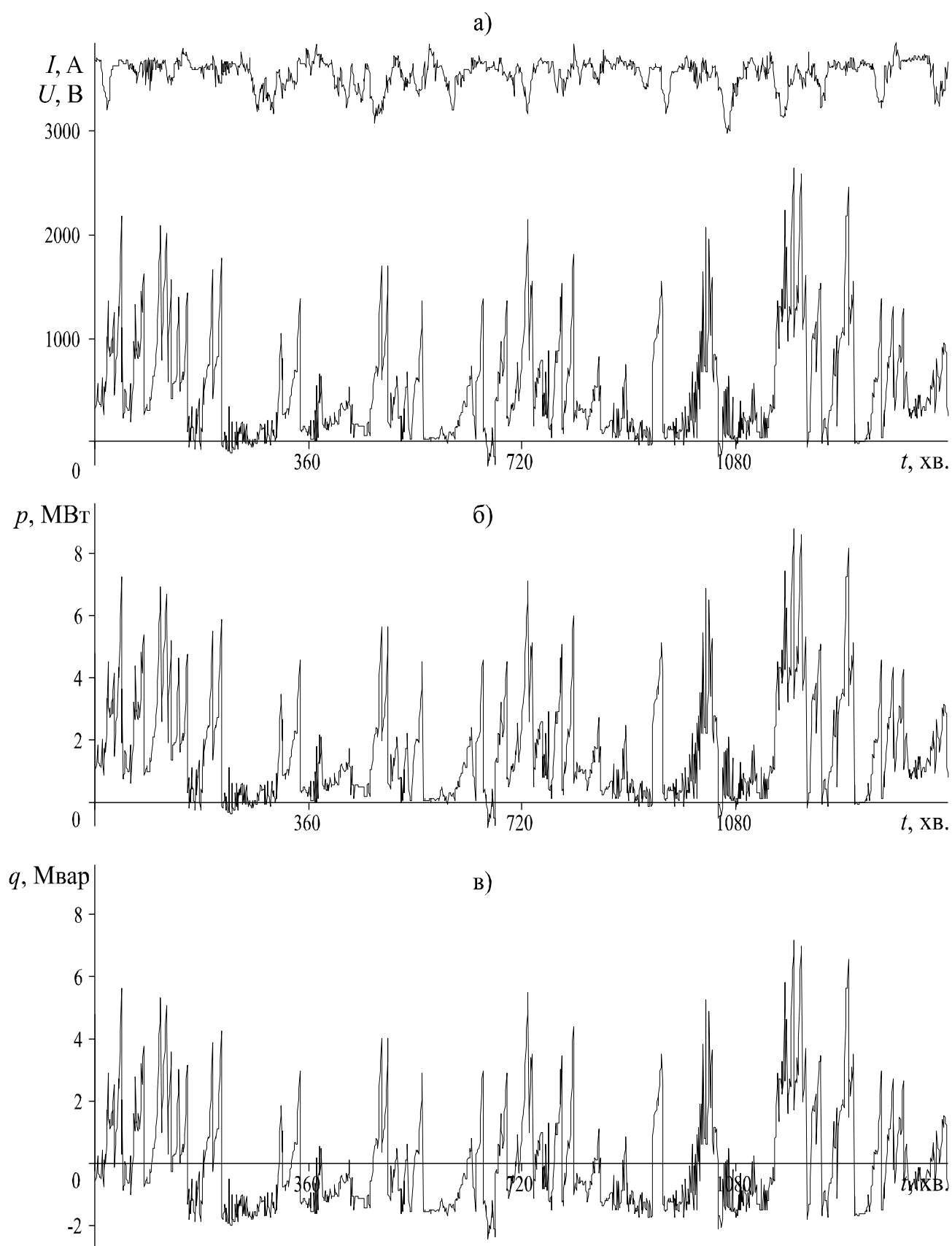


Рис. 3.5. Часові залежності за добу у фідері: напруги і струму (а), миттєвої потужності (б), миттєвої реактивної потужності (в).

3.3 Методи визначення непродуктивних втрат електроенергії

Основною задачею цієї роботи є визначення непродуктивних втрат ΔW_A електроенергії в проводах ТМ і живлячої мережі (від РП до ТП). Вони визначались методом непрямого експериментального вимірювання з використанням експериментально (в реальних умовах експлуатації) одержаних реєстрограм напруг і струмів в живлячих лініях, тобто в лінії зовнішнього електропостачання і в тяговій мережі. Причому важливим є їх знаходження не стільки за абсолютною величиною, скільки відносно споживаної активної електроенергії W і продуктивних втрат ΔW_O .

З проблемою знаходження непродуктивних втрат електроенергії тісно пов'язані питання оцінки складових повної потужності, визначених в підрозділі 3.2, і зокрема оцінка реактивної потужності. Загальновідома [30] неоднозначність поняття та визначення реактивної потужності для кіл несинусоїдного струму, якими і є тягові мережі. Однак всі дослідники мають єдину думку [30, 110-111], що з точки зору проблеми визначення втрат потужності як в усталених, так і в перехідних режимах роботи системи найбільш правильною та ефективною є концепція С.Фризе [112]. Згідно з цією концепцією і теоретичною електротехнікою ЕРС, як пасивний двополюсник, зі струмом $i(t)$ довільної форми представимо паралельним з'єднанням резистивного елемента R , що відображає споживану активну електроенергію, та реактивного елемента X , що характеризує споживання неактивних складових потужності: реактивної потужності та потужності спотворення (рис. 3.6).

Вважається, що у вітці з елементом R протікає активна складова струму $i_a(t)$, яка співпадає за формою з прикладеною до споживача напругою $u_e(t)$. По елементу X протікає реактивна складова струму $i_\delta(t)$, що ортогональна до напруги $u_e(t)$. Тоді, згідно з першим законом Кірхгофа, для вузла «а» маємо:

$$i(t) = i_a(t) + i_\delta(t). \quad (3.45)$$

Далі методи визначення втрат $\Delta W_{\tilde{A}}$ і $\Delta W_{\tilde{I}}$ дещо різні в залежності від характеру зміни напруги $u(t)$ джерела (ТП) і струму $i(t)$ в навантаженні (ЕРС) і в мережі. У випадку детермінованих періодичних несинусоїдних функцій $u(t)$ і $i(t)$, що характерно для кіл з ключовими елементами і промислової електроенергетики, вирази для $\Delta W_{\tilde{A}}$ і $\Delta W_{\tilde{I}}$ отримані і приведені в роботі [30].

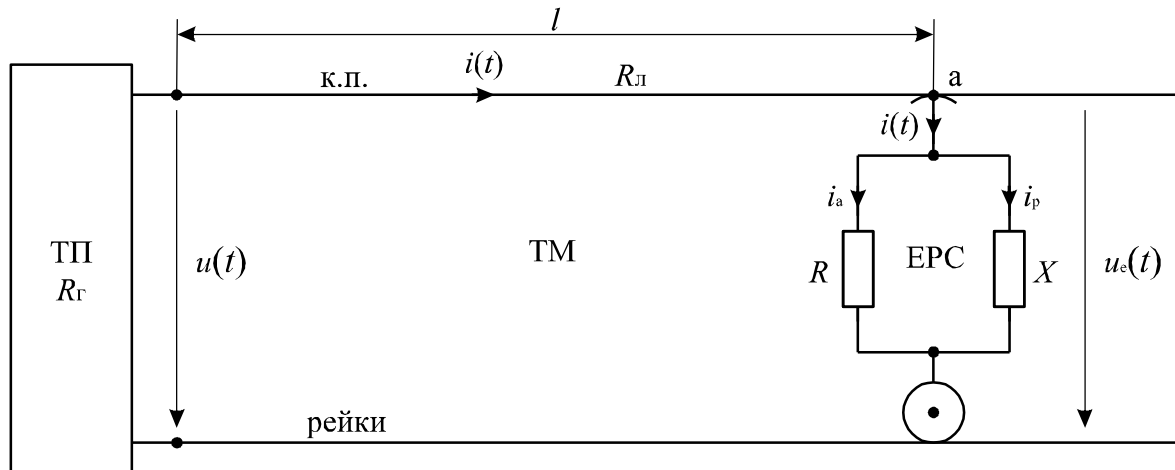


Рис. 3.6. Схема, яка пояснює утворення активної та реактивної складових струму в тяговій мережі.

Однак, як відомо, ЕРС є суттєво нелінійним параметричним динамічним споживачем і тому, як впливає із рис. 2.2, і напруга, і струм у тяговій мережі є недетермінованими випадковими функціями, що і обумовлює необхідність розробки методів і методики визначення як непродуктивних, так і продуктивних втрат електроенергії. При цьому розглянемо випадки, коли $u(t)$ і $i(t)$ є стаціонарними ергодичними і нестаціонарними випадковими процесами.

3.3.1 Фідерні напруга і струм – стаціонарні ергодичні випадкові процеси

Як відомо із теорії випадкових процесів, якщо випадковий процес є стаціонарним ергодичним, то для отримання характеристик цього процесу достатньо однієї його реалізації певної достатньої тривалості.

Отже, нехай $u(t)$ та $i(t)$ (рис. 3.6) будуть такими процесами, реалізації яких довільної форми синхронно зафіксованих за певний інтервал часу τ (нехай за добу) представлені на рис. 3.7. Дискретизуємо їх з необхідним (за теоремою Котельникова) кроком Δt .

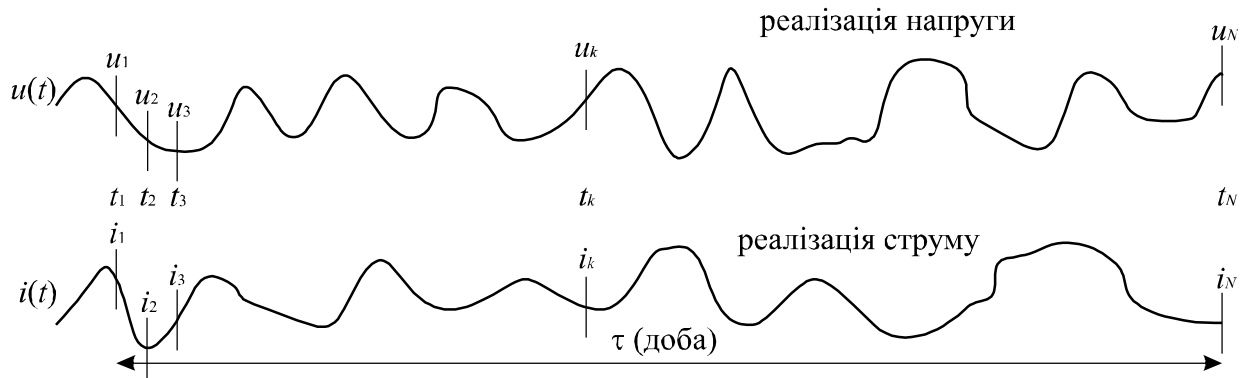


Рис. 3.7. Умовний вигляд стаціонарних ергодичних процесів напруги та струму.

Тоді для довільного моменту часу t_k , тобто у перетині кола ТП-ЕРС, рівняння (3.45) може бути записано як

$$i_k = i_{ak} + i_{pk}. \quad (3.46)$$

Піднесемо до квадрату (3.46) і, враховуючи, що внаслідок ортогональності струмів i_{ak} та i_{pk} величина скалярного добутку $2 i_{ak} i_{pk} = 0$, отримаємо:

$$i_k^2 = (i_{ak} + i_{pk})^2 = i_{ak}^2 + i_{pk}^2, \quad (3.47)$$

Просумувавши в (3.47) всі доданки, отримаємо співвідношення для квадратів діючих значень відповідних струмів (за добу).

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_k^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_{ak}^2 + \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_{pk}^2. \quad (3.48)$$

$$I_\tau^2 = I_{a\tau}^2 + I_{p\tau}^2. \quad (3.49)$$

Загальні втрати активної енергії ΔW за τ (добу) в колі системи обумовлені $R_{\tilde{E}}$ і $R_{\tilde{A}}$ (рис. 3.6) (позначимо їх суму, як $R_\Sigma = R_{\tilde{E}} + R_{\tilde{A}}$) і, як відомо, пропорційні квадрату діючого значення струму I , тобто $\Delta W = R_\Sigma I^2 \tau$, тоді, згідно (3.49), маємо

$$\Delta W = R_{\Sigma} I^2 \tau = R_{\Sigma} I_a^2 \tau + R_{\Sigma} I_p^2 \tau. \quad (3.50)$$

Складова

$$R_{\Sigma} I_a^2 \tau = \Delta W_{\dot{I}} \quad (3.51)$$

або, враховуючи (3.48) і (3.49),

$$\Delta W_{\dot{I}} = \frac{R_{\Sigma}}{N} \sum_{k=1}^N i_{ak}^2 \tau$$

являє собою активні втрати електроенергії, які обумовлені протіканням активної складової струму I_a та необхідністю передачі активної електроенергії W від джерела до навантаження. Тому $\Delta W_{\dot{I}}$ називають основними або продуктивними втратами електроенергії.

Складова

$$R_{\Sigma} I_p^2 \tau = \Delta W_{\ddot{A}}, \quad (3.52)$$

або, враховуючи (3.48) і (3.49), $\Delta W_{\ddot{A}} = \frac{R_{\Sigma}}{N} \sum_{k=1}^N i_{pk}^2 \tau$ являє собою активні втрати, які обумовлені протіканням реактивного струму I_{δ} . Величина $\Delta W_{\ddot{A}}$ не є необхідною при передачі W , бо вона виникає у випадку, якщо в колі діє будь-який (або будь-які) фактор неякісності електроенергії і, тим самим, з'являється реактивна потужність. Величину $\Delta W_{\ddot{A}}$ називають додатковими або непродуктивними втратами електроенергії.

Для визначення $\Delta W_{\dot{I}}$ і $\Delta W_{\ddot{A}}$ за (3.51) і (3.52) знайдемо i_{ak} та i_{pk} за умови, що відомі u_k і i_k (рис. 3.7).

Помножимо (3.46) на u_k , отримаємо:

$$u_k i_k = u_k i_{ak} + u_k i_{pk}. \quad (3.53)$$

Так як функції $u(t)$ і $i_p(t)$ ортогональні, то скалярний добуток $u_k i_{pk} = 0$, тоді із (3.53) випливає:

$$i_{ak} = \frac{u_k i_k}{u_k} = \frac{p_k}{u_k}, \quad (3.54)$$

де p_k – миттєва потужність в момент t_k . Помноживши та поділивши на u_k праву частину (3.54) та виконавши додавання, отримаємо:

$$i_{ak} = \frac{p_k}{u_k^2} u_k = \frac{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N p_k}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} u_k = \frac{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k i_k}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} u_k = \frac{P_\tau}{U_\tau^2} u_k, \quad (3.55)$$

де U_τ , P_τ – діюче значення напруги та відповідно активна потужність, що передається до навантаження за час τ (доба). Тоді, згідно (3.51), основні втрати електроенергії за час τ визначаються як:

$$\Delta W_{\hat{I}} = R_\Sigma \frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N \left[\frac{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k i_k}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} u_k \right]^2 = R_\Sigma \frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N \frac{P_\tau^2}{U_\tau^4} u_k^2 = R_\Sigma \frac{P_\tau^2}{U_\tau^2} \tau. \quad (3.56)$$

Із (3.46) впливає реактивна складова струму, яка дорівнює

$$i_{pk} = i_k - i_{ak} \quad (3.57)$$

або, враховуючи (3.55), маємо:

$$i_{pk} = i_k - \frac{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k i_k}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} u_k = i_k - \frac{P_\tau}{U_\tau^2} u_k. \quad (3.58)$$

Підставивши (3.58) в (3.52), отримуємо вираз додаткових (непродуктивних) втрат електроенергії:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\hat{A}} &= R_\Sigma \frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N \left[i_k - \frac{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k i_k}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} u_k \right]^2 = R_\Sigma \frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N \left[i_k - \frac{P_\tau}{U_\tau^2} u_k \right]^2 = \\ &= R_\Sigma I_\tau^2 \tau - R_\Sigma \frac{P_\tau^2}{U_\tau^2} \tau. \end{aligned} \quad (3.59)$$

Отримаємо вираз $\Delta W_{\hat{A}}$ через величину реактивної потужності.

Повна потужність, що передається від джерела до навантаження в інтервалі часу τ

$$S_{\tau} = U_{\tau} I_{\tau}, \quad (3.60)$$

а активна – P_{τ} при даному U_{τ} . В загальному випадку для електричних кіл несинусоїдного струму реальних електротехнічних систем $P_{\tau} \neq S_{\tau}$. Ступінь відхилення P_{τ} від S_{τ} характеризується за допомогою реактивної потужності по Фризе $Q_{\hat{O}\tau}$, яку називають також неактивною або пасивною, або фіктивною потужністю, що дорівнює [112, 30]

$$Q_{\hat{O}\tau} = \sqrt{S_{\tau}^2 - P_{\tau}^2}. \quad (3.61)$$

Потужність $Q_{\hat{O}\tau}$, яка споживається навантаженням, обумовлює протікання реактивного струму $i_p(t)$, тому в момент часу t_k (рис. 3.7) $Q_{\hat{O}k} = u_k i_{pk}$, звідки $i_{pk} = Q_{\hat{O}k} / u_k$, і тоді, враховуючи (3.52), додаткові втрати електроенергії в момент t_k визначаються, як $\Delta W_{\hat{A}k} = R_{\Sigma} \frac{Q_{\hat{O}k}^2}{u_k^2} \Delta t$, а за час τ (добу)

$$\Delta W_{\hat{A}} = R_{\Sigma} \frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N \Delta P_{\hat{A}k} = R_{\Sigma} \frac{\frac{\tau}{N} \sum_{k=1}^N Q_{\hat{O}k}^2}{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u_k^2} = R_{\Sigma} \frac{Q_{\hat{O}\tau}^2}{U_{\tau}^2} \tau = R_{\Sigma} \frac{P_{\tau}^2 \operatorname{tg}^2 \varphi}{U_{\tau}^2} \tau. \quad (3.62)$$

Величини P_{τ} і $Q_{\hat{O}\tau}$ у (3.62) за інтервал часу τ можуть бути також визначені за формулами (3.33) і (3.34) методу кореляційних функцій, запропонованому у підрозділі 3.2.

3.3.2 Фідерні напруги і струми – нестационарні випадкові процеси

Як відомо [85, 86], якщо процес є випадковим нестационарним, тоді характеристики цього процесу повинні визначатись як середні за множиною його реалізацій. Тому, якщо $u(t)$ та $i(t)$ будуть такими процесами, то визначення непродуктивних втрат електроенергії можливо двома способами.

Перший спосіб базується на методі, викладеному у підрозділі 3.3.1. для стаціонарних ергодичних процесів, а саме, в експериментальних умовах

записують n пар (достатньої кількості) добових часових залежностей (регістрограм) напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ (рис. 3.8).

Для кожної пари цих регістрограм, за методом викладеним у підрозділі 3.3.1, визначають $\Delta W_{\bar{A}}$ і $\Delta W_{\bar{I}}$, тобто отримують ці величини для кожної доби. При цьому вони приймають різні значення, тобто $\Delta W_{\bar{A}}$ і $\Delta W_{\bar{I}}$ являють собою випадкові величини, для яких у подальшому визначають і аналізують їх імовірнісні характеристики (математичні сподівання, дисперсії, середньоквадратичні відхилення та інші), а також встановлюють імовірнісний закон розподілення.

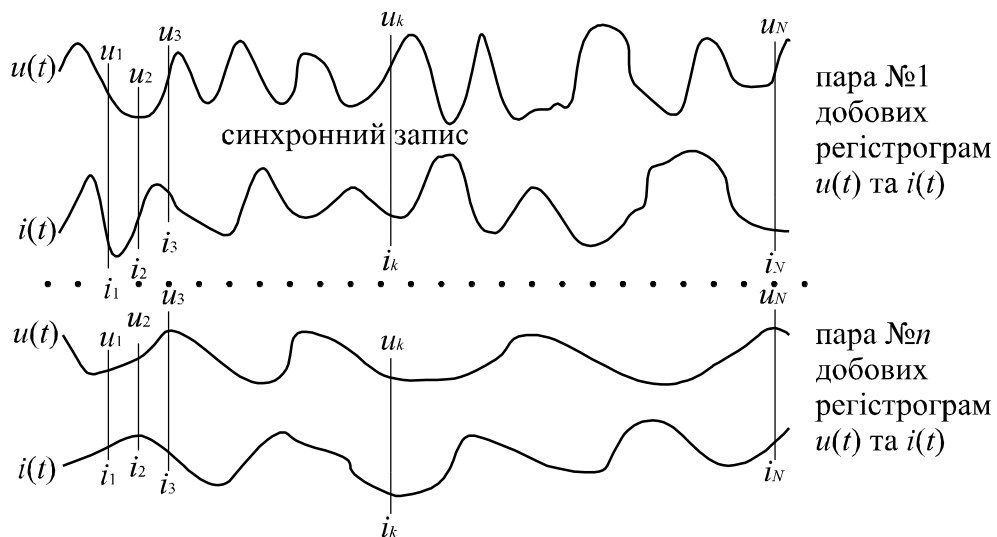


Рис. 3.8. Умовний вигляд нестационарних випадкових процесів напруги та струму.

Другий спосіб полягає у наступному (рис. 3.9). У перетинах для моментів часу $t_1, t_2, t_3, \dots, t_k, \dots, t_N$ для реалізацій напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ визначаємо значення напруг і струмів для кожної із n реалізацій: відповідно $u_{s1}, u_{s2}, \dots, u_{sk}, \dots, u_{sN}$ та $i_{s1}, i_{s2}, \dots, i_{sk}, \dots, i_{sN}$. Далі для кожного t_k знаходимо математичні сподівання діючих значень напруги $\overline{U_k}$ на виході ТП та фідерного струму $\overline{I_k}$, як

$$\overline{U}_k = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{S=1}^n u_{Sk}^2}, \quad \overline{I}_k = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{S=1}^n i_{Sk}^2}$$

і, як результат, математичне сподівання повної потужності

$$\overline{S}_k = \overline{U}_k \overline{I}_k.$$

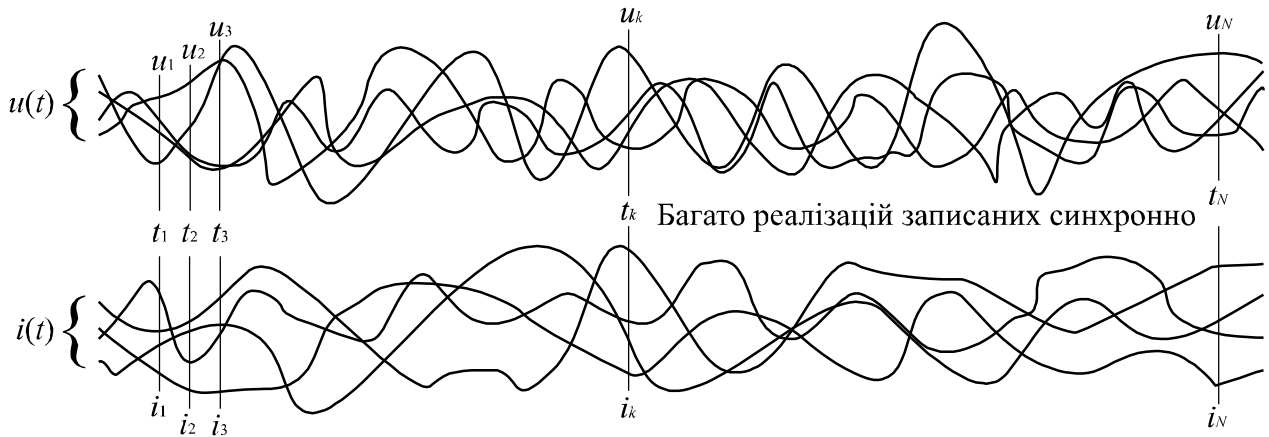


Рис. 3.9. Реалізації випадкових функції напруги і струму до пояснення другого способу визначення непродуктивних втрат електроенергії.

Математичне сподівання активної потужності $\overline{P}_k$, що передається від ТП через ТМ в ЕРС, знаходимо як

$$\overline{P}_k = \frac{1}{n} \sum_{s=1}^n u_{Sk} i_{Sk}.$$

Тоді реактивна потужність по Фризе

$$\overline{Q}_{\hat{O}k} = \sqrt{\overline{S}_k^2 - \overline{P}_k^2}$$

і середні значення

$$\Delta \overline{W}_{\hat{A}k} = R_{\Sigma} \frac{\overline{Q}_{\hat{O}k}^2}{\overline{U}_k^2} \tau.$$

Тепер маємо $\Delta \overline{W}_{\hat{A}1}$, $\Delta \overline{W}_{\hat{A}2}$, ..., $\Delta \overline{W}_{\hat{A}k}$, ..., $\Delta \overline{W}_{\hat{A}N}$, як значення випадкової величини $\Delta \overline{W}_{\hat{A}}$ за τ (добу), для якої теж визначають імовірнісні характеристики.

Виходячи із того, що додаткові втрати потужності $\Delta P_{\hat{A}}$ є випадковою величиною, встановимо в якій мірі математичне сподівання і відхилення

(дисперсія) $\Delta P_{\tilde{A}}$ залежать від коливань фідерних напруги і струму. Для цього отримаємо вираз для $\Delta P_{\tilde{A}}$, що випливає із формул (3.49), (3.56) і (3.62), а саме:

$$\Delta P_{\tilde{A}} = \frac{Q_0^2}{U^2} R_{\Sigma}; \quad Q_0^2 = U^2 I_p^2; \quad I_p^2 = I^2 - I_a^2; \quad I_a^2 = \frac{P^2}{U^2};$$

$$\Delta P_{\tilde{A}} = \frac{U^2 I_p^2}{U^2} R_{\Sigma} = \left(I^2 - \frac{P^2}{U^2} \right) R_{\Sigma} = R_{\Sigma} I^2 - R_{\Sigma} \frac{P^2}{U^2} = R_{\Sigma} I^2 - R_{\Sigma} P^2 U^{-2}; \quad (3.63)$$

Виконаємо операцію математичного сподівання над виразом (3.63), отримаємо:

$$\begin{aligned} \overline{\Delta P_{\tilde{A}}} &= M[\Delta P_{\tilde{A}}] = R_{\Sigma} M[I^2] - R_{\Sigma} \frac{M[P^2]}{M[U^2]} = \\ &= R_{\Sigma} \left\{ (M[I])^2 + D(I) \right\} - R_{\Sigma} \frac{(M[P])^2 + D(P)}{(M[U])^2 + D(U)} = \\ &= R_{\Sigma} \bar{I}^2 + R_{\Sigma} \sigma_I^2 - R_{\Sigma} \frac{\bar{P}^2 + \sigma_P^2}{\bar{U}^2 + \sigma_U^2} = R_{\Sigma} \left(\bar{I}^2 + \sigma_I^2 - \frac{\bar{P}^2 + \sigma_P^2}{\bar{U}^2 + \sigma_U^2} \right). \end{aligned} \quad (3.64)$$

Тоді дисперсія додаткових втрат буде:

$$\begin{aligned} D[\Delta P_{\tilde{A}}] &= \sigma_{\Delta P_{\tilde{A}}}^2 = R_{\Sigma}^2 2 (M[I])^2 D[I] + R_{\Sigma}^2 (D[I])^2 - \\ &- R_{\Sigma}^2 \cdot \frac{2 (M[P])^2 D[P] + (D[P])^2}{2 (M[U])^2 D[U] + (D[U])^2} = R_{\Sigma}^2 \left\{ 2 \bar{I}^2 \sigma_I^2 + \sigma_I^4 - \frac{2 \bar{P}^2 \sigma_P^2 + \sigma_P^4}{2 \bar{U}^2 \sigma_U^2 + \sigma_U^4} \right\}. \end{aligned} \quad (3.65)$$

Як випливає із виразів (3.64) і (3.65), зі збільшенням середньоквадратичних відхилень діючих значень фідерних напруги σ_U і струму σ_I збільшуються як математичне сподівання $\overline{\Delta P_{\tilde{A}}}$, так і дисперсія $D[\Delta P_{\tilde{A}}]$ непродуктивних втрат електроенергії в проводах ТМ. Найбільшу дію на дисперсію втрат чинять коливання струму, що видно із виразу (3.65), в якому має місце доданок σ_I^4 .

3.4 Узагальнена методика розрахунку непродуктивних втрат електроенергії

Узагальнюючи вищевикладений, у цьому розділі 3, матеріал, пропонується така методика розрахунку непродуктивних втрат електроенергії.

1. Розподіляють полігон електрифікованої залізничної ділянки на елементи – складові з виділенням джерел електроенергії, її споживачів і електричних мереж з точки зору конкретизації задач, в яких елементах необхідно визначати втрати (рис. 2.1). При цьому треба мати на увазі, якщо джерелом є РП, то навантаженням – СЕТ і втрати потрібно визначати в ЛЕП з урахуванням внутрішнього опору РП. Якщо джерелом є ТП, то навантаженням – ЕРС і втрати потрібно знаходити в ТМ з урахуванням внутрішнього опору ТП. Якщо напругою джерела є напруга на пантографі, то навантаженням – тяговий двигун, і втрати визначають в силовому тяговому колі ЕРС.

2. Експериментально на дослідній реально діючій електрифікованій ділянці здійснюють синхронний запис (реєструють) 2...3 часові реалізації (впродовж доби) залежностей напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ на вихідних затискачах джерела енергії; ці $u(t)$ і $i(t)$ мають стохастичний характер.

3. Встановлюють характер стохастичності отриманих випадкових процесів $u(t)$ і $i(t)$ за ознаками: стаціонарності, нестаціонарності, ергодичності.

4. Якщо $u(t)$ та $i(t)$ являються стаціонарними ергодичними процесами, то для наступного розрахунку і аналізу втрат електроенергії достатньо по одній їх реалізації, отриманих відповідно до п. 2 цієї методики. Якщо $u(t)$ або $i(t)$ є нестаціонарним випадковим процесом, то за певним співвідношенням теорії випадкових процесів розраховують необхідну кількість добових реалізацій цієї величини ($u(t)$ або $i(t)$), яка є нестаціонарним процесом).

5. Експериментально, за умовами п.2 цієї методики отримують розраховану у п.4 необхідну кількість реалізацій напруги $u(t)$ і струму $i(t)$.

6. Виконують імовірісно – статистичну обробку отриманих реалізацій напруги і струму, попередньо дискретизувавши їх за часом з інтервалом Δt , який знаходять за теоремою Котельникова. При цьому визначають чотири перших моменти та закон розподілення величин процесів $u(t)$, $i(t)$. При дискретизації також знаходять синхронні масиви « k » -их значень напруги u_k і струму i_k (рис. 3.7-3.9).

7. Здійснюють кореляційно-спектральний аналіз випадкових функцій напруги та струму: визначають їх авто- і взаємкореляційні функції та спектральну густину.

8. Визначають сумарний(еквівалентний) опір R_Σ проводів мережі, яка живить навантаження, і внутрішнього опору джерела енергії.

9. Розраховують непродуктивні (додаткові) втрати потужності в проводах ТМ при передачі по них активної потужності в ЕРС, як в навантаження. Тут кола ТМ являються двопровідними і тому для них такий фактор неякості електроенергії, як несиметрія напруги, не має фізичного змісту. В цих колах реально існують чотири інші фактори неякості електроенергії:

а) коливання напруги на виході ТП;

б) зсув за фазою однойменних гармонік фідерних напруги та струму, що обумовлює реактивну потужність $Q^{(1)}$ в класичному розумінні (або потужність зсуву, обмінну потужність або потужність накопичування). Ця потужність обумовлюється індуктивними елементами фільтрпристрою ТП і, особливо, силових кіл ЕРС;

в) спотворення форми струму в ТМ в порівнянні з формою напруги, що обумовлює потужність спотворення D ;

г) технологічна нерівномірність споживання тягового струму, що обумовлює потужність H_H .

Відповідно до прийнятої в сучасних роботах з втрати потужності концепції С. Фризе [30, 112], потужності $Q^{(1)}$ і D являються ортогональними складовими реактивної потужності по Фризе Q_0 , рівної $Q_0^2 = Q^{(1)2} + D^2$. Таким

чином, другий і третій фактори неякісності при розрахунку додаткових втрат ураховуються потужністю Q_0 , а перший і четвертий – розглядом напруги $u(t)$ і струму $i(t)$, як перехідні процеси. Тому непродуктивні втрати електроенергії ΔW_A визначають за виразом (3.62), отриманим в підрозділі 3.3.

10. Визначають продуктивні (основні) втрати ΔW_I за виразом (3.56).

11. Розраховують і аналізують відсоткові відношення непродуктивних втрат ΔW_A до продуктивних ΔW_I і до активної електроенергії W , що передається від ТП до ЕРС.

3.5 Висновки до розділу 3

1. Традиційна класична система критеріїв – коефіцієнтів (зсуву, спотворення, несиметрії, нерівномірності і реактивної потужності) ефективності електроенергетичних процесів, як їх енергетичних показників, володіє рядом недоліків. Тому для більш дійсної характеристики електроенергетичних процесів у СЕТ постійного струму доцільно з техніко-економічної точки зору, на рівні з зазначеними критеріями, оцінювати і аналізувати такий додатковий енергетичний показник, як непродуктивні втрати електроенергії в елементах системи (як складові технологічних втрат).

2. Для визначення енергетичних показників системи тягового електропостачання потрібно визначення повної, активної і реактивної (неактивної) потужностей, що можливо виконувати розробленими в даній роботі методами: «дискретної електротехніки», дискретного перетворення Фур'є та кореляційних функцій, які базуються на теорії випадкових процесів, оскільки такими являються фідерні напруги і струми. Точність усіх 3-х методів однакова; похибка складає $\sim 2\%$ при порівнянні розрахункових результатів з експериментально отриманими.

3. Класичні судження (по знаку миттєвої потужності $p(t)$) про обмінні процеси в нелінійних несинусоїдних колах тягової і живлячої мереж не є застосовуваними; для повного опису цих процесів необхідно розглядання

миттєвої реактивної потужності $q(t)$. Знання останньої дозволяє оцінити втрати від протікання реактивної потужності, а також забезпечує її оптимально компенсацію. Для цього потрібно, щоб $q_{\hat{e}}(t) = -q(t)$, де $q_{\hat{e}}(t)$ і $q(t)$ – миттєві реактивні потужності відповідно компенсуючого пристрою і навантаження.

4. Для електричних кіл тягового енергопостачання, як і для всіх нелінійних кіл з несинусоїдними електричними величинами, не існує єдиного методу і єдиного співвідношення для визначення перетоків реактивної енергії по лінії зовнішнього електропостачання і тяговій мережі. Найбільш правильним і тому перспективним підходом до розв'язання цієї задачі, особливо при оцінках непродуктивних втрат активної електроенергії в елементах системи електротяги, є концепція С. Фризе з його поняттям реактивної (неактивної, фіктивної) потужності.

5. Методи визначення непродуктивних втрат електроенергії різні в залежності від характеру випадкової зміни фідерних напруг і струмів. При цьому у випадку їх стаціонарності та ергодичності для розрахунків достатньо по одній реалізації певної тривалості. Згідно з отриманими в роботі аналітичними співвідношеннями, непродуктивні втрати електроенергії пропорційні квадрату реактивної потужності по Фризе.

6. Зі збільшенням середньоквадратичних відхилень діючих значень фідерних струму σ_I і напруги σ_U збільшують як математичне сподівання $\overline{\Delta P_{\hat{A}}}$, так і дисперсія $D[\Delta P_{\hat{A}}]$ непродуктивних втрат електроенергії в проводах ТМ. Найбільшу дію на дисперсію втрат чинять коливання струму, що впливає з виразу для $D[\Delta P_{\hat{A}}]$, який містить доданок σ_I^4 .

7. Розроблена в цій дисертації методика розрахунку непродуктивних втрат електроенергії має узагальнений характер і тому у повній мірі застосовувана при будь-яких формах напруг і струмів в живлячій і тяговій мережах.

РОЗДІЛ 4

ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЛІНІЙ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Додаткові умови досліджень

На першому етапі визначення непродуктивних втрат електроенергії в елементах електрифікованих ділянок залізниць розглянемо лінію зовнішнього електропостачання (далі ЛЕП), тобто систему, в якій джерелом є РП, а навантаженням – вся СЕТ, тобто система «ТП+ТМ+ЕРС» (рис. 2.1). Тоді зазначені втрати треба визначати в проводах 3-фазної живлячої ЛЕП і для цього потрібен часовий моніторинг напруг і струмів або в точках 1-1', або в точках 2-2'. Дійсно, втрати в проводах ЛЕП визначаються відомим виразом:

$$\Delta P = 3R_{\Sigma} I^2. \quad (4.1)$$

Нехай буде відома U_1 , тоді (4.1) можна записати, як

$$\Delta P = 3R_{\Sigma} I^2 \frac{U_1^2}{U_1^2} = 3R_{\Sigma} \frac{S_1^2}{U_1^2} = 3R_{\Sigma} \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{U_1^2} = 3R_{\Sigma} \frac{P_1^2}{U_1^2} + 3R_{\Sigma} \frac{Q_1^2}{U_1^2} = \Delta P_1 + \Delta P_A, \quad (4.2)$$

де S_1 і P_1 – відповідно повна та активна потужності, що передаються від РП в систему електротяги через ЛЕП і які визначаються напругою та струмом на виході РП.

Q_1 – реактивна потужність, що споживається системою тяги і яка визначається напругою та струмом на виході РП.

R_{Σ} – сумарний активний опір проводів живлячої ЛЕП $R_{\text{л}}$ та РП $R_{\text{а}}$ ($R_{\Sigma} = R_{\text{л}} + R_{\text{а}}$);

ΔP_1 і ΔP_A – основні (продуктивні) та додаткові (непродуктивні) втрати електроенергії в проводах ЛЕП і в РП як в «генераторі» відповідно.

Якщо моніторинг здійснено для U_2 (рис. 2.1), тоді (4.1) можна записати так:

$$\Delta P = 3R_{\Sigma} I^2 \frac{U_2^2}{U_2^2} = 3R_{\Sigma} \frac{S_2^2}{U_2^2} = 3R_{\Sigma} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{U_2^2} = 3R_{\Sigma} \frac{P_2^2}{U_2^2} + 3R_{\Sigma} \frac{Q_2^2}{U_2^2} = \Delta P_1 + \Delta P_A, \quad (4.3)$$

де S_2 , P_2 і Q_2 – відповідно повна, активна та реактивна потужності системи електротяги, що визначаються напругою та струмом на вхідних шинах ТП. А, оскільки, у відповідності з ГОСТ 13109-97 [92], вимоги до ЯЕ уводяться відносно точок (вузлів) загального приєднання споживачів, тому при аналізі процесів у системі зовнішнього електропостачання системи електротяги такими точками є точки 2-2', часова фіксація напруг і струмів відносно яких і була здійснена.

Як відомо [1, 46], із 490 випрямних установок, що працюють на 211 стаціонарних ТП, 395 з них – це 6-пульсні та 95 – 12-пульсні діодні, і лише 44 – тиристорні. Тому, в цій роботі, із 11 досліджених ТП було досліджено 5 підстанцій з 6-пульсними та 6 підстанцій – з 12-пульсними діодними випрямлячами. При цьому рівень напруги зовнішньої електромережі ТП також був різним: 6; 35; 110 і 154 кВ.

Для електричної мережі зовнішнього електропостачання СЕТ постійного струму являє собою потужне нелінійне, динамічне, часто різкозмінне навантаження. При цьому характерною особливістю цього навантаження є явне переважання активно-індуктивного його характеру, що й призводить до споживання нею великого об'єму реактивної (індуктивної) потужності. Крім цього, різкозмінний характер навантаження суттєво впливає на відхилення та коливання напруги в точках 2-2' (рис. 2.1). А нелінійність і ТП, і ЕРС призводить до спотворення форми струму відносно напруги, тобто виникненню струмів ВГ та ІГ.

В цьому розділі стояла задача визначення непродуктивних втрат електроенергії в живлячій ЛЕП від режимів роботи лише тягового навантаження і тому при дослідженнях була вибрана лінія, що живила лише тяговий агрегат ТП. Як відомо [7, 113], для зазначених вище діодних схем випрямлячів ТП спостерігається рівномірне завантаження фаз живлячих ліній зовнішньої енергосистеми. Тому, в цьому розділі, несиметрію живлячої

напруги не досліджували, а враховували і аналізували вплив на додаткові втрати лише спотворення форми струму в проводах живлячої ЛЕП і спотворення напруги на входних шинах 2-2' ТП (рис. 2.1).

4.2 Гармонійний склад напруги і струму та енергетичні показники лінії, що живить 6- пульсний випрямляч

Згідно з рядом нормативних документів, основним фактором, який визначає якість параметрів електричної енергії, досягнення в питанні електромагнітної сумісності, закон керування пристроями компенсації реактивної потужності тощо є рівень гармонійного складу напруг і струмів в вузлах приєднання навантаження. Тому виконаємо це для точок 2-2' (рис. 2.1) спочатку для ТП з 6- пульсною схемою діодного випрямлення. Такою ТП була вибрана ЕЧЕ-14 «Горяіново». В нормальному режимі вона отримує живлення від РП «Заводська» (Дніпрообленерго) через дві трипровідні кабельні лінії (кабель АСБ-3-240) довжиною 735 м (Л-15) та 727,3 м (Л-3) відповідно.

На рис. 4.1, *а* приведені осцилограми одного періоду мережевої напруги $u_2(t)$ і струму $i_2(t)$ фази «А» (згідно рис. 2.1) на вході №1 лінії Л-15 цієї ТП в режимі тягового навантаження. Як впливає із цього рисунка, і напруга, і струм є суттєво несинусоїдними, при цьому перша гармоніка напруги випереджує першу гармоніку струму за фазою на 6 електричних градусів. Спотворення струму зрозуміле і обумовлене нелінійністю елементів СЕТ (в основному випрямлячів та колекторних двигунів). А несинусоїдність струму призводить до спотворення напруги. Підтвердженням такого впливу струму служать осцилограми на рис. 4.1, *б*: при струмі холостого ходу випрямного агрегату, напруга має майже неспотворений синусоїдний характер.

Основний внесок в спотворення кривої струму вносять гармоніки 2, 4, 5, 6, 7 (рис. 4.2). Ті гармоніки, значення коефіцієнта n - ої гармонійної складової

струму $K_{I(n)} = \frac{I_{(n)}}{I_1} 100\%$ яких більше одиниці приведені в таблиці 4.1.

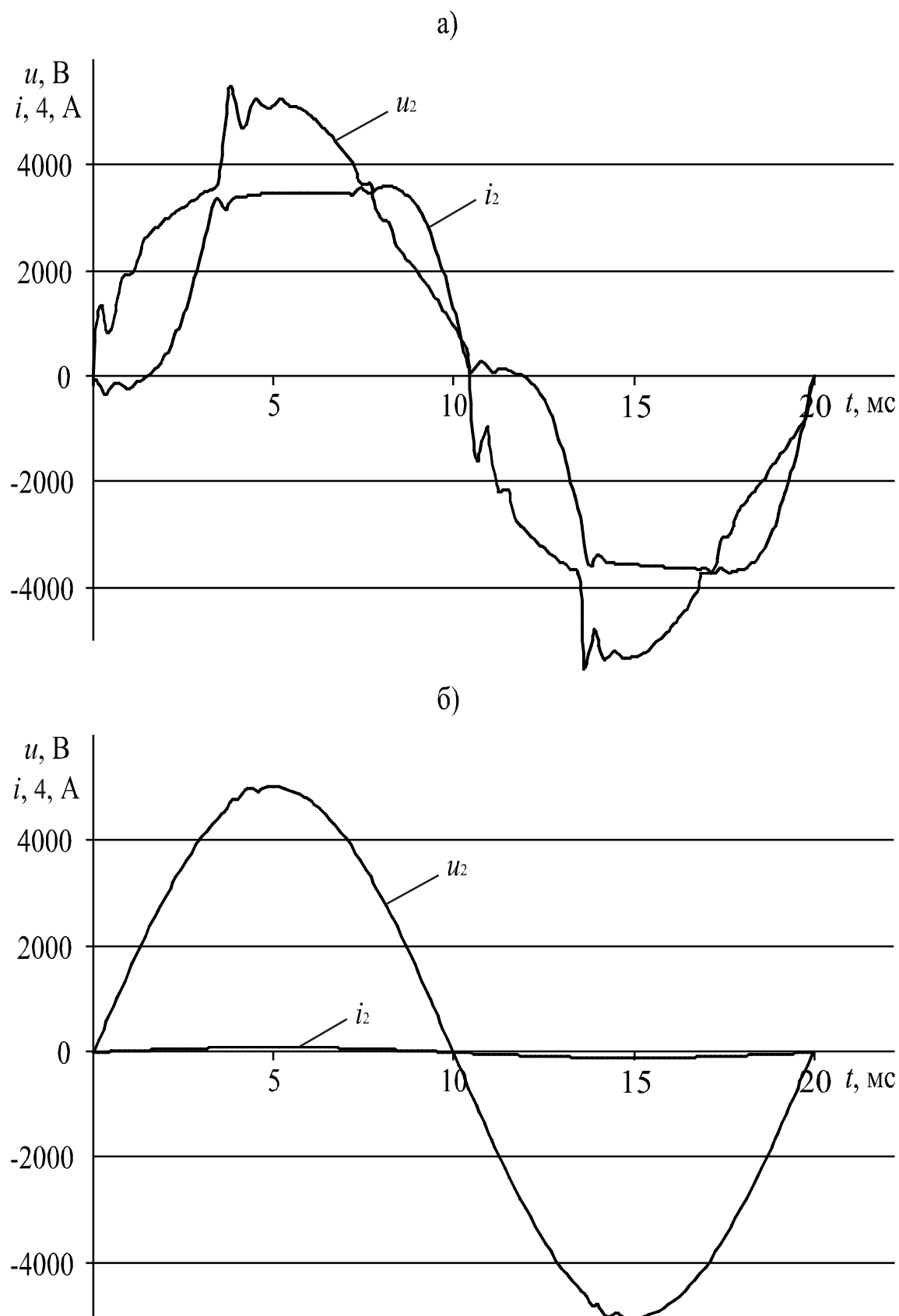


Рис. 4.1. Осцилограмми вхідної напруги та струму до ТП «Горяіново»:
а) в режимі тягового навантаження; б) в режимі холостого ходу.

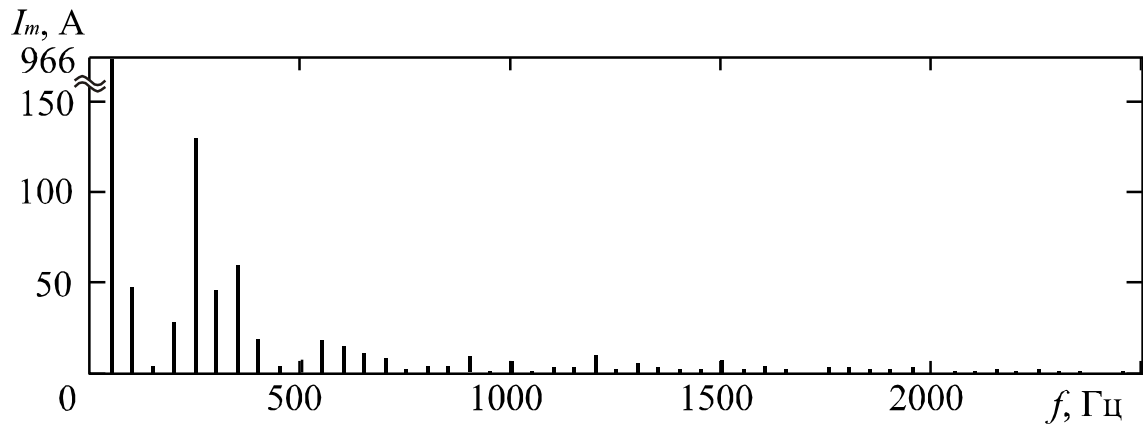


Рис. 4.2. Спектральний склад вхідного струму ТП «Горяїново».

Таблиця 4.1

Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової струму та інтегрального показника гармонійного складу струму

Коефіцієнти n -ої гармонійної складової струму $K_{I(n)}$, %												I_{THD} , %
n -та гарм.	2	4	5	6	7	8	11	12	13	18	24	17,1
$K_{I(n)}$, %	5	3	13,5	4,7	6,2	2	1,8	1,6	1,2	1,1	1,1	

Як впливає із таблиці 4.1, складова вхідного струму ТП, яка обумовлена лише тяговим електропостачанням, містить в своєму складі відносно велику кількість гармонік, які за своїм рівнем співрозмірні з рівнем першої гармоніки.

При діючому значенні вхідного струму $I = 700$ А інтегральний показник гармонійного складу струму, згідно зі стандартом IEEE 519-1992, що визначається коефіцієнтом гармонік THD – Total Harmonic Distortion:

$$I_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{49} (I^{(n)})^2}}{I^{(1)}} 100\%, \quad (4.4)$$

склав 17,1 %, що перевищує норму.

В режимі тягового навантаження форма кривої напруги відрізняється від синусоїди в основному за рахунок гармонік 2,5,7,11 (рис. 4.3). Їх коефіцієнти n -ої гармонійної складової напруги, згідно з ГОСТ 13109-97,

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_1} 100\%$$

подано на рис. 4.4. Ті гармоніки, значення n -ої гармонійної складової напруги яких перевищують норми згідно [92] та їх допустимі значення для даної напруги, приведені в таблиці 4.2.

Сумарний коефіцієнт спотворення синусоїдності напруги згідно з виразом ГОСТу 13109-97

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100\%$$

склав 10,5%, що перевищує як нормально допустиме значення 6%, так і гранично допустиме значення 8% для цього рівня напруги.

Суттєву несинусоїдність напруги і струму обумовлює той факт, що СЕТ постійного струму, тобто система «ТП+ТМ+ЕРС», як навантаження, являє собою споживач двох складових повної потужності S : активної P та неактивної (або реактивної по Фризе) Q_0 . Для їх визначення використаємо вирази, які отримані в розділі 3. Значення зазначених вище величин в кожній фазі склали: $S = 2497$ кВА; $P = 2430$ кВт; $Q_0 = 575$ кВт.

Коефіцієнт потужності системи електротяги $\lambda = 0,973$, а коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi = 0,273$. Як бачимо, коефіцієнт потужності не менше нормативного значення, що дорівнює 0,92...0,95. За аналогією, фактична величина $\operatorname{tg} \varphi$ також не перевищує нормовану, що становить 0,25. Аналізуючи отримані величини, цікавим є той факт, що при таких значеннях λ та $\operatorname{tg} \varphi$, що задовольняють вимогам нормативної документації, значення K_U та K_I не задовольняють стандарту [92]. Тоді продуктивні (основні) втрати активної електроенергії в одному лінійному проводі живлячої ЛЕП, визначені за формулою (3.56), склали $\Delta W_1 = 45,5$ кВт·год.

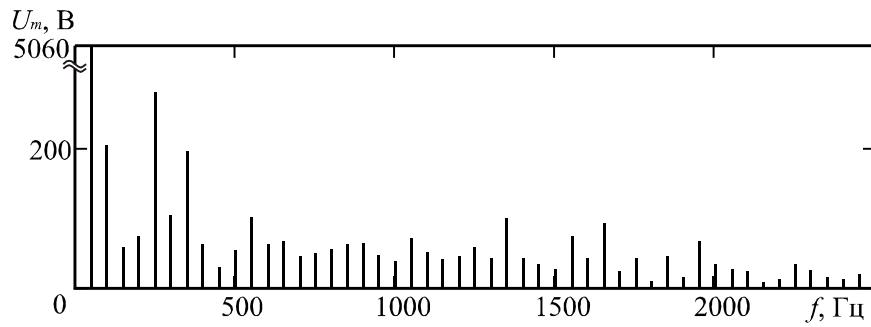


Рис. 4.3. Спектральний склад вхідної напруги до ТП «Горяіново».

Таблиця 4.2

Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової вхідної напруги до ТП «Горяіново», які перевищують норму

n -на гарм.	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16
Знач. $K_{U(n)}$, %	4,06	1,46	5,53	2,04	3,89	1,24	0,60	1,07	2,03	1,24	0,87	0,99	1,11
Норм. доп. знач., %	1,5	0,7	4	0,3	3	0,3	0,5	0,3	2	0,2	0,2	0,3	0,2
Гранич. доп. знач., %	2,25	1,05	6	0,45	4,5	0,45	0,75	0,45	3	0,3	0,3	0,45	0,3
n -на гарм.	18	20	21	22	24	25	26	27	28	30	31	32	33
Знач. $K_{U(n)}$, %	1,29	0,74	1,39	1,03	0,88	1,12	0,85	1,95	0,85	0,52	1,43	0,86	1,82
Норм. доп. знач., %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,63	0,2	0,2
Гранич. доп. знач., %	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,94 5	0,3	0,3

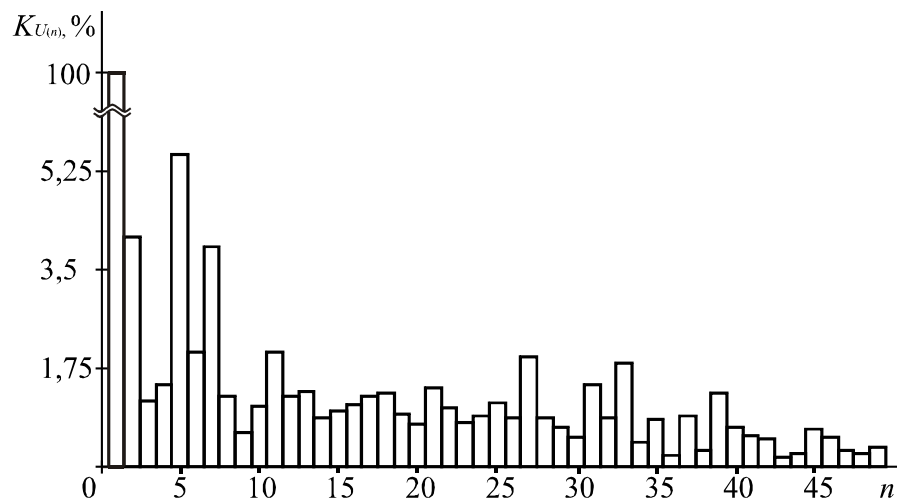


Рис. 4.4. Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової вхідної напруги до ТП «Горяіново».

Аналогічно, непродуктивні (додаткові), згідно з формулою (3.62), дорівнюють $\Delta W_{\text{А}} = 2,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

4.3 Гармонійний склад напруги і струму та енергетичні показники лінії, що живить 12- пульсний випрямляч

В якості досліджуваної лінії була вибрана повітряна ЛЕП довжиною 4200м, виконана проводом $3 \times \text{АС150}$, яка живить ЕЧЕ-15 «Нижньодніпровськ Вузол» напругою 35 кВ від РП «Карла Лібкнехта» (Дніпрообленерго). Ця ТП обладнана 12- пульсним випрямлячем. Необхідність таких досліджень обумовлена тим, що планами Головного управління електрифікації та електропостачання Укрзалізниці передбачається обов'язковий перевод ТП на 12- пульсні випрямні агрегати [1, 114].

На рис. 4.5 приведені осцилограми вхідних до ТП напруг і струмів в точках 2-2' (рис. 2.1).

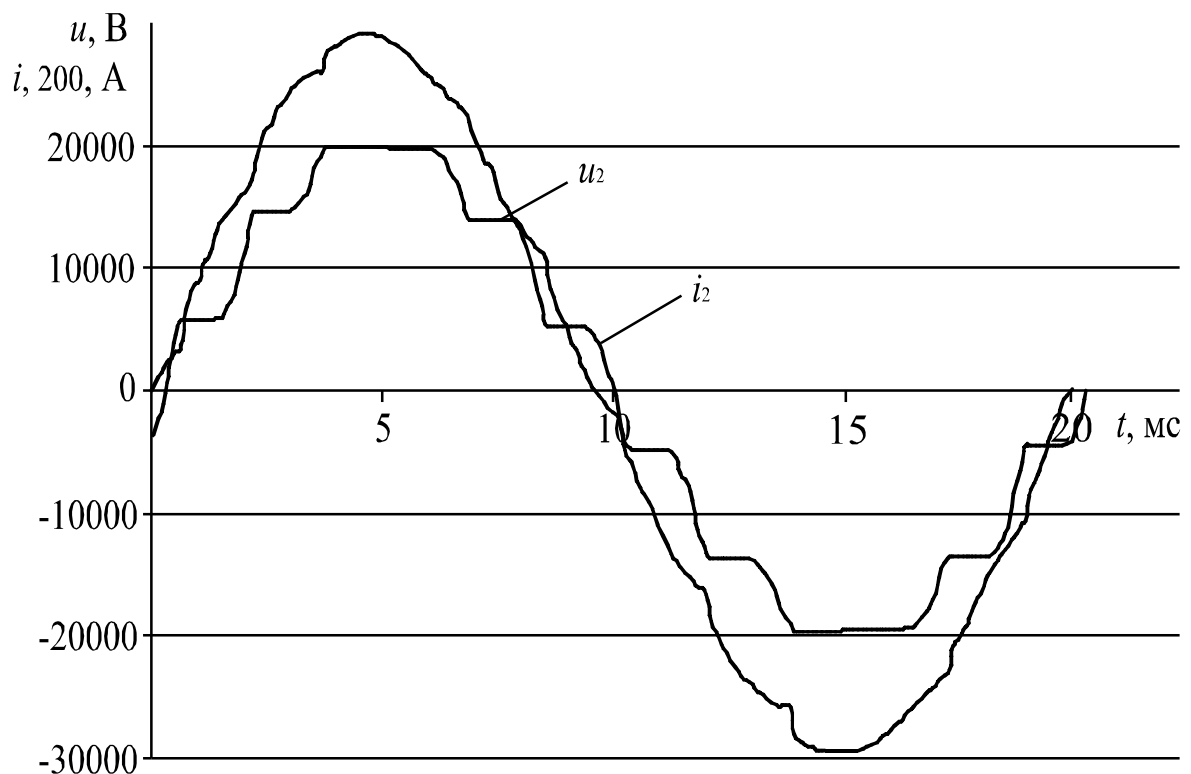


Рис. 4.5. Осцилограми вхідної напруги та струму до ТП «Н.-Д. Вузол».

Із порівняння їх з осцилограмами рис. 4.1, *a* випливає, що спотворення напруги і струму при 12-пульсній схемі випрямлення помітно менше, що закономірно, оскільки підтверджується факт впливу форм випрямлених тягових напруги і струму на напругу і струм в лінії зовнішнього електропостачання. Також зменшився до 4 електричних градусів кут зсуву, між першими гармоніками напруги та струму. З осцилограми бачимо, що режим роботи системи тяги – активно-індуктивний.

Особливо помітно менше, у порівнянні з 6-пульсними схемами, спотворення кривої напруги, що випливає із порівняння рис. 4.1, *a* і рис. 4.5. Основний вклад у несинусоїдність напруги вносять гармоніки 2,3,11,12,13 (рис. 4.6), що дещо не співпадає з літературними даними [115]. Їх коефіцієнти n -ої гармонійної складової напруги подано на рис. 4.7. Ті гармоніки, значення n -ої гармонійної складової напруги яких перевищують норми згідно з ГОСТ 13109-97 та їх допустимі значення для даної напруги, приведені в таблиці 4.3.

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги K_U , згідно з ГОСТ 13109-97, складає 4,60%, тобто перевищує нормально допустиме значення, яке дорівнює 4,0%, але менше гранично допустимого значення 6,0% для електричних мереж з $U_{\text{нн}} = 35\text{kV}$, якою є досліджувана ЛЕП.

Несинусоїдність струму в більшій ступені обумовлена гармоніками 2, 3, 10...14 (рис. 4.8), що, як і в нарузі, дещо не співпадає з літературними даними [115]. Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової струму від різних його величин представлено на рис. 4.9.

Як відомо, несинусоїдний струм викликає несинусоїдний спад напруги на внутрішньому опорі мережі. Тому до гармонійного складу струму в останні роки, особливо в закордонній електроенергетиці, пред'являють все більші вимоги, які залежать від значення того ж внутрішнього опору ЛЕП і які визначаються по співвідношенню струмів K_3 і номінального (табл. 4.4) [117].

При аналізі характеристик тягових агрегатів, що використовуються на Україні для живлення системи тяги постійного струму, виявилось, що майже всі трансформатори мають напругу короткого замикання u_k більше 5%.

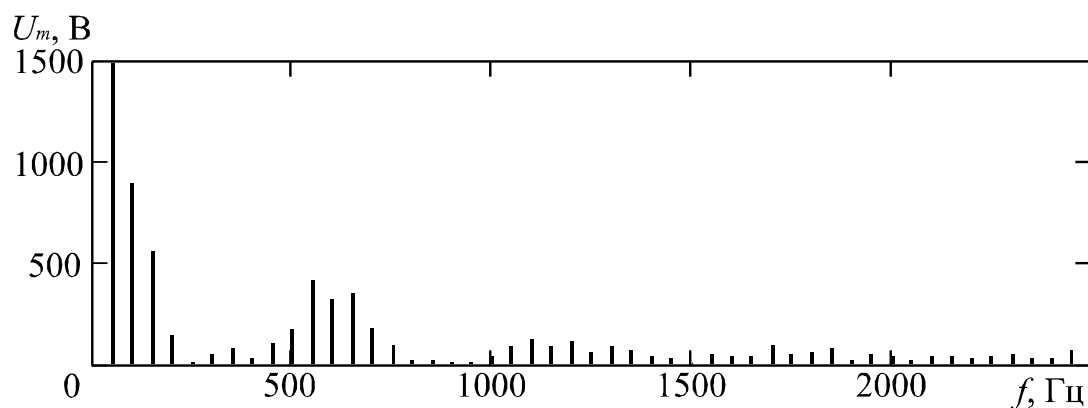


Рис. 4.6. Спектральний склад вхідної напруги до ТП «Н.-Д. Вузол».

Таблиця 4.3

Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової вхідної напруги, які перевищують норми та їх допустимі значення

n -на гарм.	2	3	4	10	12	14	15	22	24	26	27	34	36
Знач. $K_{U(n)}$, %	3,14	1,94	0,51	0,61	1,12	0,63	0,34	0,45	0,42	0,33	0,24	0,35	0,20
Норм. доп. знач., %	1	1,5	0,5	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Гранич. доп. знач., %	1,5	2,25	0,75	0,45	0,3	0,3	0,45	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

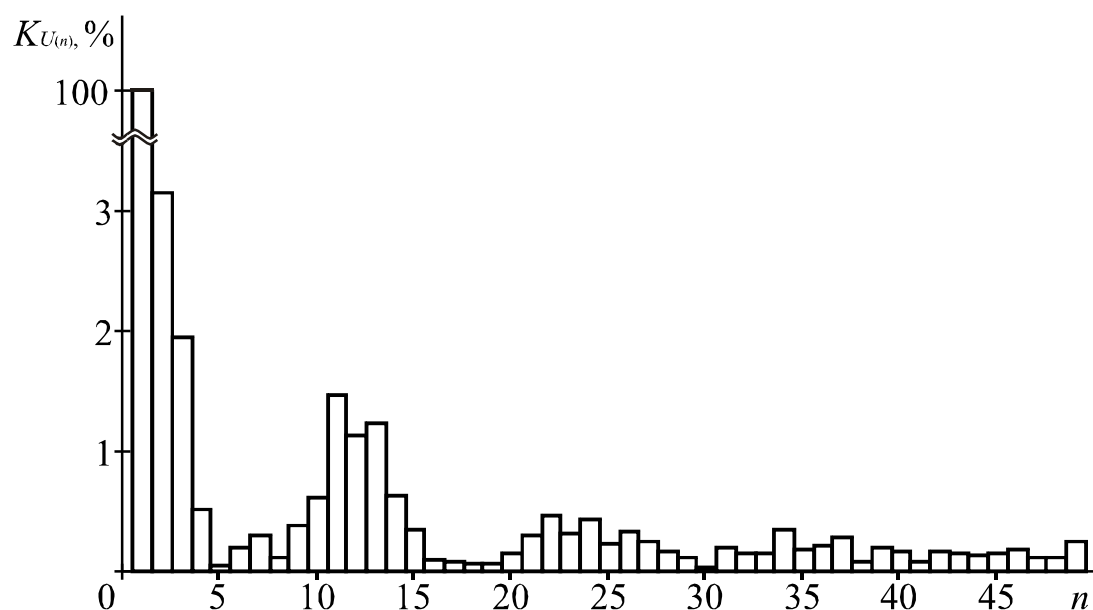


Рис. 4.7. Значення коефіцієнтів n -ої гармонійної складової вхідної напруги до ТП «Нижньодніпровськ-Вузол».

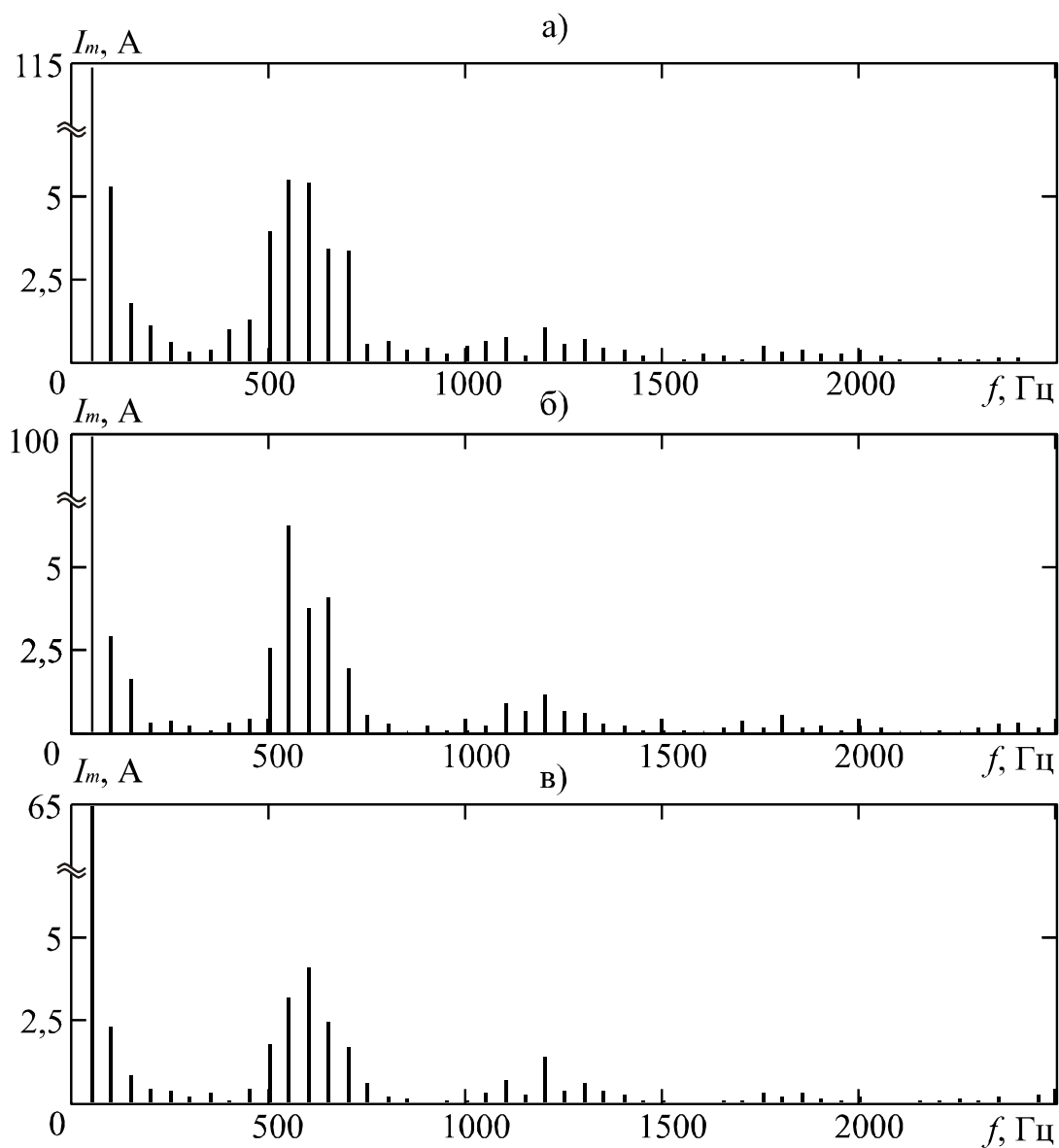


Рис. 4.8. Спектральний склад вхідного струму при його діючому значенні 45А (а), 70А (б) та 85А (в).

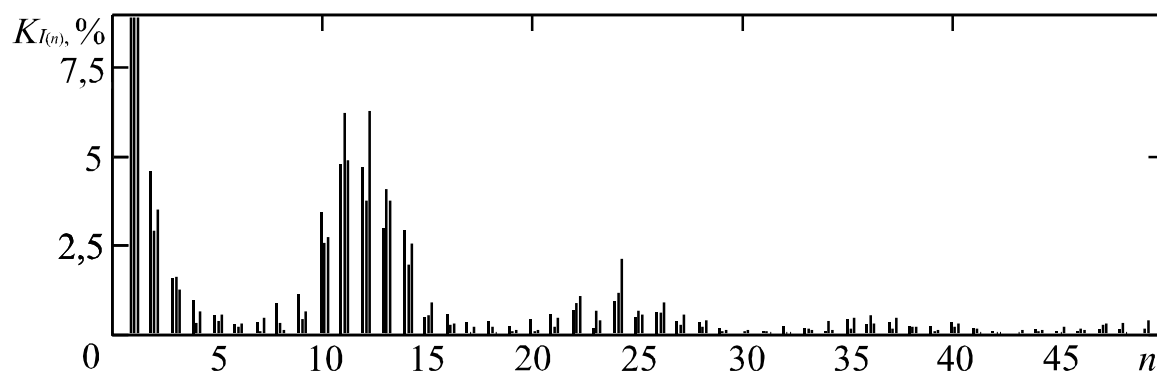


Рис. 4.9. Коефіцієнти n -ої гармонійної складової струму при його діючому значенні 45А (а), 70А (б) та 85А (в).

Таблиця 4.4

Значення максимально допустимих коефіцієнтів n -ої гармонійної складової струму та інтегрального показника гармонійного складу струму в залежності від параметрів мережі

$I_{\hat{E}\hat{C}}/I_{\hat{I}\hat{I}\hat{I}}$	Максимально допустимий коефіцієнт n -ої гармонійної складової струму $K_{I(n)}$, %					I_{THD} , %
	$n \leq 11$	$11 < n \leq 17$	$17 < n \leq 23$	$23 < n \leq 35$	$35 < n$	
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20...50	7,0	7,0	2,5	1,0	0,5	8,0
50...100	10,0	10,0	4,0	1,5	0,7	12,0
100...1000	12,0	12,0	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	15,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Із цього випливає, що відношення $I_{\hat{E}\hat{C}}/I_{\hat{I}\hat{I}\hat{I}}$ буде меншим за 20 і, таким чином, при аналізі первинного струму ТП до його гармонійного складу треба пред'являти найжорсткіші вимоги, які вимагаються у першому рядку таблиці 4.4. Із порівняння коефіцієнтів спотворення гармонік (рис. 4.9) з табличними значеннями випливає, що в різних режимах роботи системи тяги (тобто при різних струмах) 10, 11, 12, 13, 14, 22, 24, 25, 26 та 35 гармоніки перевищують максимально допустимі значення ($I_{\hat{E}\hat{C}}/I_{\hat{I}\hat{I}\hat{I}} < 20$).

Інтегральний показник гармонійного складу струму I_{THD} , визначений за формулою (4.1), дорівнює 9,91%, що значно перевищує допустиме значення 5%.

Отримаємо значення складових повної потужності S та енергетичні показники для лінії, що живить 12-пульсний випрямляч за аналогією, як це зроблено в попередньому підрозділі. Їх значення по кожній фазі склали: $S = 1426$ кВА; $P = 2413$ кВт; $Q_0 = 194$ кВт. Коефіцієнт потужності системи електротяги $\lambda = 0,991$, а коефіцієнт реактивної потужності $\text{tg}\varphi = 0,137$. Як бачимо, коефіцієнт потужності системи при 12-пульсному випрямлячі ще більше наближається до одиниці, а коефіцієнт реактивної потужності – до нуля. І в той же час як коефіцієнти n -ої гармонійної складової, так і коефіцієнти

спотворення синусоїдності кривої і напруги і струму напруги, не задовольняють вимогам стандарту.

Основні (продуктивні) втрати активної електроенергії в одному лінійному проводі живлячої ЛЕП, визначені за формулою (3.56), склали $\Delta W_{\text{і}} = 278$ Вт·год. Аналогічно, додаткові (непродуктивні), згідно з формулою (3.62), дорівнюють $\Delta W_{\text{а}} = 378$ Вт·год.

4.4 Висновки до розділу 4

1. На вводах дослідженої ТП з входною напругою 6 кВ та 6-пульсним випрямлячем:

а) входні напруга та струм є суттєво несинусоїдними з $\varphi^{(1)} = +6^\circ$;

б) крива напруги відрізняється від синусоїди в основному за рахунок гармонік 2; 5; 7 та 11; значення їх коефіцієнтів відповідно складають (%): 4,06; 5,53; 3,89 та 2,03, що перевищує їх нормативно допустимі величини. Сумарний коефіцієнт спотворення напруги склав 10,5% при нормально допустимому 6% і граничному –8%;

в) основний вклад в спотворення струму вносять гармоніки 2; 4; 6 і 7 з коефіцієнтами відповідно (%): 5,0; 3,0; 4,7 і 6,2. Інтегральний показник гармонійного складу струму I_{THD} при входному $I = 700$ А складає 17,1 %, що перевищує нормативне значення.

2. На входних затискачах 2-2' дослідженої ТП з напругою 35 кВ і 12-пульсним випрямлячем:

а) спотворення напруги і струму, у порівнянні з попередньою ТП, істотно, менше і $\varphi^{(1)}$ зменшився до $+4^\circ$;

б) основний вклад у несинусоїдність напруги вносять гармоніки 2,3,11,12 та 13, а сумарний коефіцієнт спотворення складає 4,6%, що перевищує нормативно допустиме 4,0%, але менше граничного 6%;

в) несинусоїдність струму в найбільшій мірі обумовлена гармоніками 2,3,10...14, а інтегральний показник $I_{THD} = 9,91\%$, що значно перевищує допустиме значення 5%.

3. Непроодуктивні втрати електроенергії в одному лінійному проводі живлячої ЛЕП для випадків розглянутих ТП відповідно склали: 2,5 та 0,38 кВт·год.

РОЗДІЛ 5

НЕПРОДУКТИВНІ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ ТЯГОВОЇ МЕРЕЖІ

5.1 Характер зміни фідерних напруги і струму та показники якості електроенергії

За будь-якої підстанційної схеми випрямлення, 6-ти чи 12- пульсної, миттєві величини випрямлених напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ є періодично пульсуючими, які складаються із постійної та змінної складових (рис. 5.1-5.3). Ці пульсації можна назвати (відносно) високочастотними і вони мають електромагнітне походження, бо обумовлені пульсністю перетворювальної на ТП установки та роботою фільтруючого пристрою та ін. й тим самим формою вхідних $u(t)$, $i(t)$. Гармонійний Фур'є-аналіз цих періодичних несинусоїдних коливань показує, що основний вклад в формування змінної складової випрямленої напруги вносять гармоніки частотою 100, 150, 200, 250, 300, 350, 550, 600, 650, 900, 1200, 1500, 1800 Гц.

Окрім цих високочастотних коливань випрямлених напруги і струму, які класично розглядалися багатьма дослідниками [41, 46, 51, 115, 118], необхідно також аналізувати низькочастотні зміни цих напруг і струмів, які навіть до цього часу залишаються без уваги дослідників, і які мають таке походження.

ЕРС постійного струму є динамічним, інколи навіть різкозмінним, навантаженням у СЕТ і тому його струми, а отже і струми в тяговій мережі, є також різкозмінними. Останнє впливає на тягомережну та фідерну напруги і тому вони є також змінними (рис. 5.4). Внаслідок цього процеси зміни миттєвих величин випрямлених напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ є випадковими процесами, які в теорії випадкових процесів кваліфікуються, як модульовані випадкові процеси з несучою частотою $\omega = \frac{2\pi}{T}$ і випадковою амплітудою (U_m чи I_m).

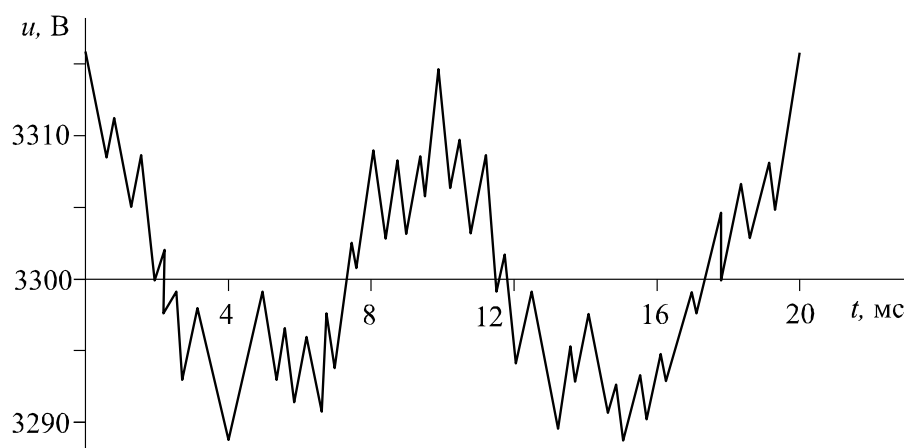


Рис. 5.1. Осцилограма змінної складової напруги на фідері ТП «Нижньодніпровськ-Вузол».

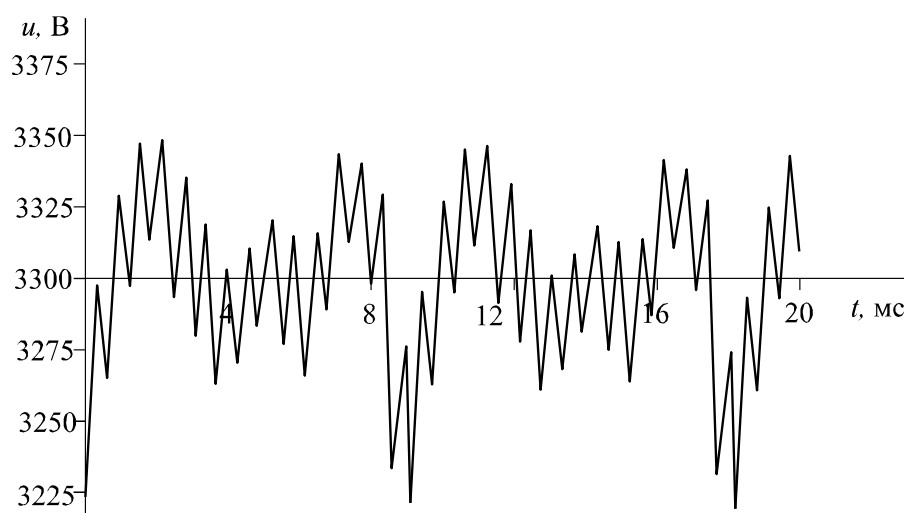


Рис. 5.2. Осцилограма змінної складової напруги на фідері ТП «Горяіново».

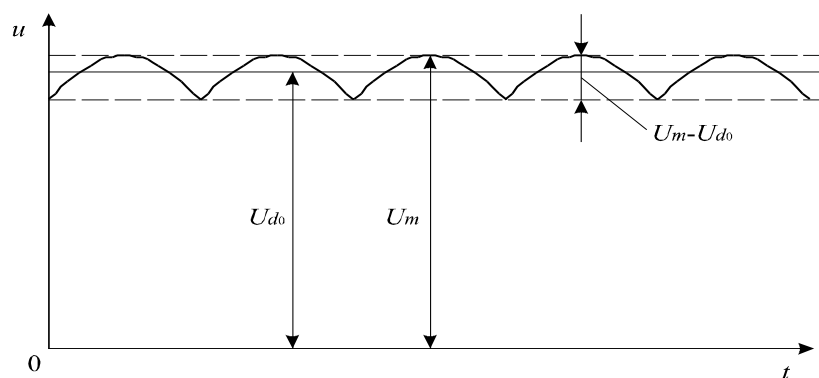


Рис. 5.3. Часова залежність випрямленої напруги на шинах ТП (якісний вигляд).

У випадку незмінності ω (як це має місце на рис. 5.4) всю інформацію про випадкові зміни $u(t)$ чи $i(t)$ несе випадкова крива-обвідна амплітуд $U_m(t)$ чи $I_m(t)$ рис. 5.4: коливання миттєвих значень $u(t)$ чи $i(t)$ з частотою ω нібито заповнюють фігуру, яку описує обвідна. Одночасно, за кожний період зміни напруги (струму) можна знайти випрямне значення U_d (чи I_d), яке залежить від амплітудного значення U_m (чи I_m) з якоюсь постійною величиною, і представити U_d (чи I_d) теж ломаною лінією $U_d(t)$ (чи $I_d(t)$). Цю лінію $U_d(t)$ (чи $I_d(t)$) (рис. 5.4) можна розглядати, як обвідну випрямлених значень напруги (чи струму) і яка теж, як і обвідна амплітуд, несе всю інформацію про $u(t)$ (чи $i(t)$). Записана певними приладами на «+» шині 3,3 кВ ТП крива $U_d(t)$ ($I_d(t)$) являє собою реєстрограму напруги (струму) як випадковий низькочастотний процес (рис. 5.5).

Коливання (обвідної) випрямлених значень (рис. 5.5) обумовлені коливаннями технологічного навантаження (ЕРС), масою, швидкістю ведення поїзда, профілем колії, режимом роботи енергосистеми тощо. Їх спектральний аналіз проведено у наступних підрозділах цієї роботи.

І високо- і низькочастотні коливання $u(t)$ і $i(t)$ є факторами, що суттєво впливають на основні (згідно з ГОСТ 13109-97) ПЯЕ; розглянемо їх стосовно ТМ, точніше точок 3-3' (рис. 2.1), точок її приєднання до ТП [119].

Як відомо, ГОСТ 13109-97 [92] стосується лише електричних мереж СЕП загального призначення змінного однофазного та трифазного струму частотою 50 Гц. І таким чином постає питання: яким критеріям повинна відповідати електроенергія всередині системи постійного струму, тобто на стороні випрямленої напруги?

Зрозуміло, що висока якість електроенергії необхідна для споживача з багатьох причин. Тому ПЯЕ оцінюють відносно точок, в яких споживач приєднаний до СЕП.

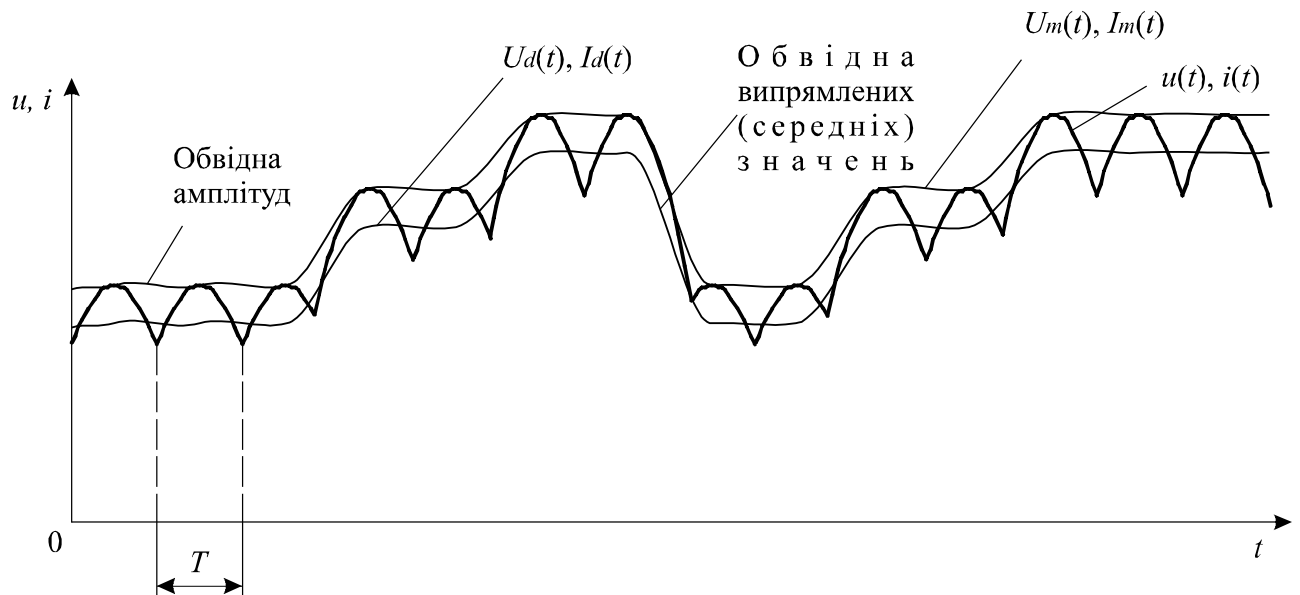


Рис. 5.4. Якісна часова залежність випрямленої напруги (чи струму) на виході ТП.

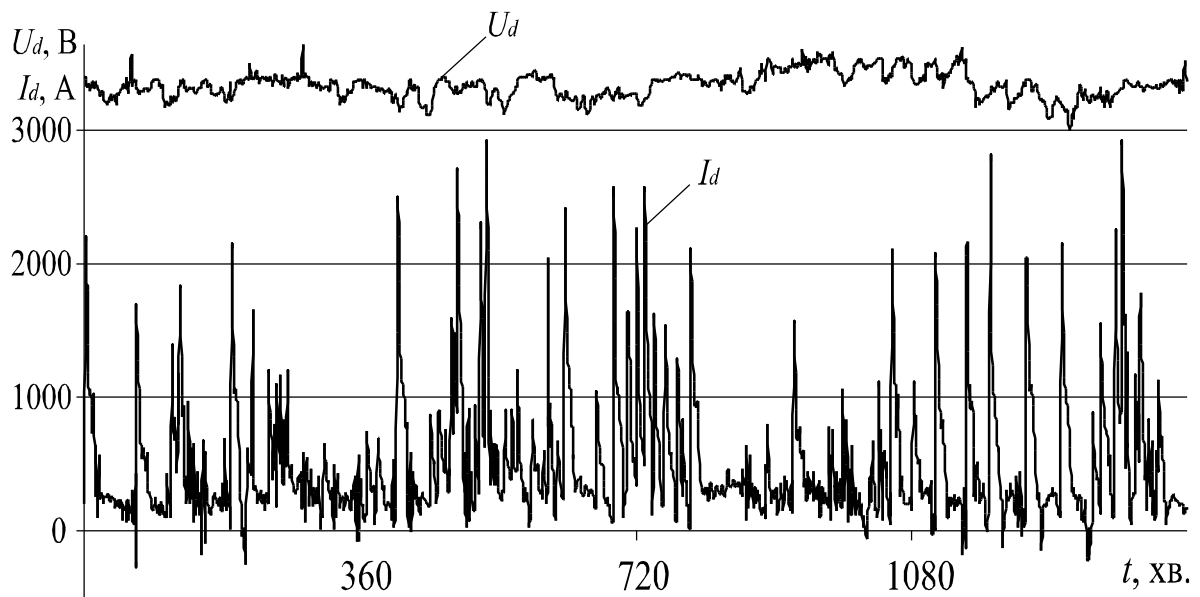


Рис. 5.5. Регістрограми (обвідних) випрямлених напруги і струму.

Деякою особливістю є оцінка ПЯЕ в точках 3-3' і 4-4' (рис. 2.1), тобто на стороні випрямлених (але які змінюються в часі) напруги і струму. В [8] зазначено, що і для електромереж постійного струму існують ПЯЕ і вони являють собою: відхилення, коливання і коефіцієнт пульсації напруги; додамо до цього також провал напруги (згідно з ГОСТ 13109-97), оскільки вона, називаючись постійною, реально є змінною і нерідко різкозмінною.

Основним документом, що регламентує роботу залізниць України є «Правила технічної експлуатації залізниць України» (ПТЕ). В частковому випадку роботу споруд та пристроїв електропостачання залізниць встановлює його розділ 7. Проте, на відміну від систем змінного струму загального призначення, де встановлюються ПЯЕ, за чисельними значеннями яких можливо зробити висновок про відповідність електроенергії нормам якості, до системи постійного струму застосовують лише два терміни, що встановлюють тільки рівні напруг: найбільше та найменше. Під найбільшою напругою розуміють найбільше допустиме значення напруги на шинах ТП (ТП) та струмоприймачах ЕРС при будь-яких експлуатаційних умовах, за виключенням комутаційних режимів. Найбільша напруга на шинах ТП та ЕРС не повинна перевищувати 3850 В на ділянках, де не застосовують рекуперативне гальмування, та 4000 В, де такий вид гальмування застосовують. Номінальна напруга на шинах ТП складає 3300 В, а на струмоприймачі ЕРС 3000 В. Під найменшою напругою розуміють найменше допустиме значення напруги на струмоприймачах ЕРС при будь-яких експлуатаційних умовах, за виключенням комутаційних режимів. Найменша напруга на струмоприймачах ЕРС має бути не меншою за 2700 В. Найменша напруга на шинах ТП не нормується.

Вимірювання ж напруги на залізничному транспорті України виконують саме на шині «+» ТП двічі на рік протягом 24 годин (в режимну добу). При цьому день вибирають довільно, а дані фіксують дискретно за показаннями вольтметра з частотою одне значення на годину.

Виміри фактичних, в реальних умовах експлуатації, значень фідерних напруг і їх імовірісно-статистична обробка виконувалася здавна багатьма дослідниками, наприклад [7, 83, 91, 120, 121], але оцінка ПЯЕ не проводилася.

Таким чином постає питання про уведення певних ПЯЕ, за допомогою яких можливо робити висновок щодо ЯЕ на виході ТП. Визначимо деякі з них, а саме, відхилення, колювання та провал напруги на основі реєстрограм напруг, отриманих на виході досліджуваних ТП.

Відхилення напруги визначають, як відносна різниця між фактичним U та номінальним $U_{\text{н}}$ значеннями напруги на шині «+ 3,3 кВ» ТП:

$$\delta U_0 = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} 100\%, \quad (5.1)$$

де U - усереднене значення напруги на шині «+3,3 кВ» за хвилину;

$U_{\text{н}} = 3,3 \text{ кВ}$ – номінальна напруга на шині «+3,3 кВ».

В [7] під відхиленням напруги для ТМ пропонують розуміти зміну напруги такої тривалості, яка призводить до зміни швидкості руху ЕРС. При цьому слід рахувати відхилення позитивним, якщо $U > U_{\text{н}}$ та від'ємне, якщо $U < U_{\text{н}}$.

Дані мінімальних та максимальних значень відхилення напруги на шинах ТП, тобто в точках 3-З' приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1

Мінімальні та максимальні значення відхилення
напруги на шинах ТП «Горяіново»

Доба		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Відхилення напруги, %	max	15,9	14,2	10,7	11,8	6,6	9,2	10,6	9,5	17,4	8,0
	min	-8,4	-6,9	-7,6	-9,8	-8,8	-9,4	-8,8	-7,0	8,7	-6,6

В системі змінного струму ЯЕ по усталеному відхиленню напруги в точці загального приєднання до електричної мережі вважають такою, що відповідає нормам ГОСТ 13109-97, якщо всі виміряні за кожну хвилину, на протязі встановленого періоду часу (24 години), значення усталеного відхилення напруги знаходяться в інтервалі, що обмежений гранично допустимими значеннями, а не менше 95% виміряних за той же період часу значень усталеного відхиленню напруги знаходяться в інтервалі, що обмежений нормально допустимими значеннями. Нормально допустимі і гранично

допустимі значення усталеного відхилення напруги дорівнюють відповідно $\pm 5\%$ і $\pm 10\%$.

Оцінку ПЯЕ в точках 4-4' проводили деякі дослідники і раніше [122]. Для порівняння можна привести отримані значення відхилення напруги на струмоприймачі першого українського електровоза ДЕ-1. Відхилення за максимальним значенням склало 36,7%, а за мінімальним -28,95%.

Отже, відхилення і фідерної напруги, і на струмоприймачах ЕРС системи електротяги постійного струму помітно перевищують навіть гранично допустиме $\pm 10\%$ значення.

Під коливаннями напруги розуміють швидкі зміни напруги, що протікають зі швидкістю 1...2% за секунду і більше. В [7] під коливанням напруги для ТМ пропонують розуміти зміну напруги такої тривалості, яка не призводить до зміни швидкості руху ЕРС. Коливання напруги характеризують амплітудою (розмахом) коливань:

$$\delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{нн}}} 100\%. \quad (5.2)$$

За рекомендаціями європейського стандарту EN50160 нормально допустиме значення δU_t дорівнює 6...10 % [122]. В той же час, згідно з нашими розрахунками, амплітуда коливань напруги на виході ТП склала: 13,88 % для ТП «Слав'янка»; 25,9...31,91 % – «Письменна»; 14,7-22,7 – «Горяїново»; 22,72...29,7 – «Нижньодніпровськ-Вузол»; ПСК 12 – 26,2 %; ПСК «Брагіновка» – 47,12 %; ПСК «Николаевка» – 9,1 %. Значення передостаннього відсотка дуже велике, оскільки напруга знижується до 2110 В.

Провал напруги характеризують довжиною Δt_i та глибиною провалу δU_i . Глибину провалу визначають за формулою:

$$\delta U_i = \frac{|U_{\text{нн}} - U_{\min}|}{U_{\text{нн}}} 100\%. \quad (5.3)$$

Значення величини δU_i для тих же ТП та ПСК склали відповідно: 2,12%; 9,45...14,21%; 6,9...10,6%; 9,7...10,6%; 25,45%; 36,1%; 8%. Гранично допустимі

значення δU_i не встановлені. Для порівняння, ця величина для напруги на струмоприймачах електровозів ДЕ1 дорівнює 19,6% [122], а в електричних мережах 3...6 кВ машинобудівних підприємств – 20%.

Як впливає із вищенаведеного аналізу, фактичні значення ПЯЕ в тяговій мережі перевищують гранично допустимі значення, що істотно негативно позначається на роботі електричних локомотивів.

5.2 Імовірісно-статистичний і кореляційно-спектральний аналізи випрямленої напруги

На рис. 5.5 представлені по одній реалізації випадкових часових (добових) залежностей випрямлених напруги $U_d(t)$ і струму $I_d(t)$. Якщо реалізацію (чи U_d , чи I_d) поквантувати через певний проміжок часу Δt , то отримаємо сукупність (вибірку) значень випадкової величини (U_d чи I_d), які можна аналізувати імовірісно-статистичними методами. Якщо ж U_d , I_d розглядати безпосередньо як реалізації випадкової функції, тоді необхідно виконувати їх кореляційно-спектральний аналіз за теорією випадкових процесів.

Нижче виконаємо імовірісно-статистичний і кореляційно-спектральний аналіз напруги U_d , опускаючи у подальших записах індекс «d» при цих (U_d і I_d) величинах.

Як впливає із рис. 5.6 і 5.7, випрямлена підстанційна (фідерна) напруга $U(t)$ характеризується значними неперервними коливаннями в часі. Менші внутрішньодобові зміни $U(t)$ характерні для ТП з більш високою (ніж 6, 10 і 35 кВ) напругою (110 і 154 кВ).

Аналіз гістограм (рис. 5.8, 5.9 і 5.10) а також таблиці 5.2 свідчить, що фактичні поточні значення напруги на всіх ТП на протязі доби змінюються в широкому діапазоні: від 2831 до 3961 В. При цьому (табл. 5.2) максимальні $U_{\max}$ і навіть середні m_U значення (хоча і в меншій мірі) значно перевищують

$U_{\text{нн}} = 3300$ В, а мінімальні U_{min} менше $U_{\text{нн}}$, знижуючись до 2800 В. І все ж для порівняння зазначимо, що фідерна випрямлена напруга на ТП має помітно менші діапазони коливання (табл. 5.2) на цих же підстанційних зонах, ніж напруга на струмоприймачах електровозів: ВЛ8 – 3990...2560 В; ДЕ1 – 3950...2130 В [122, 123]. Значні аномалії по характеру зміни напруги спостерігаються на досліджених пунктах секціонування ПСК-12 і ПСК «Брагинівка» (ЕЧ-7): має місце зниження напруги до 2110 В, а інтервал коливання – 1555 В (табл. 5.2 і додаток В), що нижче за норму ПТЕ, яка становить 2700 В для контактної мережі постійного струму.

Вигляд гістограм (рис. 5.8-5.10), незначні величини коефіцієнту асиметрії As і ексцесу Ex (табл. 5.2), а також величина імовірності $p=0,17...0,25$ за критерієм Пірсона дозволяють зробити висновок, що імовірнісним законом розподілення випрямленої фідерної напруги ТП є закон Гаусса (або дуже близький до нього) з параметрами, приведеними в табл. 5.2. Виключення складає закон розподілу напруги U на досліджуваних ПСК (додаток В): найбільш імовірнісне значення напруги наближається до 3300 В, але сам закон розподілення далекий від нормального: розподілення має великий (1,9...2,7) додатній ексцес і велику (-1,4...-1,7) від’ємну асиметрію. В той же час мінімальне значення напруги U_{min} знижується до 2100...2200 В, що нижче допустимих 2700 В, як вимагає ПТЕ.

Згідно з рис. 5.11 і 5.12, функції математичного сподівання $m_U(t)$, дисперсії $D_U(t)$ і середньоквадратичного відхилення $\sigma_U(t)$, що отримані квантуванням багатьох реалізацій $U(t)$ для різних моментів часу, не зовсім постійні, а дещо коливаються відносно якогось постійного значення.

Тобто, випадковий процес напруги $U(t)$ не є зовсім (на 100 %) стаціонарним, тому приведемо його до стаціонарного, виходячи із таких міркувань [85].

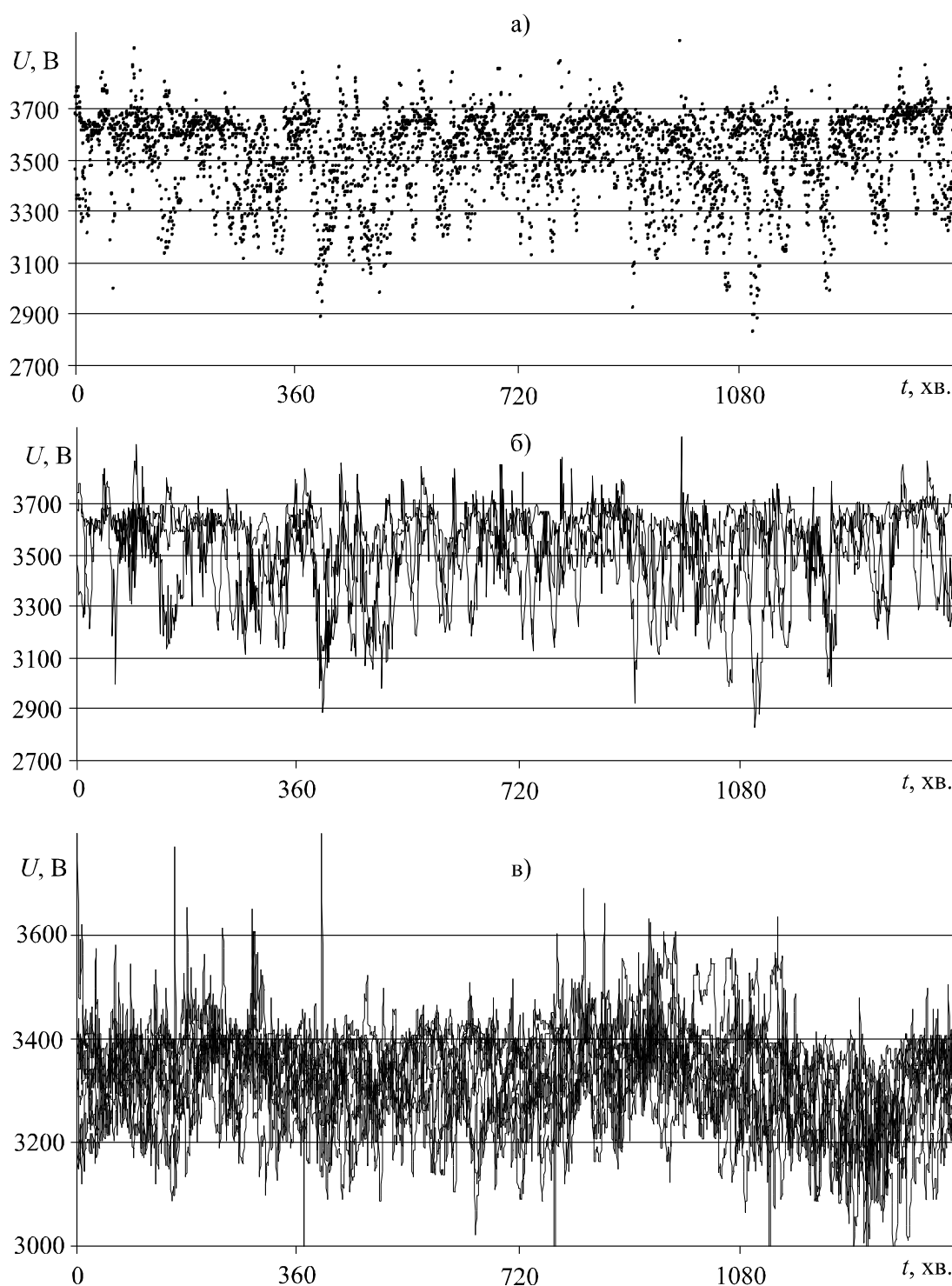


Рис. 5.6. Випрямлена напруга на шинах ТП:

а) «Письменна» (поле можливих значень); б) «Письменна» (три часові реалізації – реєстрограми); в) «Горяїново» (десять часових реалізацій – реєстрограм).

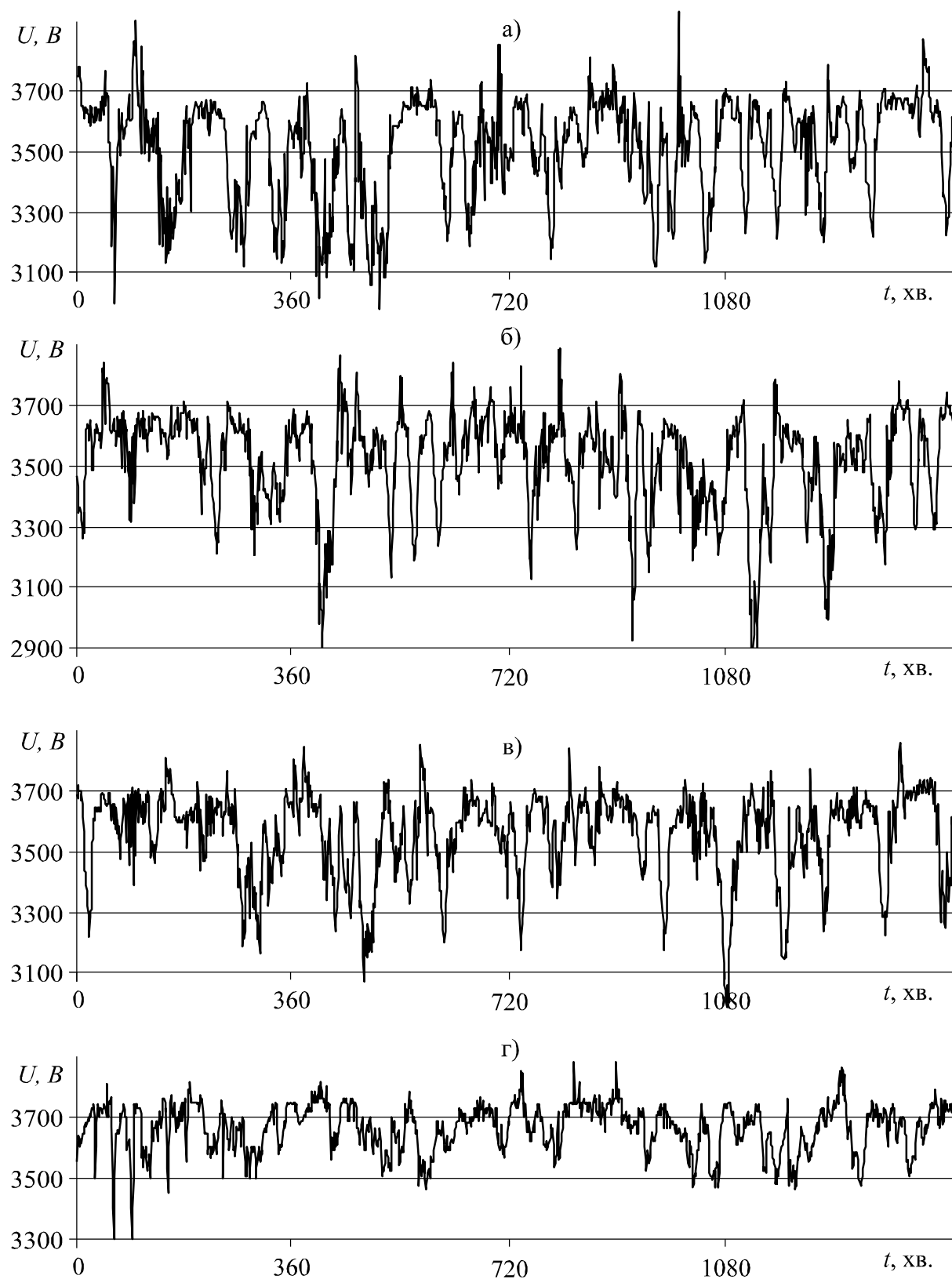


Рис. 5.7. Випрямлена напруга на шинах підстанцій: *а, б, в* – «Письменна», в різні доби; *г* – «Слав'янка», за одну добу.

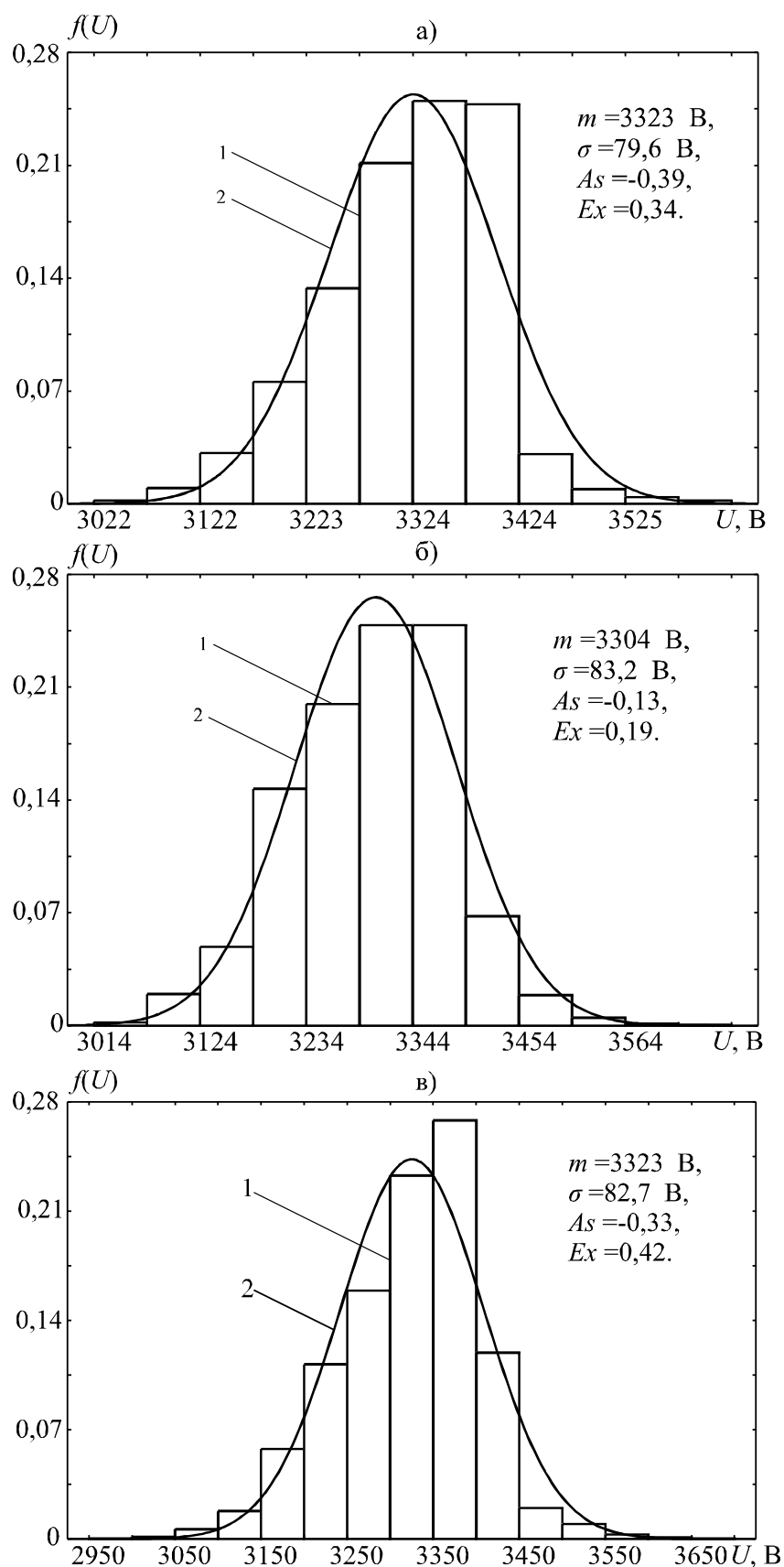


Рис. 5.8. Статистичні (гістограми) (1) і теоретичні (2) одновимірні (у перерізі реалізацій) розподілення випрямленої напруги на шинах ТП «Горяіново» у різні доби (а, б) та загальна вибірка за 10 діб (в).

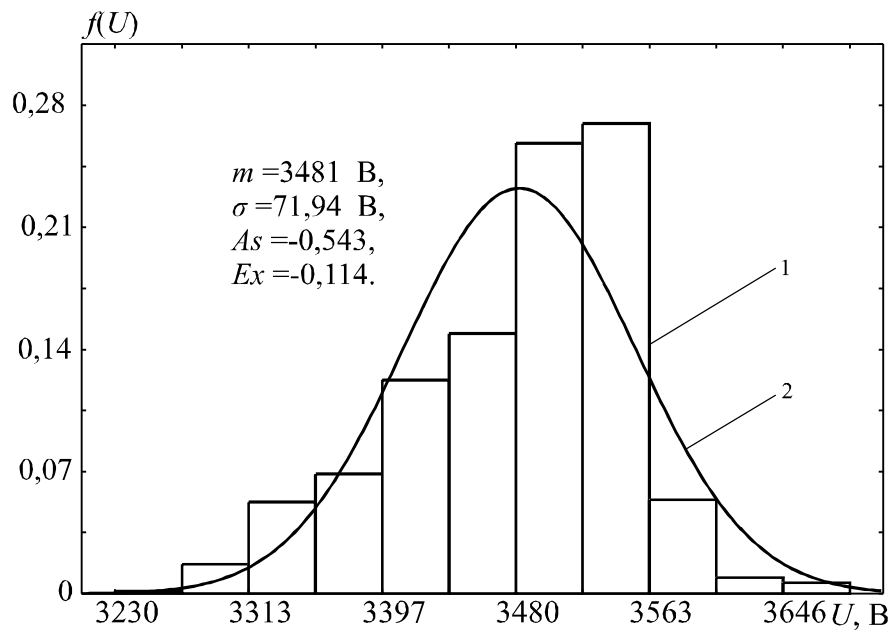


Рис. 5.9. Статистичні (1) та теоретичні (2) розподілення випрямленої напруги на шинах ТП «Слав'янка» за добу.

Приймаючи до уваги обмежену кількість опрацьованих реалізацій $U(t)$ ($n=15$) і у зв'язку з наявністю значного елементу випадковості в отриманих оцінках $m_U(t)$, $D_U(t)$ і $\sigma_U(t)$, ці видимі на рис. 5.11 і 5.12 відступи від стаціонарності не можна вважати значними, тим більше, що вони не несуть якогось закономірного характеру. Тому цілком доцільною буде наближена заміна випадкової функції $U(t)$ стаціонарною. Для приведення реального процесу $U(t)$ до стаціонарного у повній мірі, осереднюємо за часом функції $m_U(t)$, $D_U(t)$ і $\sigma_U(t)$, що приведені на рис. 5.11 і 5.12. В результаті отримаємо: $m_U(t) = 3323 \text{ В}$, $D_U(t) = 6742 \text{ В}^2$, $\sigma_U(t) = 82 \text{ В}$. Отже тепер, випадкова функція випрямленої напруги $U(t)$ має всі ознаки того, щоб вважати її стаціонарним ергодичним процесом, а саме: однорідний характер коливань $U(t)$ відносно певного середнього значення (рис. 5.6 і 5.7); незмінність в часі функцій $m_U(t)$, $D_U(t)$ і $\sigma_U(t)$ (рис. 5.11); однаковість законів розподілення, отриманих як в перетинах ансамблю реалізацій $U(t)$, так і при квантуванні однієї реалізації

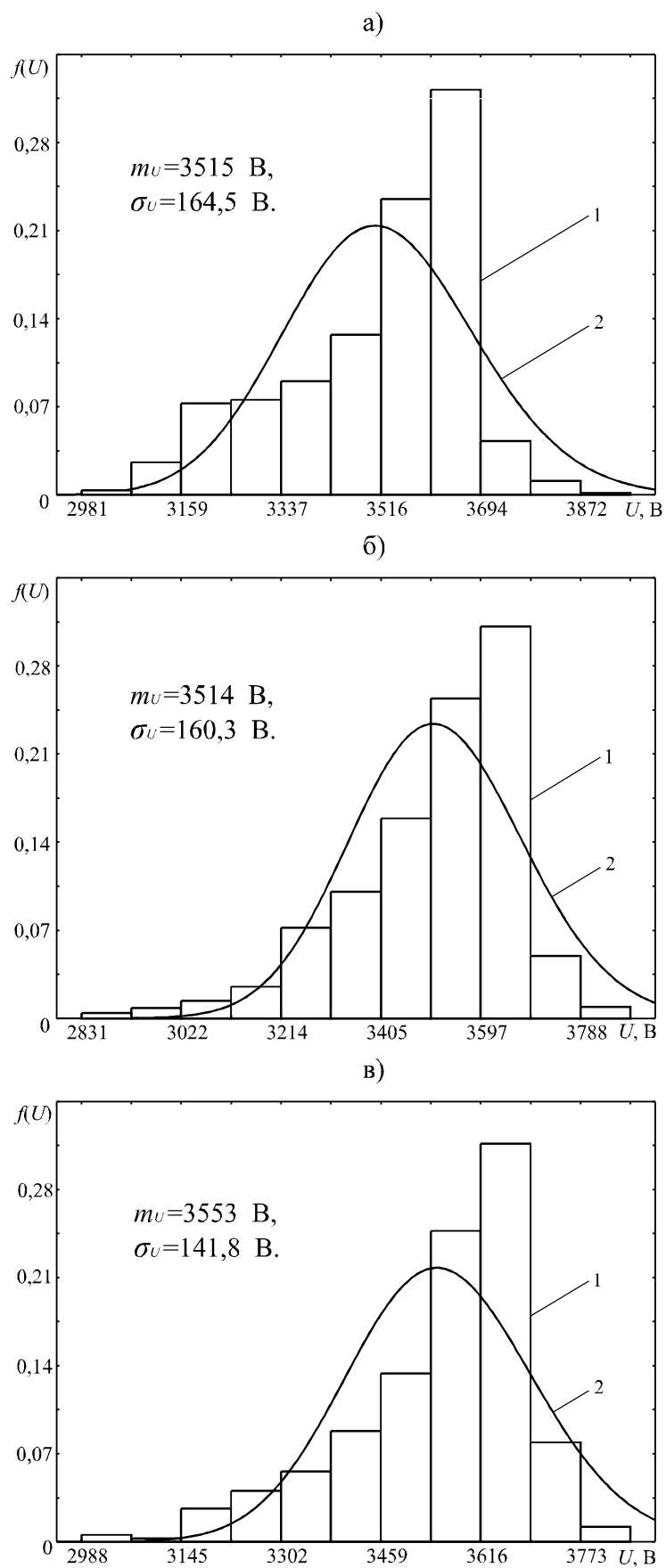


Рис. 5.10. Статистичні (1) та теоретичні (2) розподілення випрямленої напруги на шинах ТП «Письмена» в різні доби.

Таблиця 5.2

Імовірнісні характеристики значень випрямленої напруги на шинах ряду ТП

Номер доби	$U_{\min}$, В	$U_{\max}$, В	m_U , В	σ_U , В	As , â.î .	Ex , â.î .
1	3022	3626	3323	79,7	-0,386	0,338
2	3073	3568	3344	6782	-0,880	1,375
3	3049	3652	3321	83,52	-0,663	0,414
4	2950	3700	3336	90,10	-0,683	0,798
5	3010	3517	3319	79,21	-0,521	0,036
6	2990	3602	3307	76,61	-0,289	0,574
7	3009	3651	3351	97,19	0,063	0,071
8	3068	3614	3319	73,69	-0,407	0,299
9	3014	3674	3305	83,20	-0,131	0,193
10	3082	3563	3307	78,64	-0,380	-0,292
11	2950	3700	3323	82,69	0,329	0,421
12	2981	3961	3515	164,46	-0,423	0,120
13	2831	3884	3514	162,32	-0,472	0,118
14	2998	3852	3553	141,82	-0,481	0,121
15	3230	3688	3481	72,0	-0,543	-0,114
16	3300	3600	3470	75,0	-0,98	-0,31
17	2446	3331	3108	134,0	-1,72	2,70
18	2110	3665	3158	239,7	-1,39	1,88

Примітка. Доби №1-10 стосуються ТП «Горяіново»; №11, 12 – «Нижньодніпровськ-Вузол»; №13, 14 – «Письменна»; №15 – «Слав'янка»; №16 – «Миколаївка»; №17 – ПСК-12 км, ЕЧ-7 (Павлоград); №18 – ПСК «Брагіновка».

напруги (рис. 5.8-5.11); наявність кореляційної функції напруги $K_U(\tau)$, яка залежить лише від одного параметра $\tau = t' - t$ і яка загасає, незначно коливаючись відносно вісі абсцис, а не навколо якоїсь постійної величини. (рис. 5.13-5.16). Зазначене дозволяє у подальших розрахунках і аналізі енергетичних процесів у системі електротяги постійного струму використовувати лише одну добову реалізацію випрямленої напруги $U(t)$, а не їх ансамбль.

Ретельний аналіз будь-якого випадкового процесу, а процес $U(t)$ не є виключенням, є повним лише при його кореляційно-спектральному аналізі, що й виконаємо нижче.

Згідно з рис. 5.13-5.15 по-перше, відносно повільне загасання кореляційної функції напруги $K_U(\tau)$ вказує на збереження зв'язку між миттєвими значеннями $U(t)$ при значних величинах τ . По-друге, від'ємні значення $K_U(\tau)$ підкреслюють той факт, що додатним відхиленням напруги в певний момент часу t_i відповідають її від'ємні відхилення в інший момент t_j і навпаки. І, нарешті, кореляційна функція $K_U(\tau)$ для усіх ТП зі збільшенням τ загасає з подальшим коливанням відносно осі абсцис, а не відносно якоїсь постійної складової.

Характер експериментально отриманих залежностей $K_U(\tau)$ (зокрема представлених на рис. 5.13-5.15) дозволив їх апроксимувати виразом

$$K_U(\tau) = D_U \cdot e^{-\alpha_U |\tau|} \quad (5.4)$$

з параметрами, представленими в табл. 5.3 для різних ТП.

Окрім зазначеного, знакозмінний характер коливальної частини $K_U(\tau)$, яку називають «хвостом» кореляційної функції, свідчить про наявність у випадковому процесі $U(t)$ «слабко» періодичних, тобто низькочастотних складових, які в колах промислової енергетики називають інтергармоніками (ІГ). Крім цього, згідно [124], «хвіст» кореляційної функції містить ті ж самі гармоніки, що й сам випадковий процес.

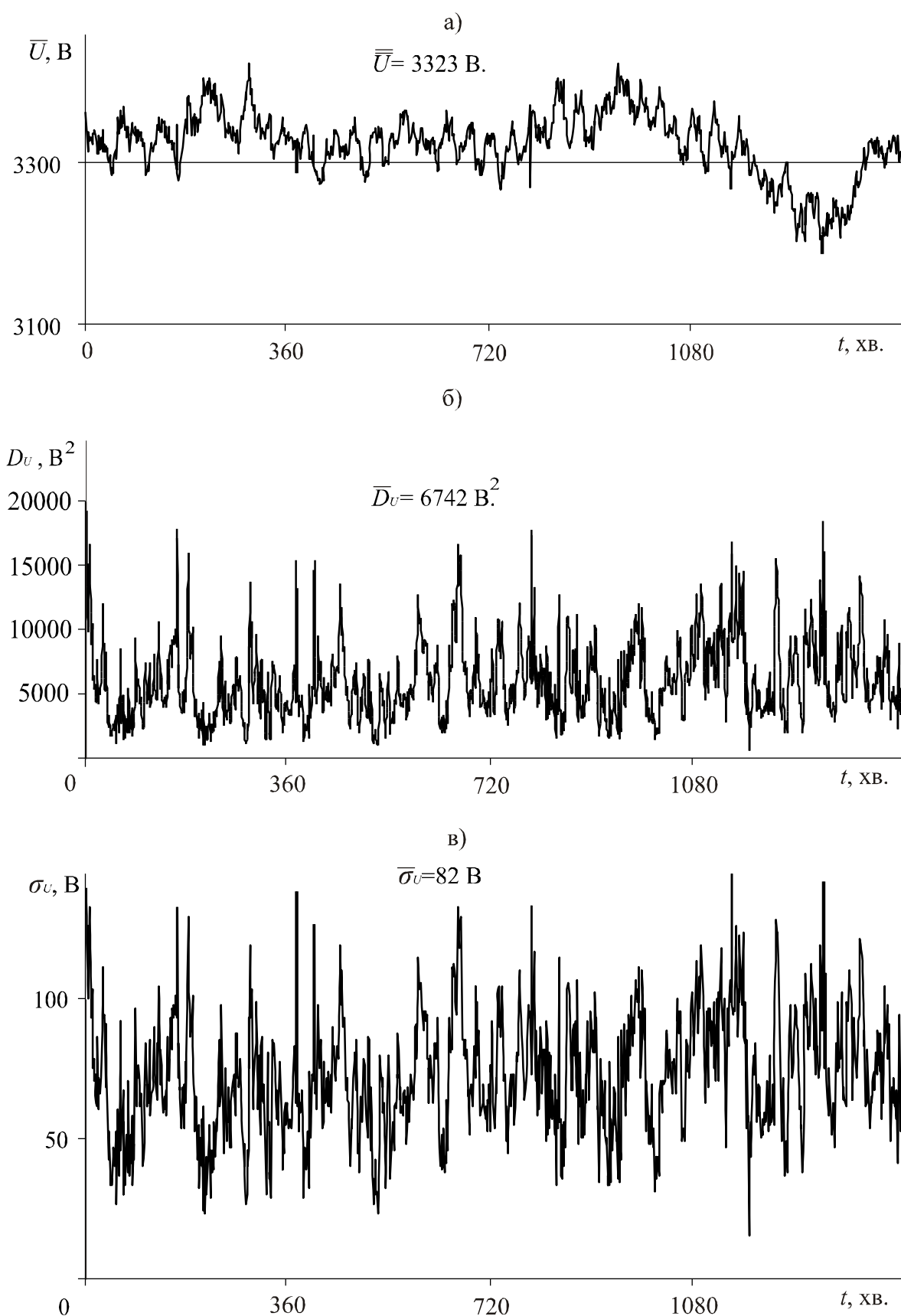


Рис. 5.11. Функції математичного сподівання (а), дисперсії (б) і середньоквадратичного відхилення (в) по 10 реалізаціях випрямленої напруги на шинах ТП «Горяіново».

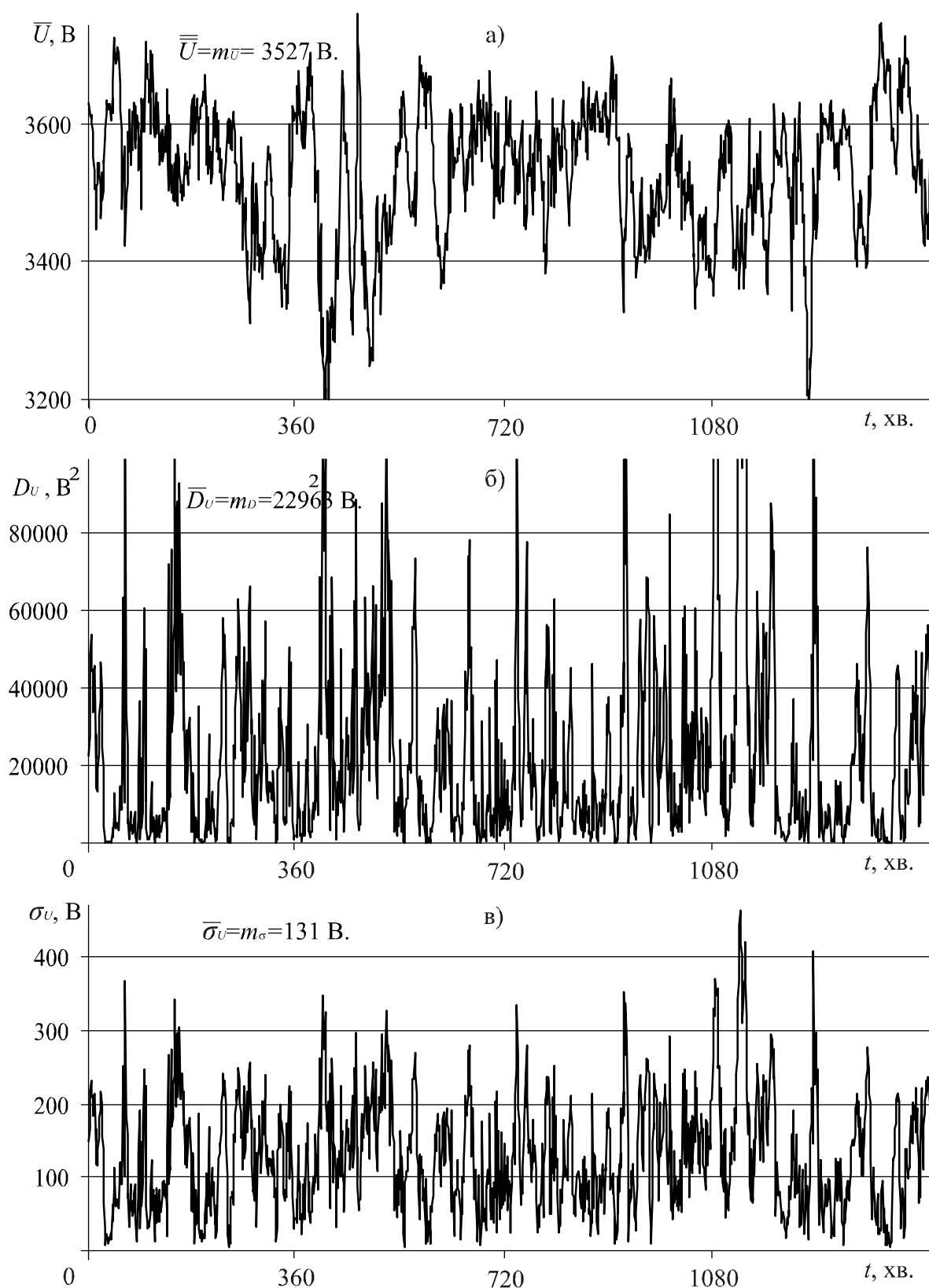


Рис. 5.12. Функції математичного сподівання (а), дисперсії (б) і середньоквадратичного відхилення (в) по 3 реалізаціях випрямленої напруги на шинах ТП «Письменна».

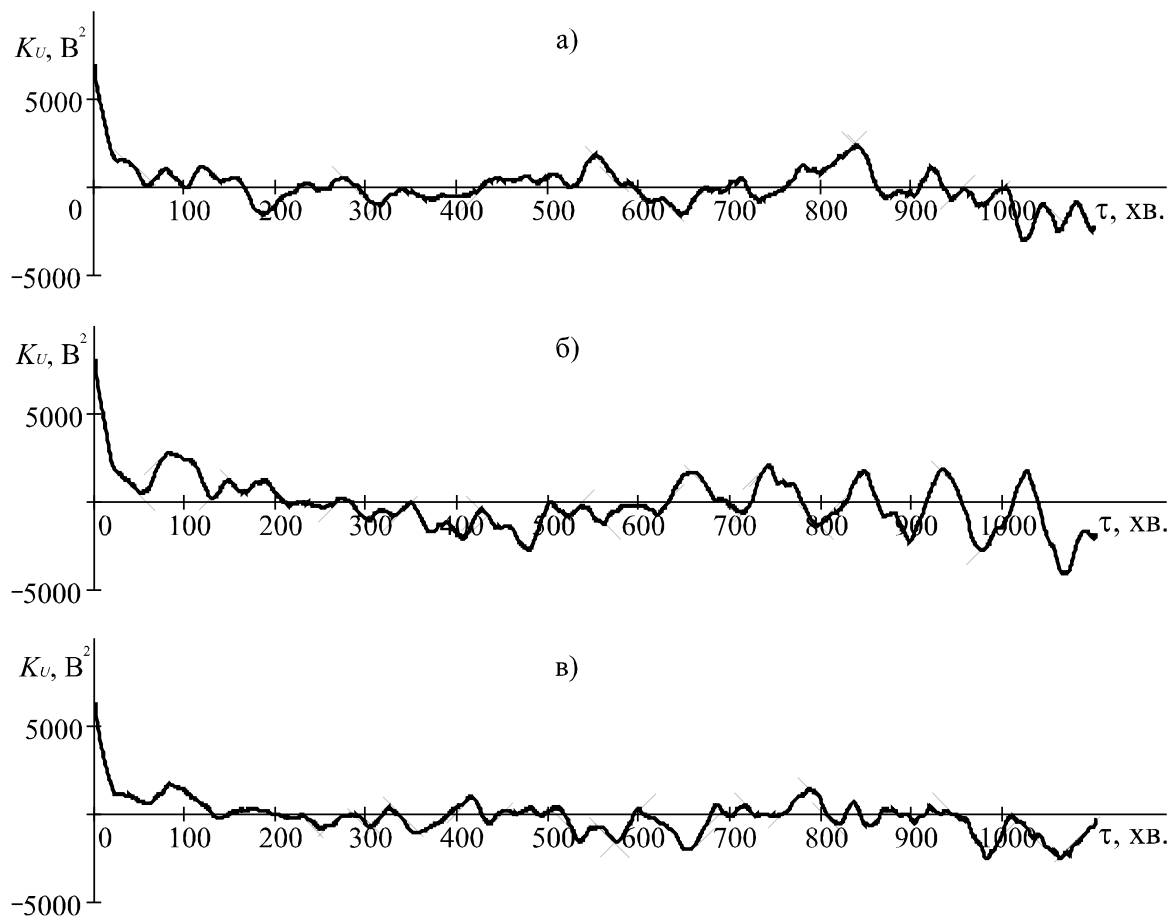


Рис. 5.13. Кореляційні функції випрямленої напруги на шинах ТП «Горяїново» в різні доби.

Тому у цій роботі для аналізу гармонійного складу $U(t)$ було застосовано методи спектрального аналізу, що викладено в [125] і в розділі 3, як до самого процесу напруги $U(t)$, так і до «хвоста» кореляційної функції напруги.

На рис. 5.16-5.18 приведено дискретні спектри власне миттєвих графіків $U(t)$, а також для порівняння з ними, спектри, що розраховані за кореляційною функцією. Аналіз показує, що спектр «хвоста» кореляційної функції проріджений у порівнянні зі спектром безпосередньо миттєвого графіку $U(t)$, тобто він вільний від випадкових коливань та містить в собі лише ті періодичні коливання, які присутні у самому випадковому процесі. Дійсно, спектри і $U(t)$, і «хвоста» $K_U(\tau)$ свідчать про наявність в випрямленій напрузі гармонік частотою до 0,0012 Гц.

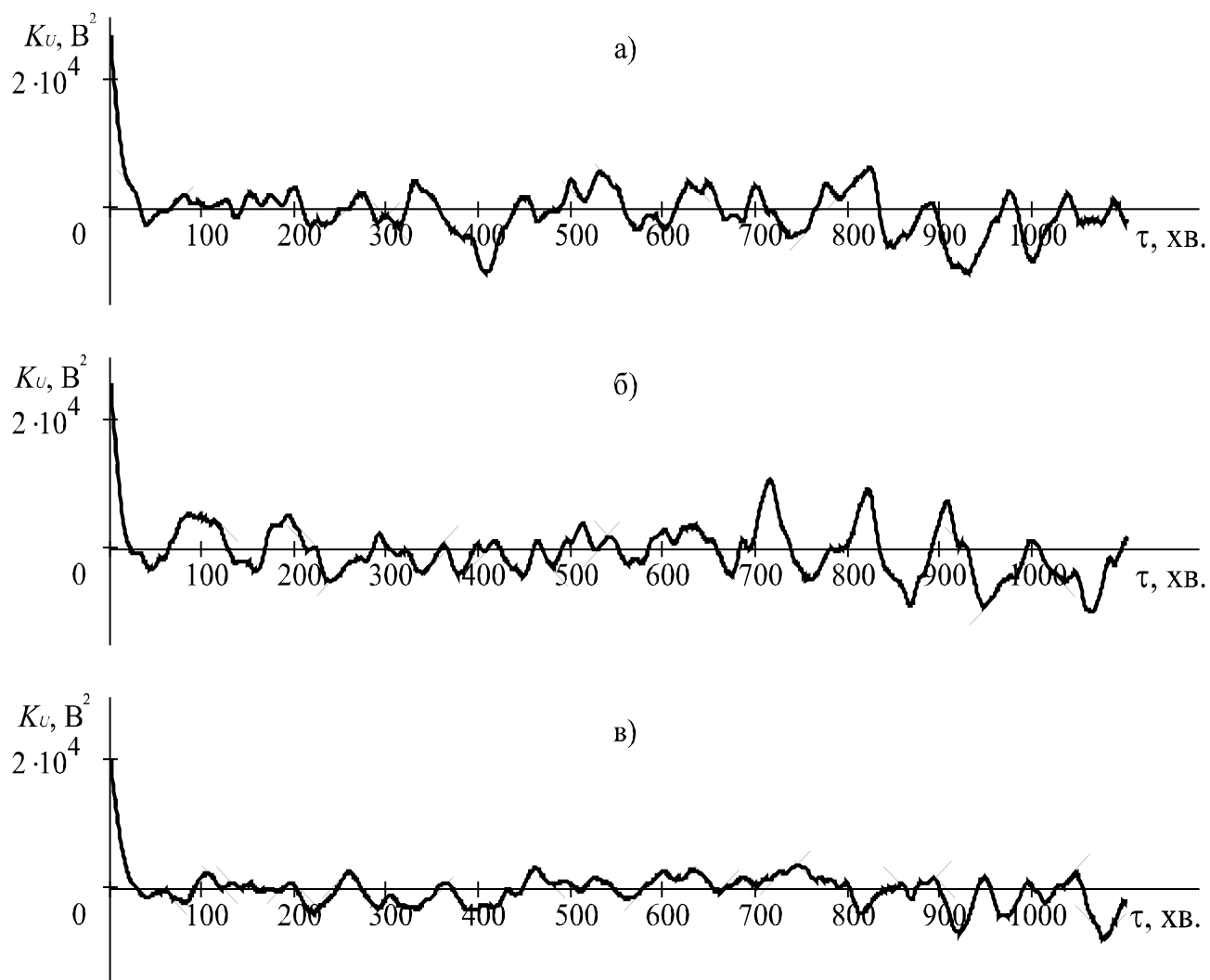


Рис. 5.14. Кореляційні функції випрямленої напруги на шинах ТП «Письменна» в різні доби.

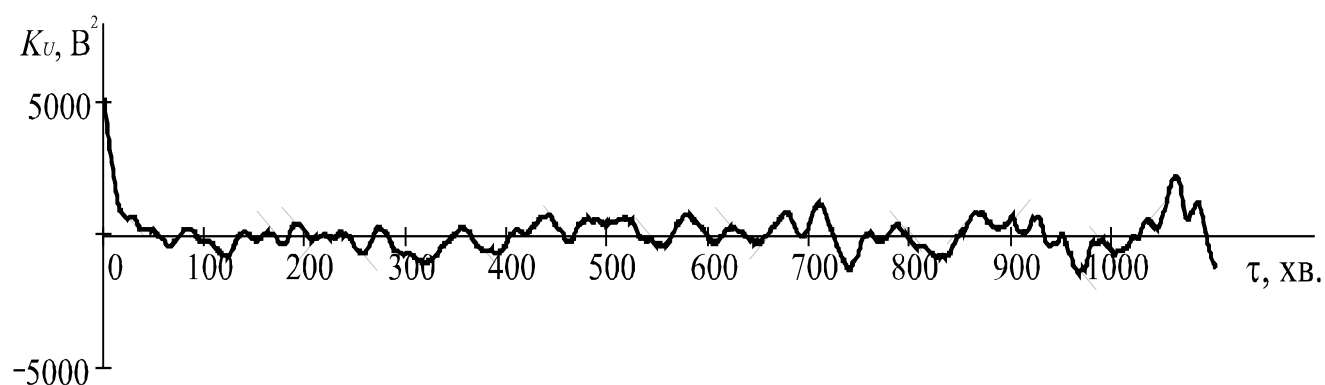


Рис. 5.15. Кореляційна функція випрямленої напруги на шинах ТП «Слав'янка».

Таблиця 5.3

Значення параметрів кореляційних функцій випрямленої напруги,
апроксимованих виразом (5.4) для різних ТП

Тягова підстанція	D_u, B^2	α_u, c^{-1}
Горяїново (рис. 5.13, а)	6973	0,062
Горяїново (рис. 5.13, б)	5828	0,027
Горяїново (рис. 5.13, в)	6272	0,032
Письменна (рис. 5.14, а)	27030	0,09
Письменна (рис. 5.14, б)	25690	0,14
Письменна (рис. 5.14, в)	20100	0,12
Слав'янка (рис. 5.15)	5177	0,13

Тобто, випадковий процес $U(t)$ містить низькочастотні гармоніки, інтергармоніки (субгармоніки). ІГ – це гармонійні коливання з частотам, що не кратні частоті живлячої мережі. Частота ІГ знаходиться в межах $0 < f < 50$ Гц. Вони виникають в системі при роботі різкозмінних навантажень, тобто, коли споживачі електричної енергії постійно чи короткочасно працюють у перехідному (квазіусталеному) режимі та мають імовірнісну природу. До таких споживачів відноситься і ЕРС постійного струму, оскільки його навантаження пов'язане з режимом технологічного процесу роботи перевезень і випадково змінюється в залежності від багатьох факторів. Інтергармоніки в СЕТ є причиною додаткових втрат активної електроенергії, викликають додатковий нагрів електрообладнання і, як наслідок, скорочення терміну його служби. Нерідко ІГ є причиною помилкового спрацювання пристроїв зв'язку, вимірювання, регулювання та керування. В електричних мережах низькочастотні гармоніки викликають коливання і спотворення форми живлячої напруги, а також можуть бути причиною перевантажень фільтрів вищих гармонік.

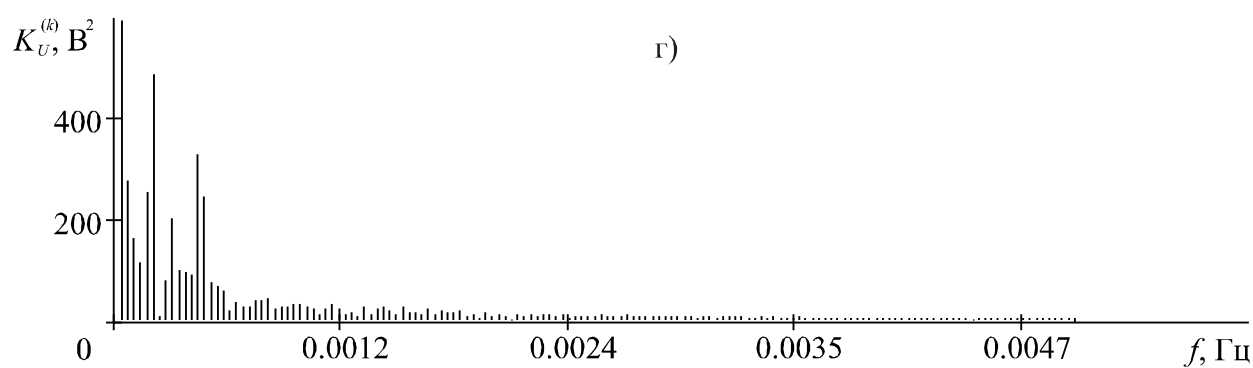
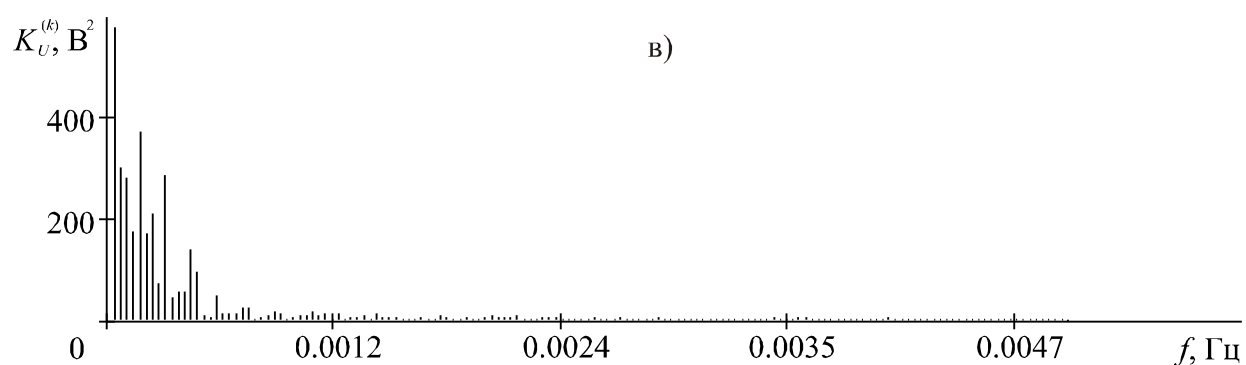
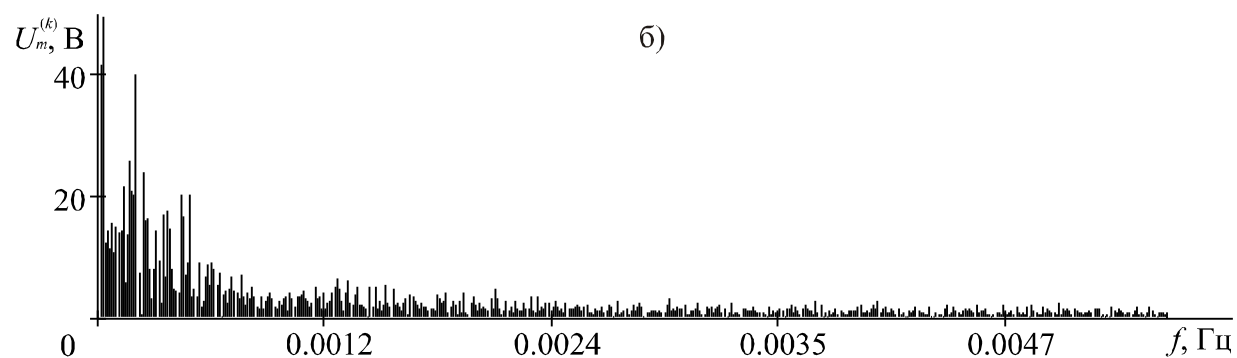
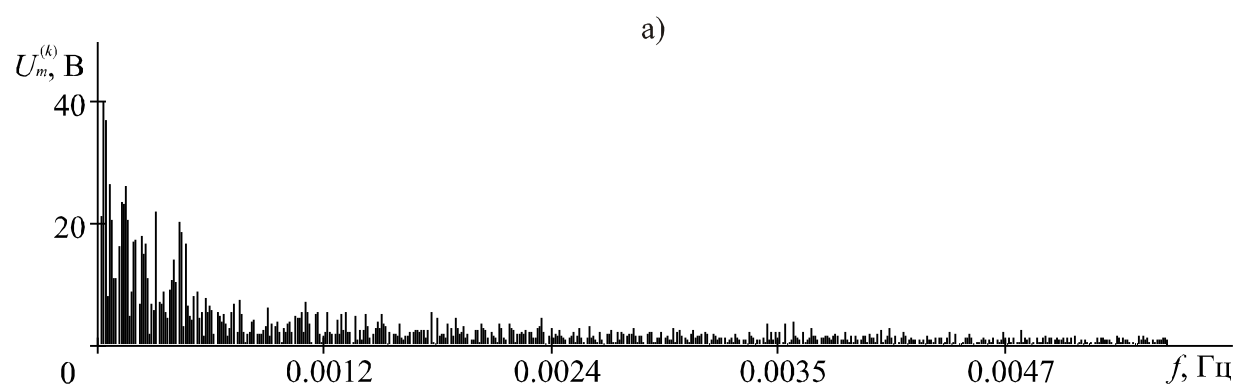


Рис. 5.16. Спектри миттєвих графіків випрямленої напруги (а, б)
та «хвостів» їх кореляційних функцій (в, г) ТП «Горяіново».

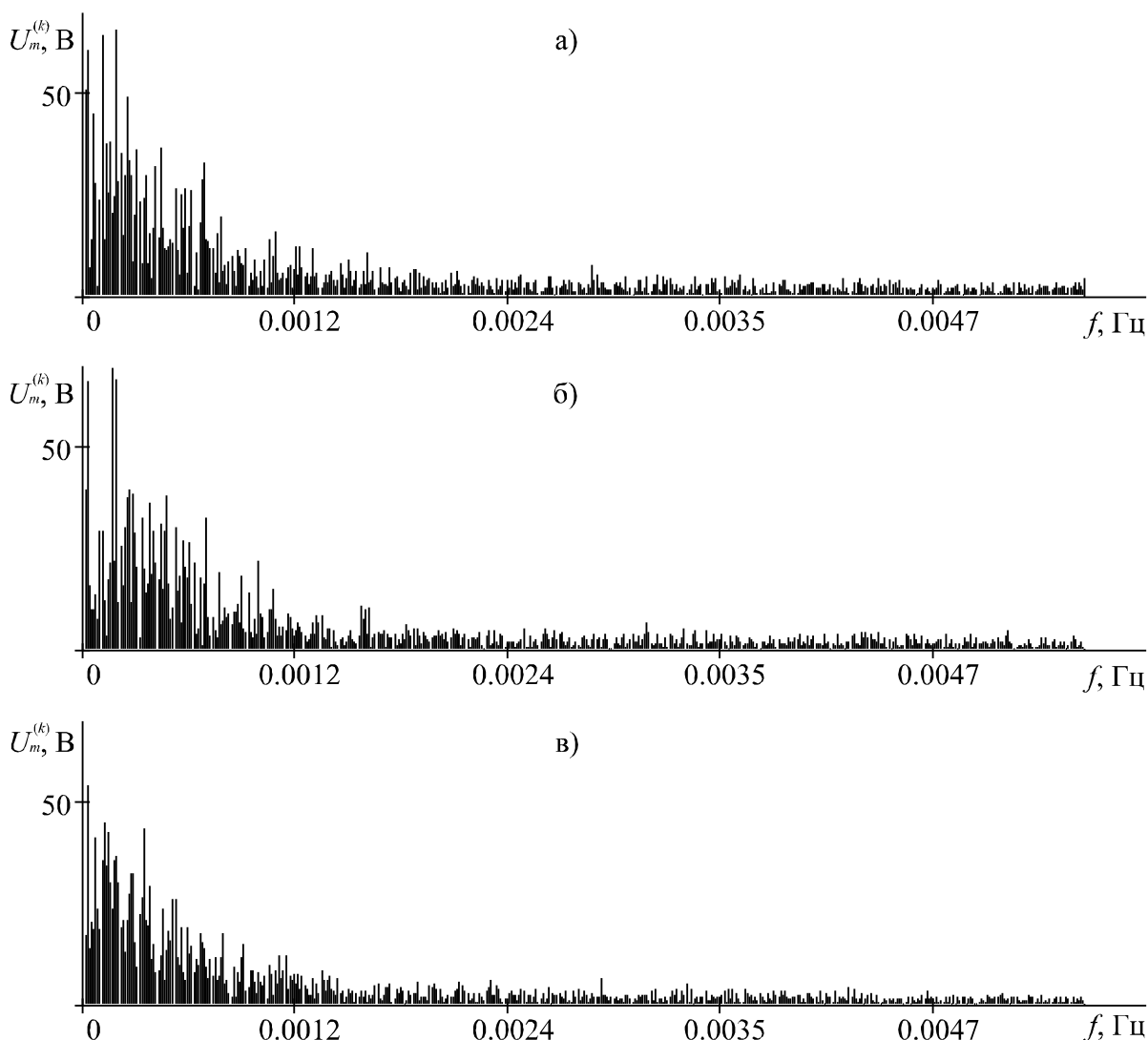


Рис. 5.17. Спектри миттєвих графіків випрямленої напруги ТП «Письменна» в різні доби.

Енергетичну сторону процесу зміни випрямленої напруги оцінимо, визначивши спектральну густину напруги $S_U(\omega)$ за відомою формулою прямого перетворення Фур'є [85, 86]:

$$S_U(\omega) = \frac{2D_U}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-\alpha_U |\tau|} \cos(\omega \tau) d\tau \quad (5.5)$$

Підставивши (5.4) в (5.5), і проінтегрувавши з урахуванням чисельних даних табл. 5.2, отримаємо

$$S_U(\omega) = \frac{2D_U}{\pi} \frac{\alpha_U}{\alpha_U^2 + \omega^2}, \quad (5.6)$$

графіки якої представлено на рис 5.20.

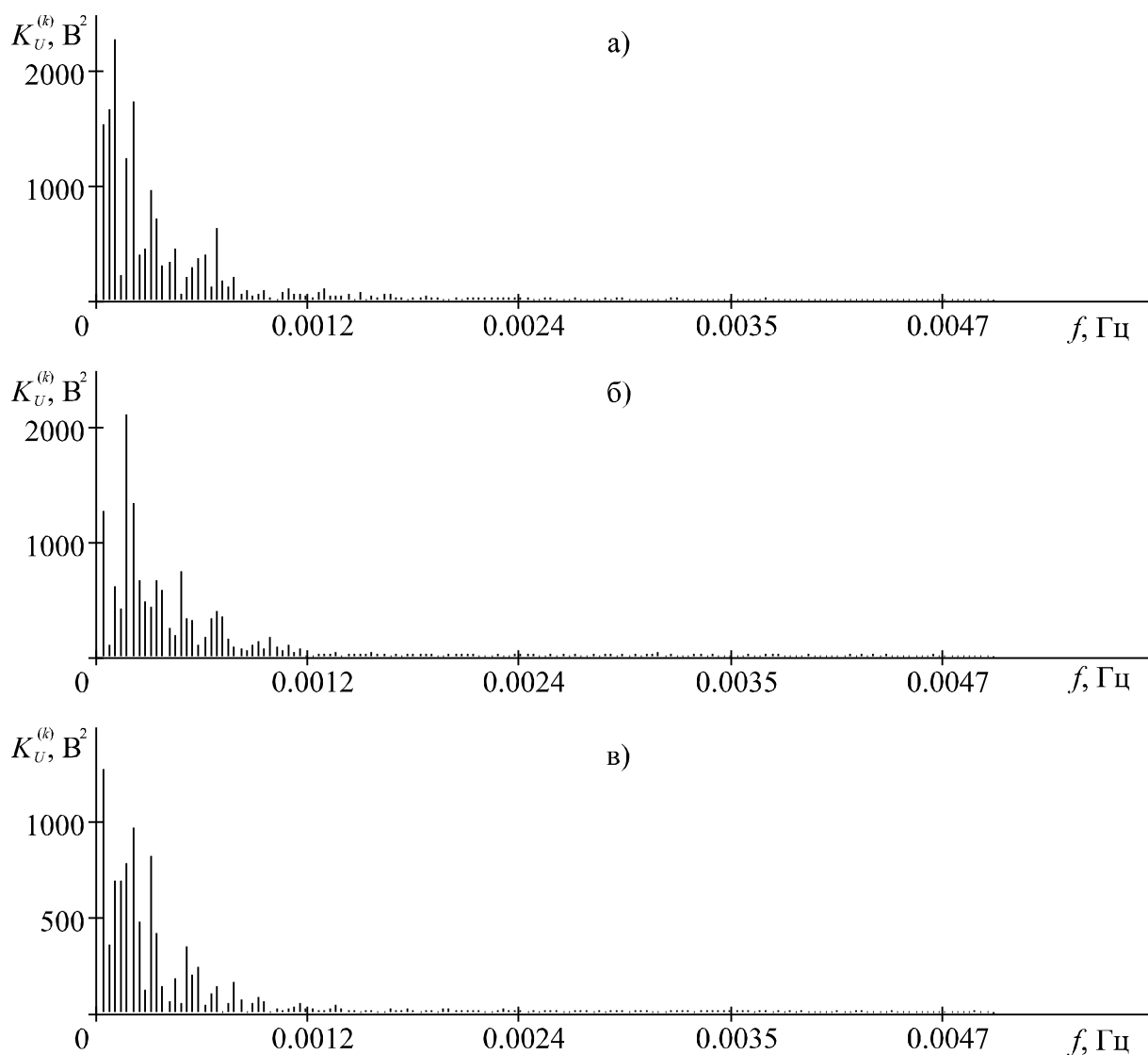


Рис. 5.18. Спектри «хвостів» кореляційних функцій випрямленої напруги
ТП «Письменна».

Величина $S_U(\omega)$, як зазначено, характеризує енергетичну сторону $U(t)$. І, як енергетичний спектр процесу, вона визначає розподілення середньої потужності цього процесу за частотою. Тому величина $S_U(\omega)\Delta\omega$ розуміється, як потужність випадкового процесу $U(t)$, що приходить на ділянку $\Delta\omega$, а площа під кривою $S_U(\omega)$ визначає повну енергію цього процесу $U(t)$ і чисельно дорівнює його дисперсії D_U

$$\int_0^{\infty} S_U(\omega) d\omega = D_U. \quad (5.7)$$

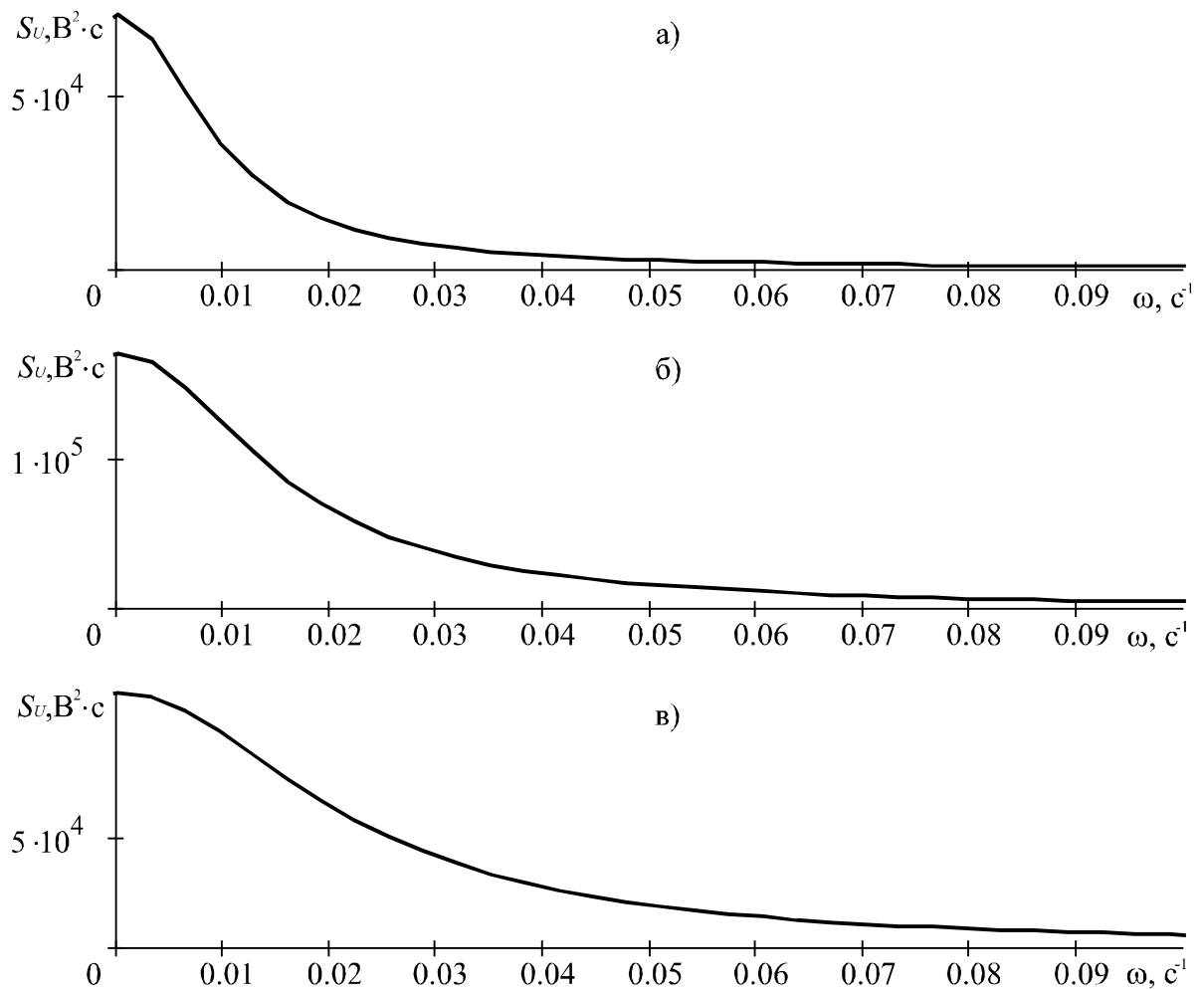


Рис. 5.19. Графіки спектральної густини добової випрямленої напруги
ТП «Гор'яіново» (а), ТП «Письменна» (б), ТП «Слав'янка» (в).

Оскільки $U(t)$ містить в собі одночасно складові і суцільного, і дискретного спектру, то $S_U(\omega)$ має в своєму складі також дві складові: неперервну (суцільну) частину, що пов'язана з імовірнісним характером зміни $U(t)$, і дискретну, зв'язану з частотами періодичних коливань (з ІГ). Тим самим $S_U(\omega)$ дозволяє виділити ті частоти, які вносять основний вклад в статистичну динаміку $U(t)$, тобто на яких частотах зосереджена більша частина енергії випадкових коливань напруги.

Підставимо (5.6) в (5.7), отримаємо повну енергію випадкового процесу напруги. Вона дорівнює 6973 В^2 для ТП «Гор'яіново», 27030 В^2 для ТП «Письменна» і 5177 В^2 для ТП «Слав'янка», що співпадає з раніше

визначеними дисперсіями процесу $U(t)$. По дискретному спектру «хвоста» $K_U(\tau)$ визначимо енергію, зв'язану з Π , за формулою (наприклад для ТП «Горяіново»)

$$D_{\text{зА}} = \sum_K S_U^{(K)} \frac{K}{N\Delta t}. \quad (5.8)$$

В результаті розрахунку отримано значення 628 В^2 , що складає 9,1 % від загальної енергії випадкового процесу зміни випрямленої фідерної напруги.

5.3 Імовірісно-статистичний і кореляційно-спектральний аналізи фідерних і підстанційних струмів

Особливістю фідерного і підстанційного електротягового навантаження (струму) є неперервність його зміни як за часом доби, так і в різні дні та місяці. На рис. 5.20 і 5.21 показані реальні часові графіки випрямленого струму $I(t)$ фідерів ТП і ТП в цілому, з яких випливає, що характери зміни $I(t)$ різноманітні. Це залежить від багатьох факторів: кількості поїздів, які одночасно розташовані в зоні живлення ТП; типу електровозів; профілю ділянки колії; маси поїздів та ін. Графіки фідерних струмів більш нерівномірні у порівнянні з підстанційними, оскільки саме на них найбільше впливають коливання тягового струму кожного поїзда та їх кількість. Із підстанційних найбільш різкі зміни мають струми тих ТП, що розташовані на станціях відправлення поїздів. І зрозумілою причиною цього є споживання пускових струмів електровозами при зрушенні поїздів. Струмове навантаження на ТП більш рівномірне у випадку однотипного профілю на фідерних зонах та відносно густого руху поїздів. Добові графіки тягового струму ТП характеризуються, як правило, одним-двома яскраво вираженими піками і хвилеподібним характером зміни, які особливо помітні при меншій (2...3) кількості поїздів, що знаходяться в русі. При збільшенні кількості поїздів до 3...4-х на фідерній зоні графіки тягового струму вирівнюються.

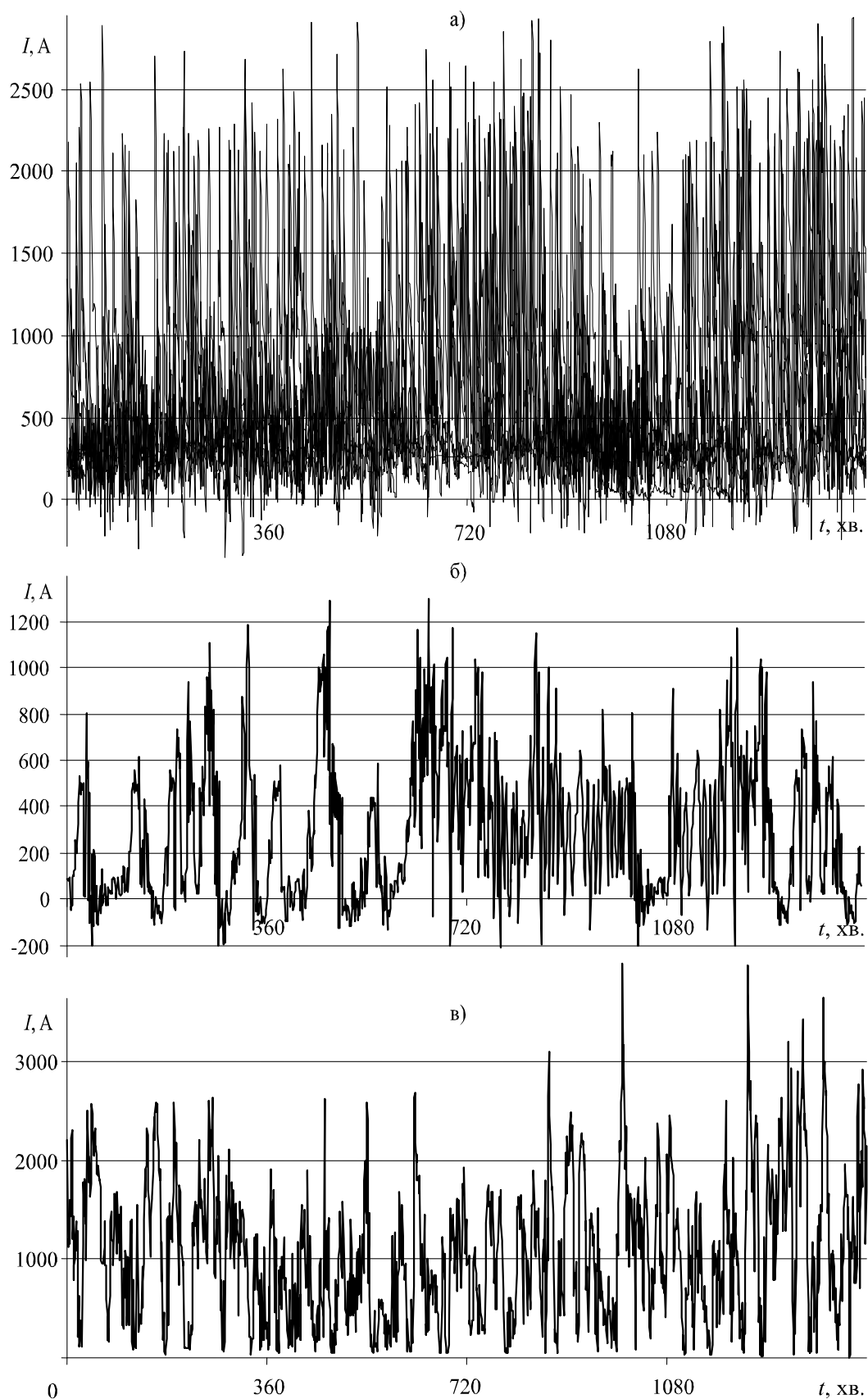


Рис. 5.20. Часові залежності тягових струмів: а) 8 реалізацій (регістрограм) фідерного струму ТП «Горяіново»; б) фідерний струм (регістрограма) ТП «Слав'янка»; в) регістограма струму всієї ТП «Слав'янка».

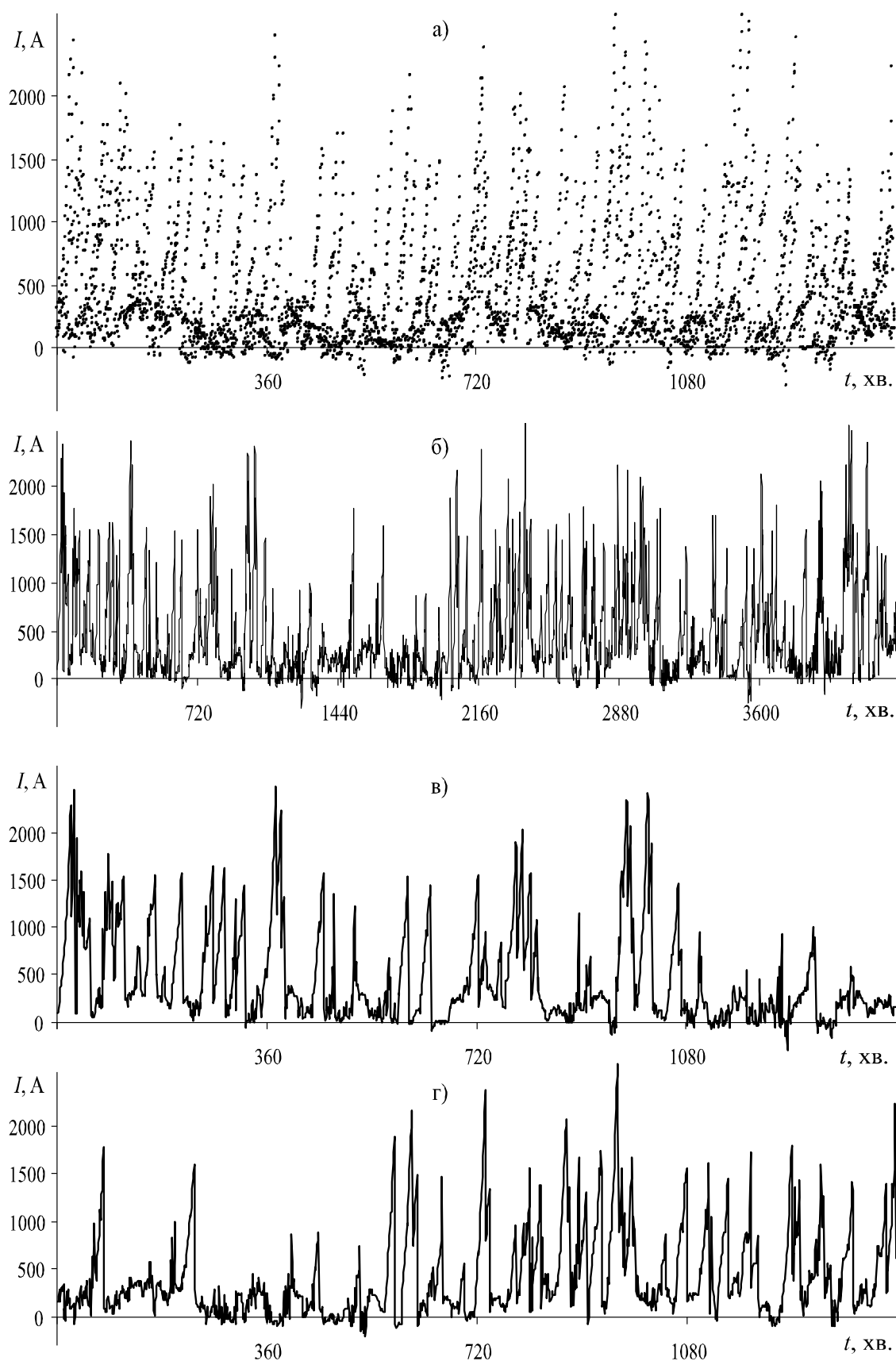


Рис. 5.21. Часові залежності фідерних струмів ТП «Письменна»:

а) поле можливих значень; б) реєстрограми за 3 доби;
в, г) добові залежності за різні доби.

Як впливає з табл. 5.4 і гістограм (рис. 5.22-5.25), розкид значень струму на протязі доби значний: від $I_{\min} = -153$ А до $I_{\max} = 2941$ А. Тому середньоквадратичне відхилення σ_I теж значне, в межах 442...524 А, при невеликих середніх значеннях m_I – від 412 до 640 А. Це й обумовлює невеликий коефіцієнт варіації струму $K_{VI} = \sigma_I / I$, що знаходиться в межах 0,792...0,977. Отже, максимальне значення $I_{\max}$ тягового фідерного струму сягає майже 3000 А, що перевищує (згідно з ПТЕ) не лише норму допустимого тривалого струму для контактної підвіски М-120+2МФ-100+А-185 при 15 % її зношенні, але і допустимий перевантажений у 1,3 рази (на протязі 3-х хвилин) струм 2756 А. Однак, як впливає із гістограм, імовірність таких значень струмів невелика.

Вигляд гістограм фідерного (рис. 5.22-5.24 і додаток С) і підстанційного (рис. 5.25) струмів, а також додатні знаки та значення асиметрії і ексцесу (табл. 5.4) свідчать про те, що імовірнісний закон розподілення струмів, і одномірний в перетині, і для однієї реалізації, не є законом Гаусса. Розподілення струму має чітке явне скошення вліво, у бік менших значень струму, що і підкреслюється додатнім знаком великих значень (від 1,26 до 2,03) коефіцієнта асиметрії As (див. табл. 5.4). Крім цього, характеристика крутості розподілення струму, тобто, ексцес Ex , далека від нуля (за нормальним законом), додатна і теж має великі значення (від 1,45 до 4,4), підкреслюючи тим самим гостровершність розподілення струму. При цьому і асиметрія, і ексцес добових розподілень струму зберігають додатній знак і великі значення, що свідчить про зберігання характеру самого розподілення.

Судячи з вигляду графіків реалізацій миттєвих величин струмів (рис. 5.20 і 5.21), а також зі нестаціонарного характеру функцій математичного сподівання $m_I(t)$ і дисперсії $D_I(t)$ (рис. 5.26 і 5.27), можна зробити висновок, що і фідерні, і підстанційні струми є нестаціонарними випадковими процесами.

Таблиця 5.4

Імовірнісні характеристики фідерного і підстанційного струмів ТП

Номер доби	$I_{\min}$, А	$I_{\max}$, А	m_I , А	σ_I , А	As , а.і.	Ex , а.і.
1	-153	2847,5	487,7	476,58	1,96	4,40
2	-186,2	2620,5	559,4	442,92	1,89	3,78
3	-167,5	2927,2	575,2	498,72	1,78	3,38
4	-342,2	2941,6	569,0	512,18	1,82	3,34
5	-254,2	2934,5	593,3	503,97	1,65	2,82
6	-174,8	2825,3	594,2	486,73	1,63	2,65
7	-233,0	2912,6	514,8	469,03	2,03	4,84
8	-351,2	2883,5	500,0	489,3	1,89	3,79
9	-225,7	2912,6	640,4	524,3	1,26	1,45
10	-351,2	2941,6	559,3	492,0	1,74	3,22
11	-295,2	2478,1	443,4	499,4	1,68	2,85
12	-213,6	2648,6	411,5	452,4	1,88	3,01
13	-244,6	2639,4	486,7	487,3	1,91	3,11
14	-210,0	1295,0	292,0	294,0	0,67	-0,16
Вибірка за місяць	-555,0	2960,0	413,6	586,0	1,53	3,5
15	0	4020,2	1251,0	304,0	0,26	-0,86

Примітка. Доби №1-8 і вибірка за місяць стосуються ТП «Горяїново»; №9, 10 – «Нижньодніпровськ-Вузол»; №11-13 – «Письменна»; №14 – «Слав'янка»; №15 – всієї ТП «Железняково».

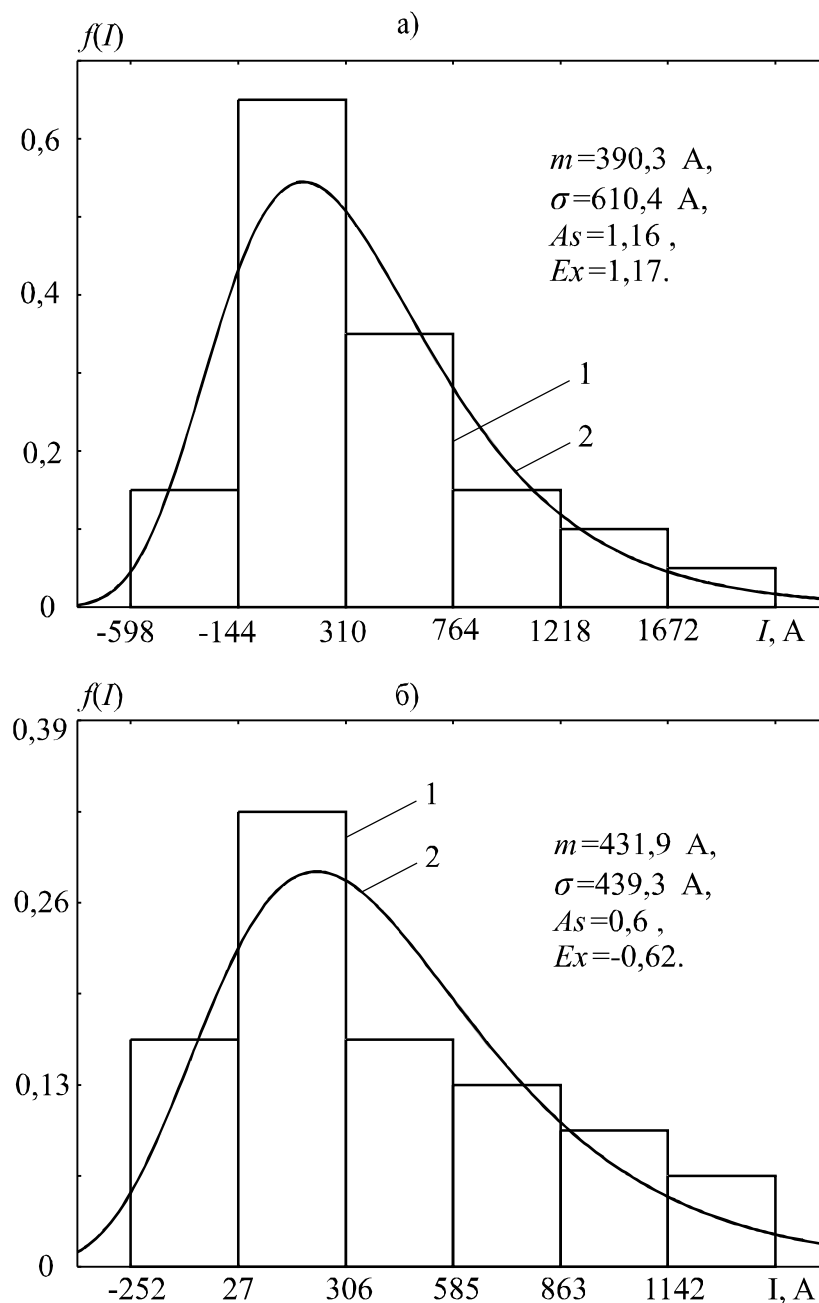


Рис. 5.22. Статистичні (1) та теоретичні (2) розподілення фідерного струму ТП «Горяїново» в двох перерізах 30 регістрограм.

Однак, умова стаціонарності будь-якого процесу, а отже і $I(t)$, що $m_I(t) = m_I = \text{const}$ не є суттєвою [85], оскільки від випадкової функції $I(t)$ можна перейти до центрованої функції $\overset{\circ}{I}(t) = I(t) - m_I(t)$, для якої $m_{\overset{\circ}{I}}(t) = 0$ й тим самим ця умова виконується.

Друга умова стаціонарності випадкового $I(t)$ відносно дисперсії, що

$$D_I(t) = D_I = \text{const},$$

є частковим випадком третьої умови, згідно з якою кореляційна функція процесу повинна бути функцією лише одного аргументу, тобто

$$K_I(t, t') = K_I(t, t + \tau) = K_I(\tau).$$

Як показує аналіз функцій $K_I(\tau)$, представлених на рис. 5.28 і 5.29, ця умова для процесів і фідерних і підстанційних струмів у повній мірі виконується. І тоді виконується і друга умова стаціонарності, оскільки

$$D_I(t) = K_I(t, t) = K_I(0) = \text{const}$$

Отже випадковий процес випрямленого струму $I(t)$ можна вважати стаціонарним процесом. Такий же висновок зроблено стосовно фідерних струмів і в роботі [91].

Окрім зазначеного, згідно з рис. 5.28 і 5.29, кореляційні функції струмів загасають до нуля, а потім починають здійснювати невеликі нерегулярні коливання навколо осі абсцис (а не якоїсь постійної величини), що є основною ознакою ергодичності процесу [85, 86].

Отже, випадкові процеси і фідерних, і підстанційних струмів можна вважати стаціонарними ергодичними процесами, що дозволяє у подальшому аналізі перейти від усереднення по ансамблю реалізацій $I(t)$ до усереднення для однієї достатньої тривалості (а це доба) реалізації струму.

На рис. 5.28 і 5.29 представлені емпіричні кореляційні функції тягових струмів, що апроксимовані виразом

$$K_I(\tau) = D_I e^{-\alpha_I \tau} \cos(\omega_0 \tau) \quad (5.9)$$

з їх параметрами, приведеними в таблиці 5.5. Знакозмінний коливальний характер поведінки «хвостів» цих $K_I(\tau)$ свідчить, що випадковий процес $I(t)$, як і випадкова випрямлена напруга $U(t)$, має в собі скриту періодичність, тобто містить низькочастотні складові, якими є ІГ. Для їх отримання, за аналогією з аналізом випрямленої напруги $U(t)$, було виконано спектральний аналіз як миттєвих величин $I(t)$, так і «хвостів» кореляційних функцій $K_I(\tau)$.

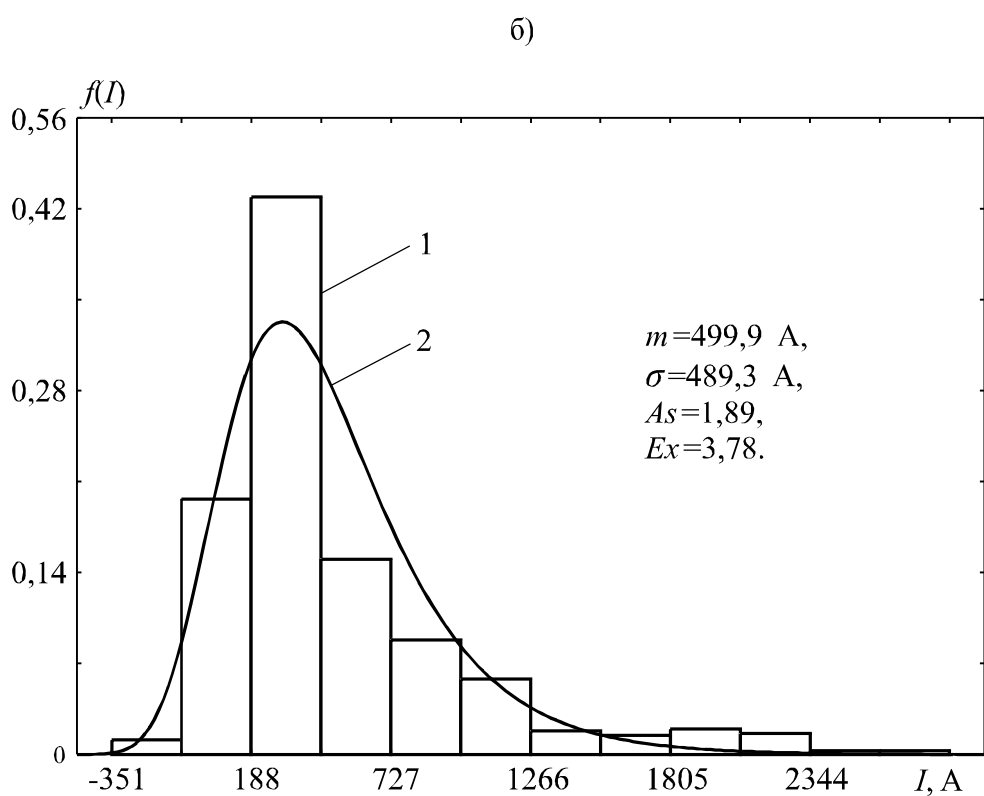
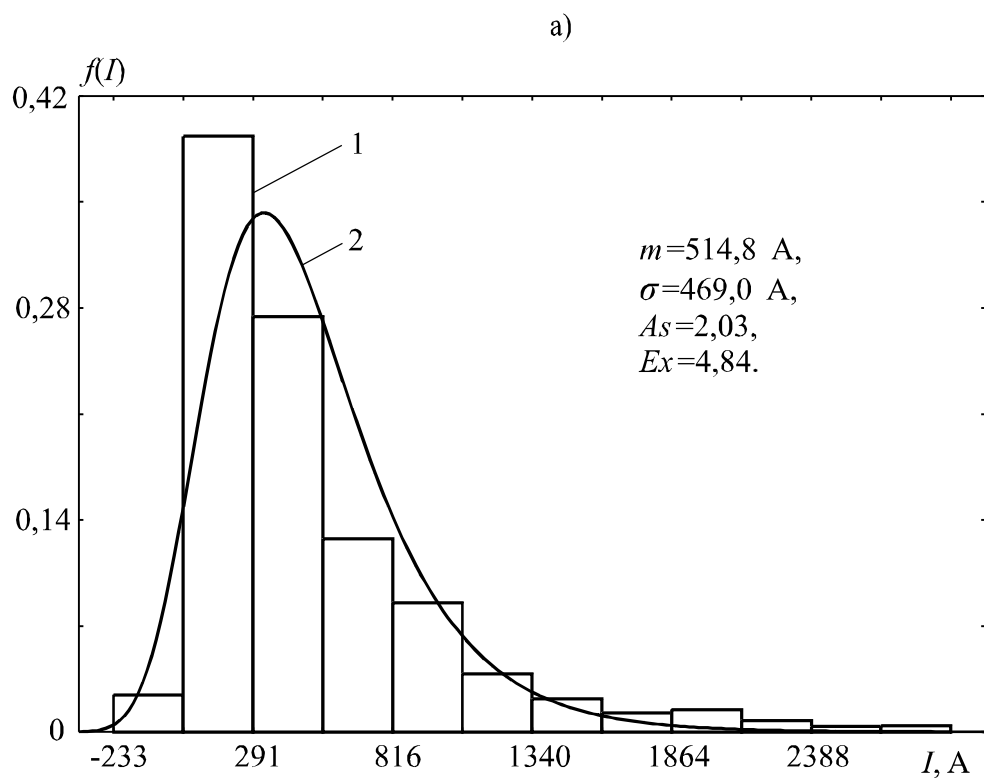


Рис. 5.23. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення фідерних струмів ТП «Горяіново» в різні доби.

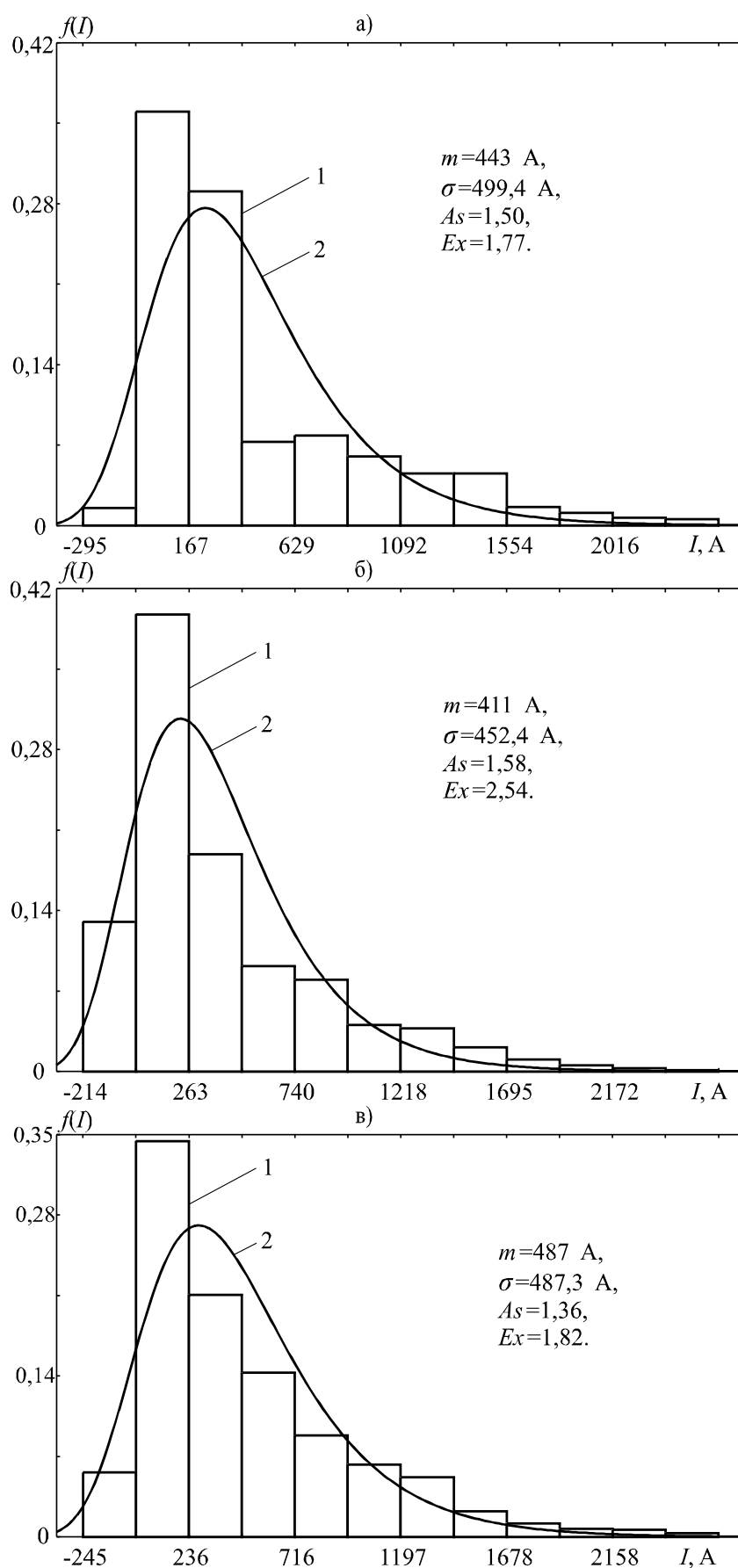


Рис. 5.24. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення фідерних струмів ТП «Письменна» в різні доби.

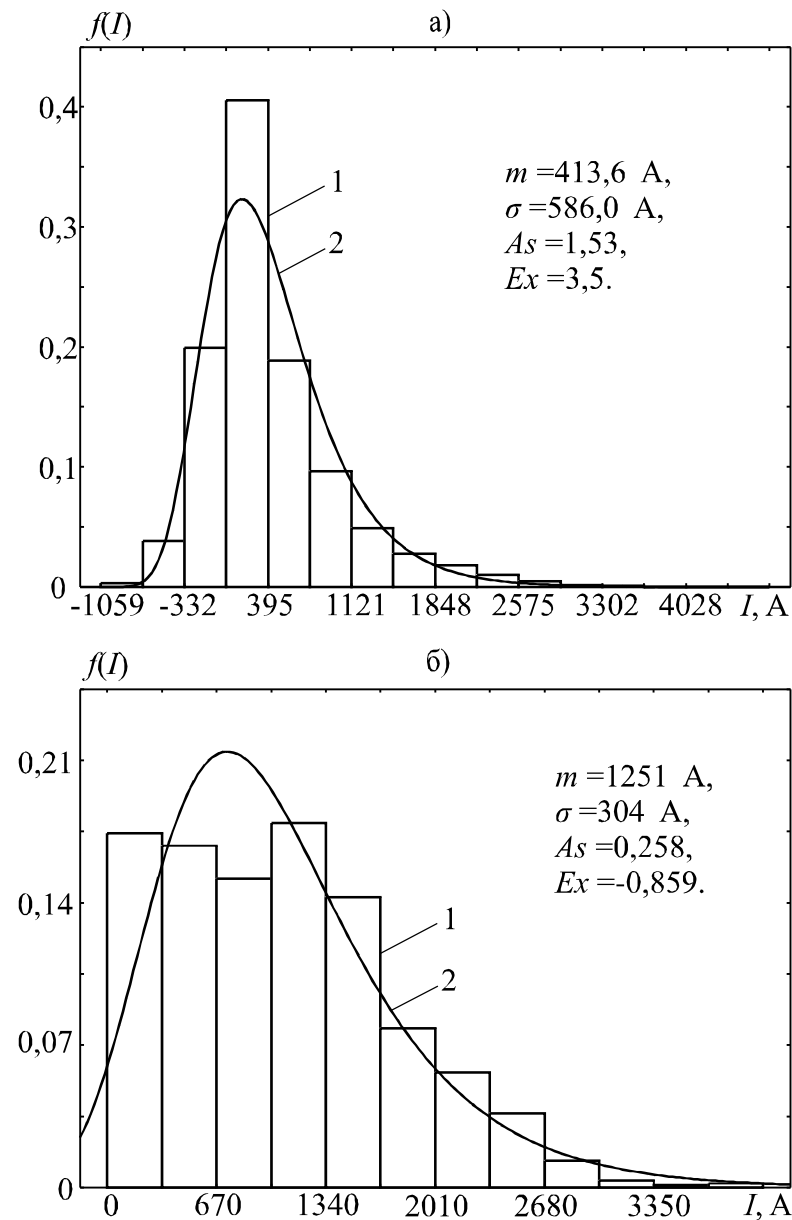


Рис. 5.25. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення тягових струмів:

а) фідерного ТП «Горяїново» за загальною вибіркою за місяць;

б) всієї ТП «Железняково».

Результати цих розрахунків представлено на рис. 5.30 і 5.31, із яких випливає наявність в $I(t)$ ПГ частотою до 0,005 Гц.

Енергетичну сторону процесу зміни випадкового струму оцінимо шляхом визначення спектральної густини за виразом

$$S_I(\omega) = \frac{2D_I}{\pi} \int_0^{\infty} e^{-\alpha_I|\tau|} \cos(\omega_0\tau) \cos(\omega\tau) d\tau. \quad (5.10)$$

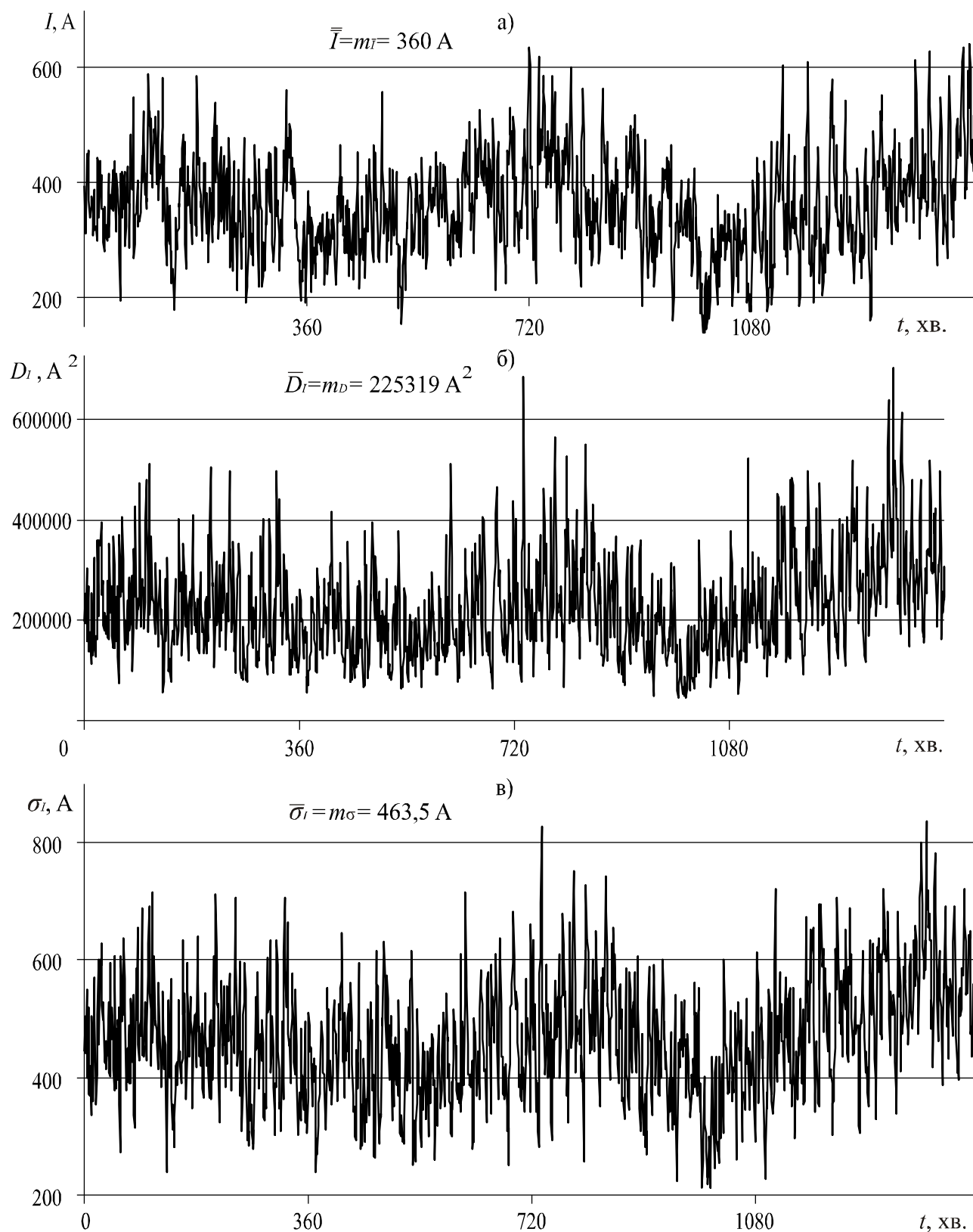


Рис. 5.26. Функції математичного сподівання (а), дисперсії (б) і середньоквадратичного відхилення (в) по 30 реалізаціях випрямленого струму фідера ТП «Горяіново».

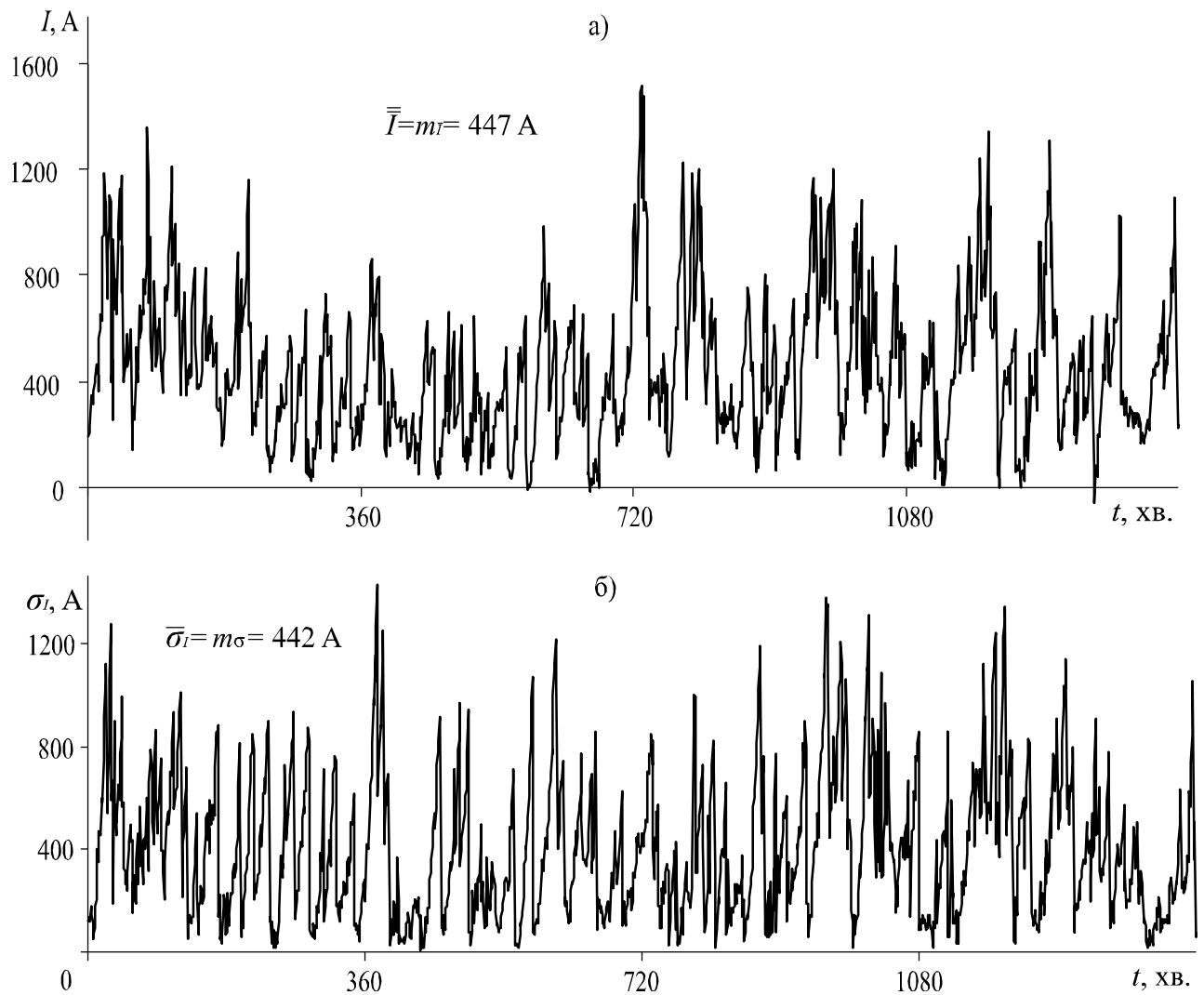


Рис. 5.27. Функції математичного сподівання (а) і середньоквадратичного відхилення (б) випрямленого струму фідера ТП «Письменна».

Після підстановки (5.9) в (5.10) та інтегрування отримаємо

$$S_I(\omega) = \frac{2D_I\alpha_I}{\pi} \frac{\beta_I^2 + \alpha_I^2}{\beta_I^4 + 2(\alpha_I^2 - \omega^2)\omega^2 + \omega^4}, \quad (5.11)$$

графічні залежності якої представлені на рис. 5.32.

Повна енергія (суцільного) спектру випадкового процесу $I(t)$, що визначена за виразом (5.7) (але для струму), складає 249200 A^2 для фідерних струмів ТП «Горяіново», 248500 A^2 – ТП «Письменна», 204500 A^2 – для струму ТП «Железняково». В той же час енергія, що зв'язана з ІГ струму, що визначена за формулою (5.8) по дискретному спектру «хвоста» $K_I(\tau)$, складає до 16 % від повної енергії випадкового процесу зміни випрямленого струму на виході ТП.

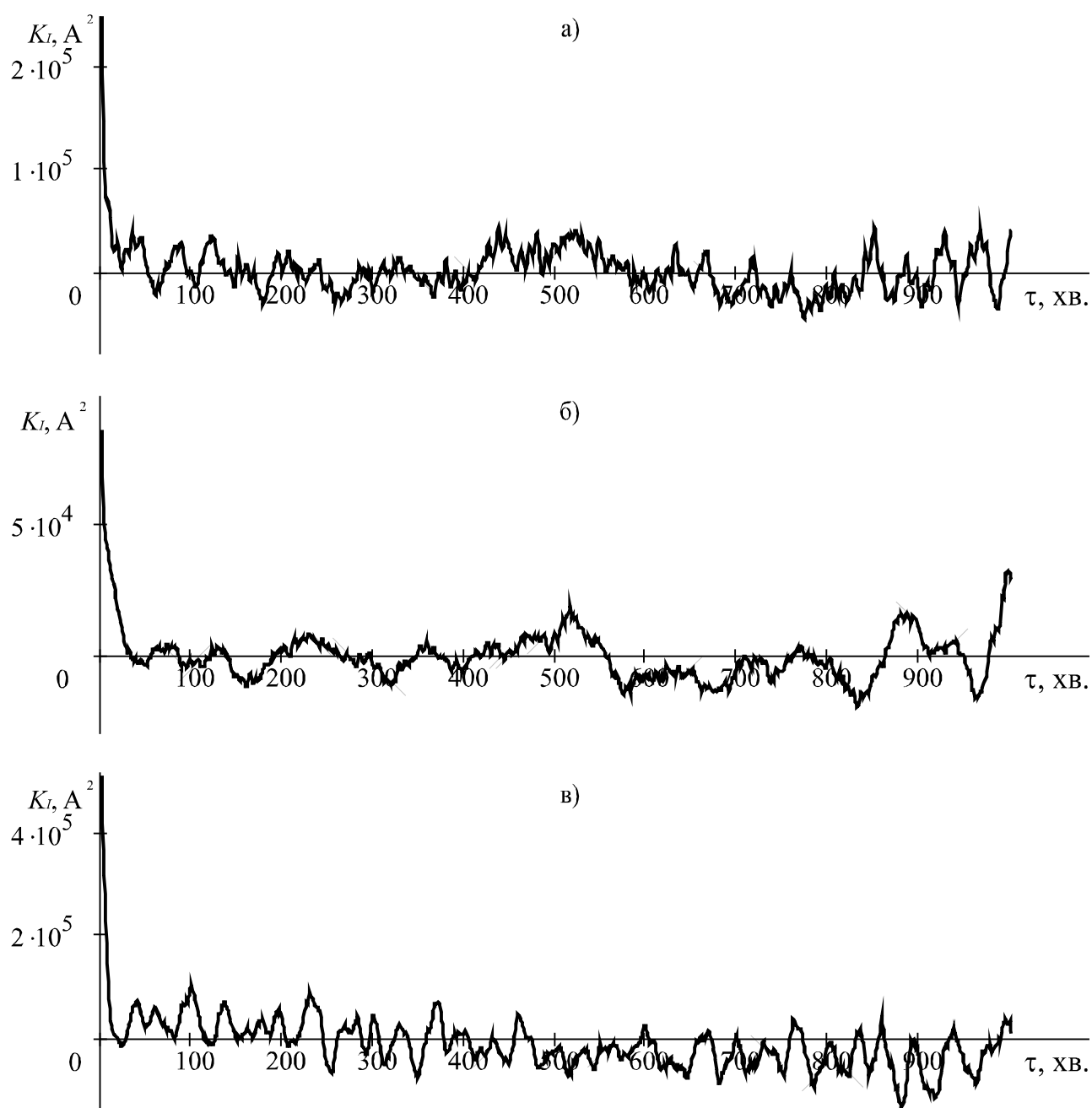


Рис. 5.28 Кореляційні функції фідерного струму ТП «Горяіново» (а), ТП «Слав'янка» (б) та підстанційного струму ТП «Железняково» (в).

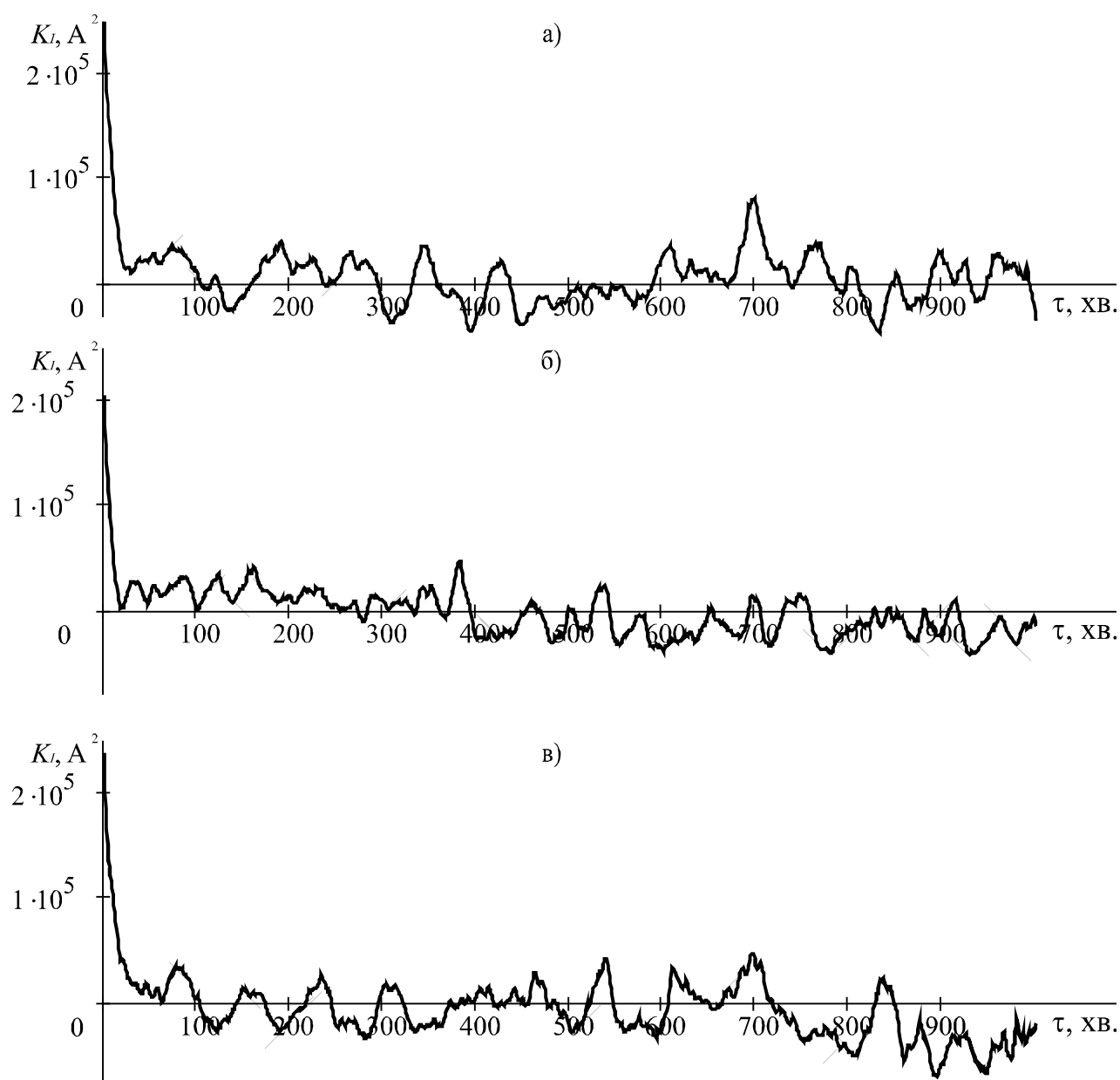


Рис. 5.29. Кореляційні функції фідерного струму ТП «Письменна» за різні доби.

Таблиця 5.5.

Значення параметрів кореляційних функцій фідерних та підстанційних струмів, апроксимованих виразом (5.4) для різних ТП

Тягові підстанції	D_I, A^2	α_I, c^{-1}	ω_{0I}, c^{-1}
Письменна (рис. 5.29, а)	248500	0,11	0,144
Письменна (рис. 5.29, б)	513200	0,09	0,163
Горяїново (рис. 5.28, а)	249200	0,08	0,085
Железняково (рис. 5.28, в)	204500	0,09	0,17

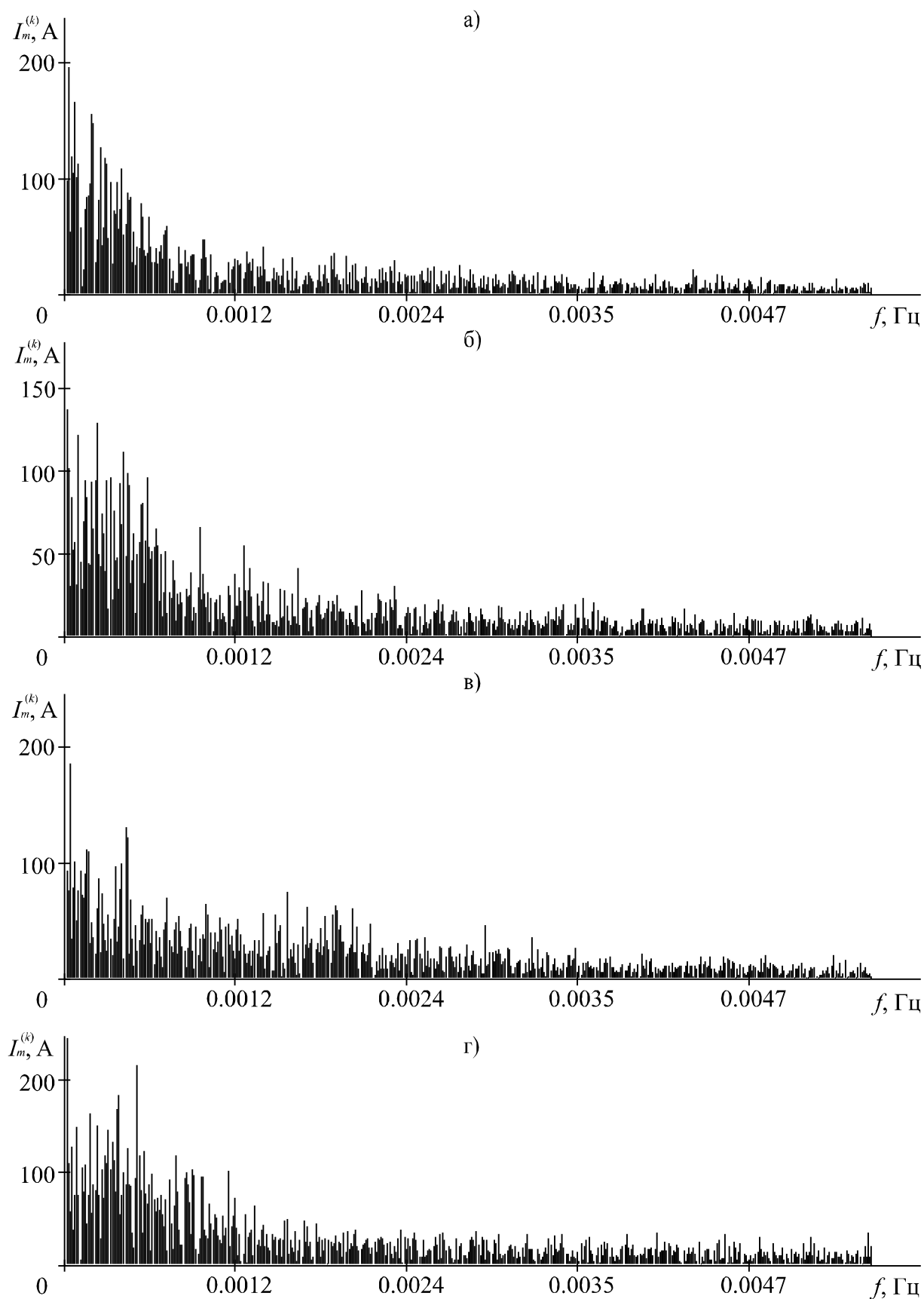


Рис. 5.30. Спектри миттєвих графіків фідерного струму ТП «Письменна» (а, б), ТП «Горяіново» (в) та підстанційного струму ТП «Железняково» (г).

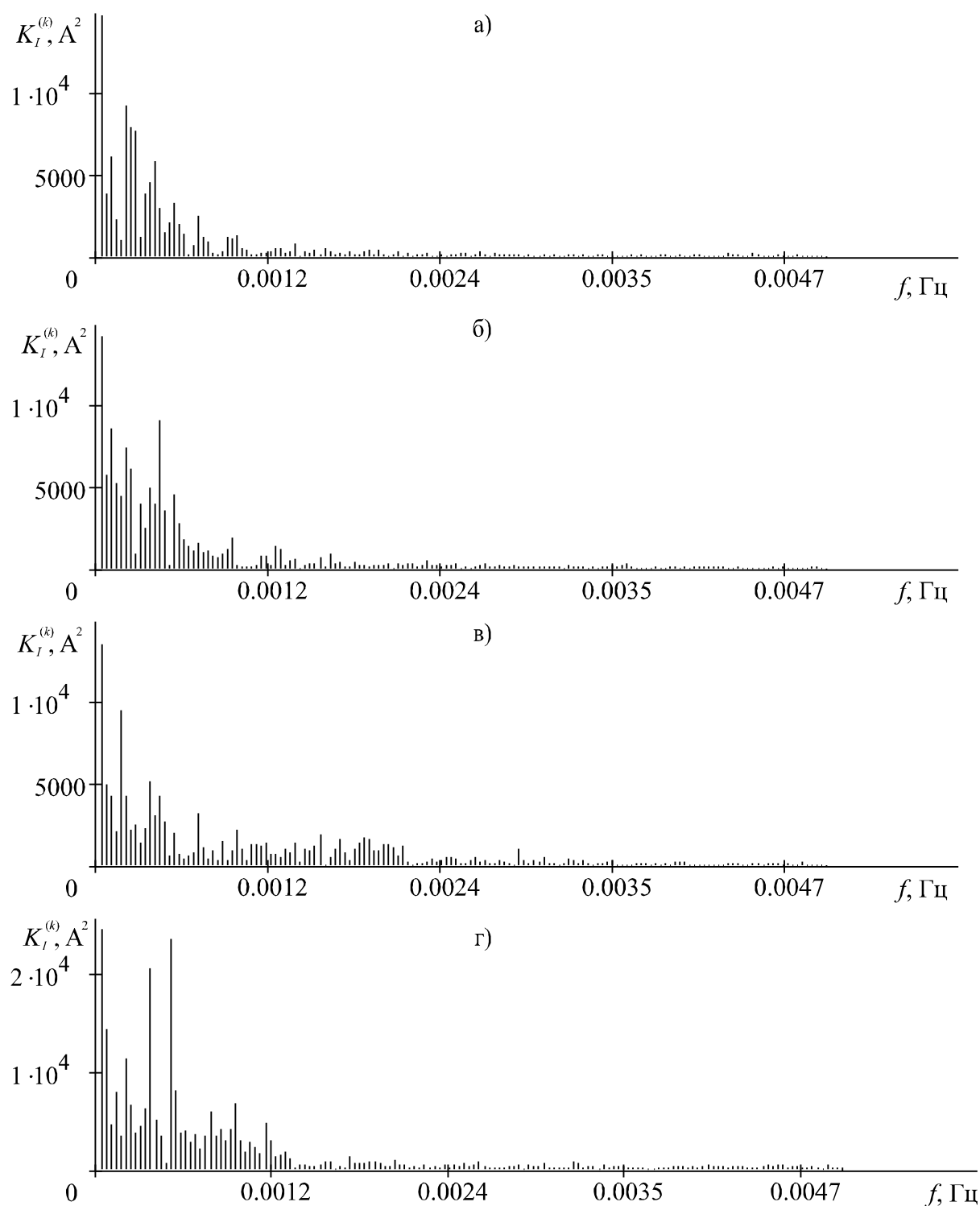


Рис. 5.31. Спектри хвостів кореляційних функцій
 фідерного струму ТП «Письменна» (а, б), ТП «Горяіново» (в)
 та підстанційного струму ТП «Железняково» (г).

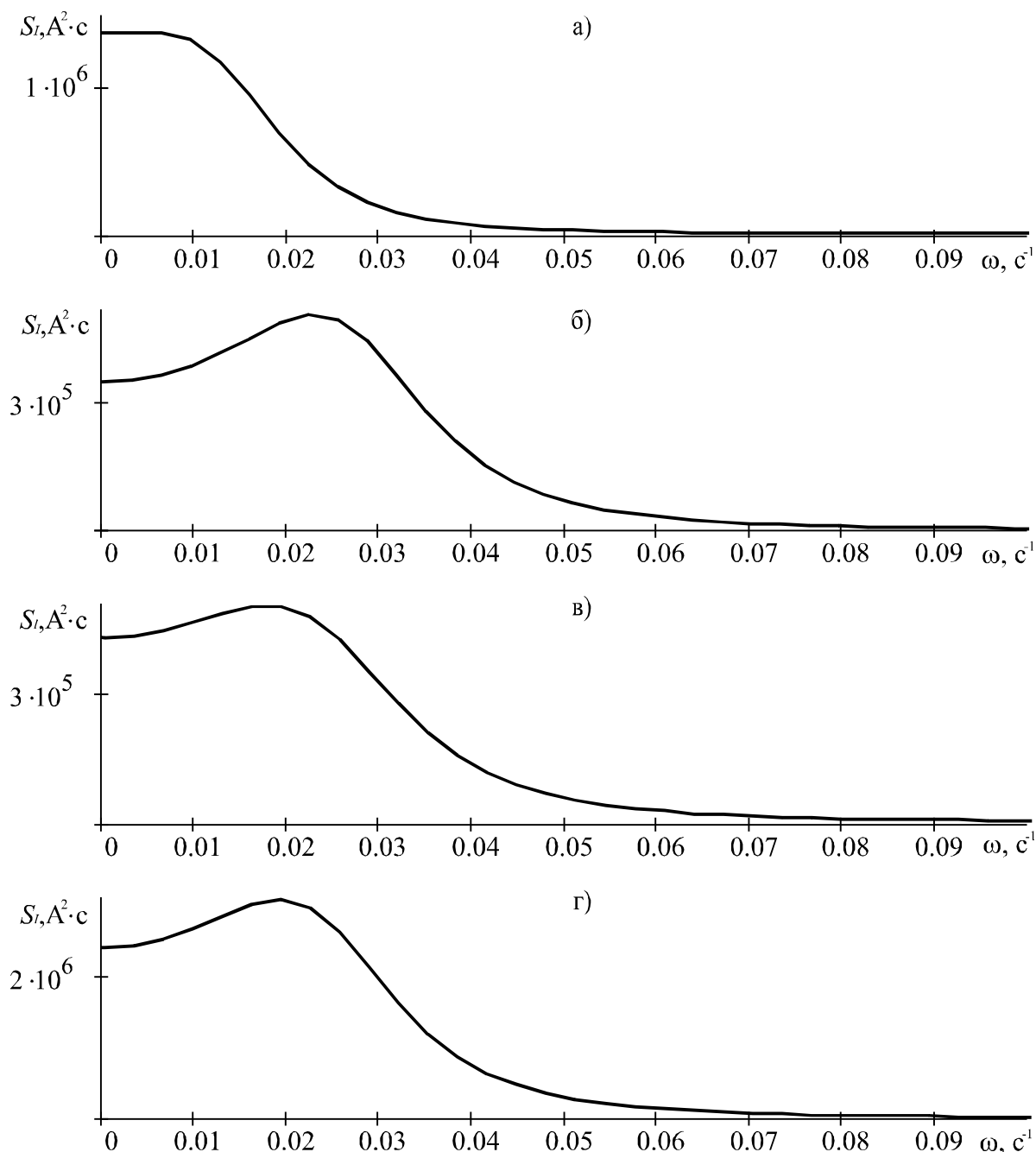


Рис. 5.32. Графіки спектральної густини фідерного струму ТП «Письменна» (а, б), ТП «Горяїново» (в) та підстанційного струму ТП «Железняково» (г).

5.4 Потужності та коефіцієнти потужностей тягових мереж

Зафіксовані та проаналізовані в цьому розділі значення і часові залежності напруги на шинах ТП, а також фідерних і підстанційних струмів дають можливість за методиками і виразами розділу 3 визначити повну, активну і реактивну потужності, що передаються фідерами і тяговими

підстанціями ЕРС, а також енергетичні коефіцієнти ТМ. Це необхідно з двох боків: по-перше, з'являється можливість визначити загальну активну енергію, яку споживає ЕРС, а, головне, оцінити перетоки реактивної потужності і на їх основі визначити непродуктивні втрати електроенергії як в тяговій мережі, так і в силових тягових колах ЕРС.

Розрахунки повної S , активної P і реактивної (неактивної по Фризе) Q_0 потужностей, а також коефіцієнта потужності λ і коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ виконано для ТМ міжпідстанційних зон ТП Горяїново-Сухачівка, Слав'янка-Миколаївка та Письменна-Ул'янівка. При цьому визначали «миттєві» (середньохвилинні), «погодинні» (середньогодинні) і «добові» (середньодобові) значення зазначених випадкових величин потужностей, коли одне значення (одну точку на графіках) розраховували як середньоарифметичне відповідно «за 10 хвилин», «за одну годину» і «за добу».

Залежності зміни потужностей в часі, тобто $S(t)$, $P(t)$ і $Q_0(t)$ (рис. 5.33 і 5.34) являються важливими енергетичними характеристиками, які можна назвати графіками активного і реактивного навантаження ТМ. Графіки, які відповідають рухові одного поїзда в міжпідстанційній зоні, називають індивідуальними, а декільком поїздам – груповими. Усі графіки навантаження, як індивідуальні, так і групові в системі електротяги (рис. 5.33 і 5.34) є неперервними неперіодичними, більш того, стохастичними. Найбільш різкозмінними є «миттєві» графіки потужностей (рис. 5.33, а), потім «погодинні» (рис. 5.33, б та 5.34, а) і найменш динамічними – «добові» (рис. 5.34, б). Закономірним і систематичним в цих графіках є те, що часова залежність повної потужності $S(t)$, що передається від ТП в тягову мережу, знаходиться вище залежностей $P(t)$ і $Q_0(t)$. Що ж стосується графіків останніх потужностей, то подібна закономірність відсутня: лінії кривих $P(t)$ і $Q_0(t)$ час від часу перетинаються.

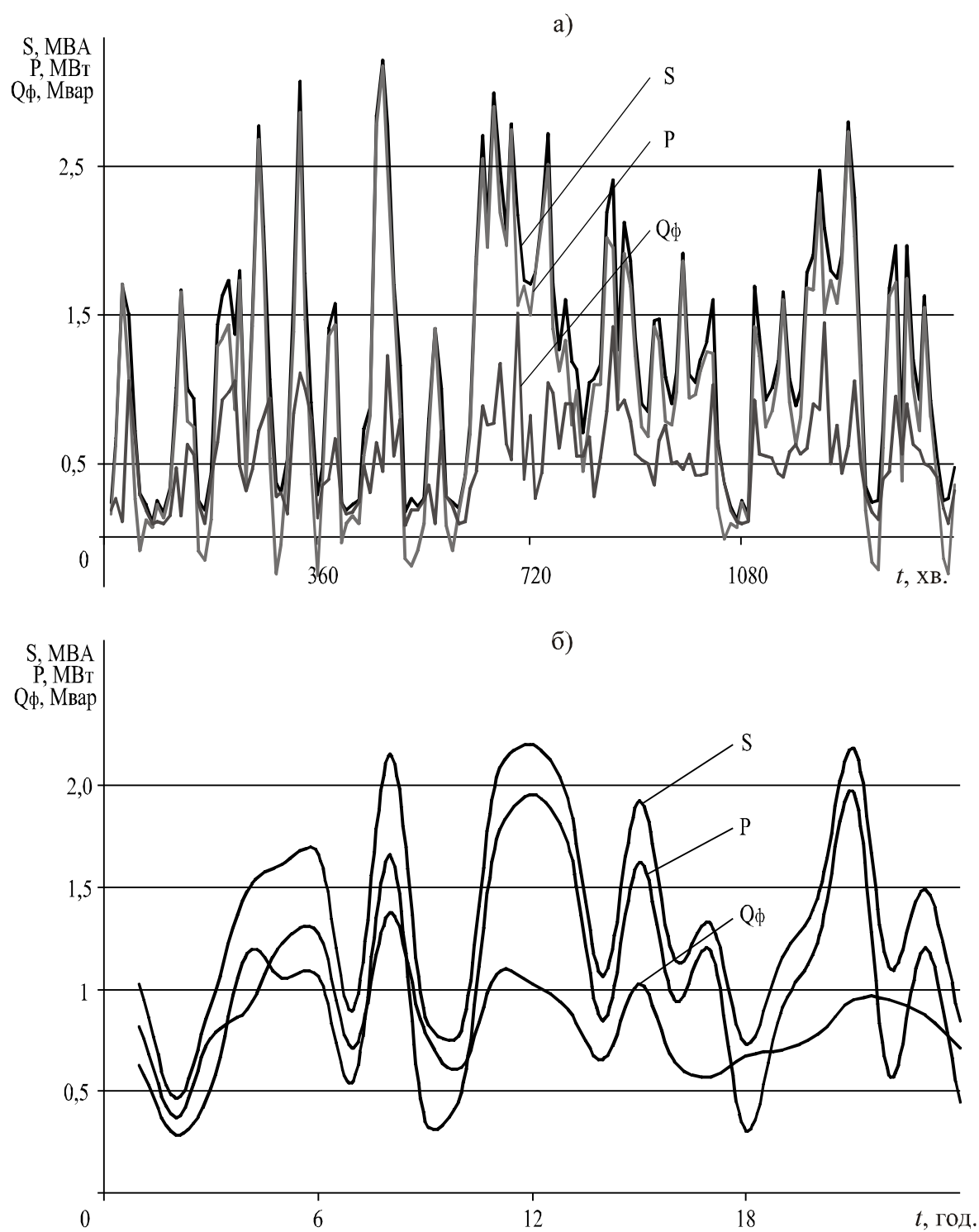


Рис. 5.33. Часові залежності потужностей, що передаються ТП «Слав'янка» в тягову мережу зони Слав'янка- Миколаївка: *а* – «миттєві» за 2 години (1 точка – середнє за 10 хв.); *б* – «погодинні» за добу (1 точка – середнє за 1 годину).

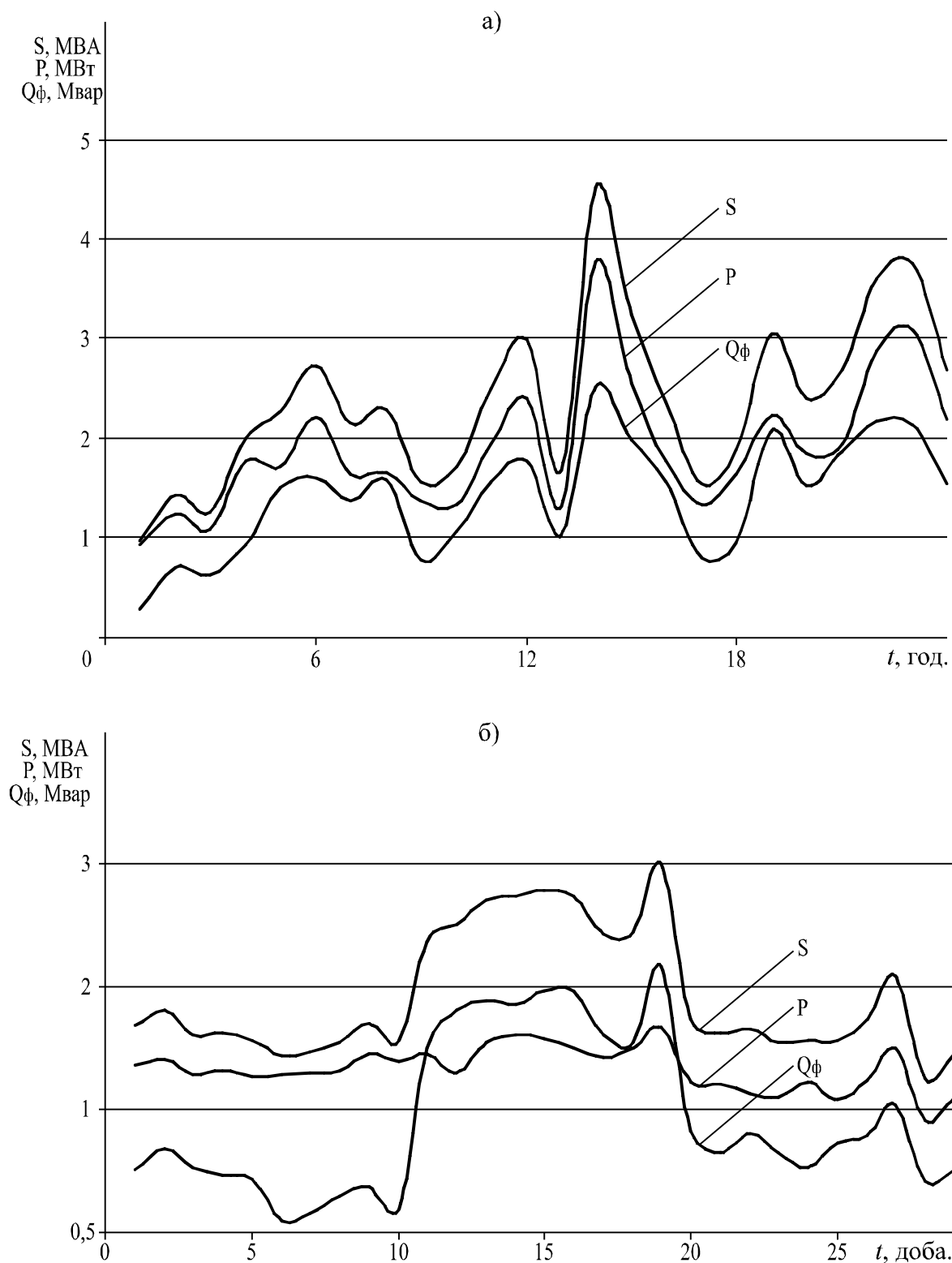


Рис. 5.34. «Миттеві» (1 значення – середнє за 10 хв. доби) (а) і «добові» (1 значення – середнє за добу) (б) залежності повної S , активної P та неактивної Q_0 потужностей, що передаються одним фідером ТП «Горяїново» (в напрямку Сухачівки).

При цьому часто $Q_0 > P$, що свідчить про значні перетоки реактивної потужності, які обумовлюють високі значення $\operatorname{tg} \varphi$ і непродуктивні втрати електроенергії (що буде показано далі).

Розкиди ($\min \dots \max$) і «миттєвих», і «погодинних», і «добових» значень усіх трьох потужностей S , P , Q_0 достатньо великі (табл. 5.5, рис. 5.35-5.37, додаток D). Статистичні закони розподілення (гістограми) цих потужностей не відповідають закону Гаусса, вони мають значний (до 1,3) додатний коефіцієнт асиметрії, а також значний (до 1,5) додатний ексцес (рис. 5.35-5.37). При цьому спостерігається більша імовірність попадання потужностей на ділянки їх менших значень. Виключення складають «добові» значення неактивної потужності (рис. 5.37, б), розподілення яких підкорюється нормальному закону.

Таблиця 5.5

«Миттєві» на протязі доби потужності, що передаються одним фідером ТП
(одне значення – середнє за 10 хвилин)

Номер доби		1	2	3	4	5	6	7	8
Повна потужність, S , ò 	$S_{\min}$	0,081	0,673	0,298	0,546	0,321	0,042	0,0	0,058
	$S_{\max}$	5,419	5,324	6,826	6,137	4,983	7,584	7,294	7,085
	m_S	1,795	2,075	2,154	2,129	2,225	1,943	1,774	2,133
	σ_S	1,369	1,173	1,302	1,374	1,291	1,710	1,519	1,655
Активна потужність, P , ò 	$P_{\min}$	0,066	0,618	0,207	0,066	0,127	0,021	0,0	0,026
	$P_{\max}$	4,967	5,069	6,419	5,701	4,649	7,433	6,985	6,764
	m_P	1,616	1,869	1,905	1,888	1,964	1,734	1,587	1,914
	σ_P	1,207	1,033	1,161	1,218	1,134	1,640	1,414	1,570
Реактивна потужність по Фризе, Q_0 , ò 	$Q_{0\min}$	0,020	0,067	0,039	0,038	0,039	0,030	0,0	0,024
	$Q_{0\max}$	3,123	2,857	2,749	3,375	3,192	2,567	2,616	2,675
	m_{Q_0}	0,722	0,818	0,920	0,889	0,951	0,766	0,726	0,833
	σ_{Q_0}	0,713	0,676	0,717	0,763	0,756	0,647	0,639	0,686

Примітка. Дані номерів діб 1...5 відносяться до міжпідстанційної ділянки Горяїново-Суходівка, а №№ 6...8 – ділянки Письменна-Ул'янівка.

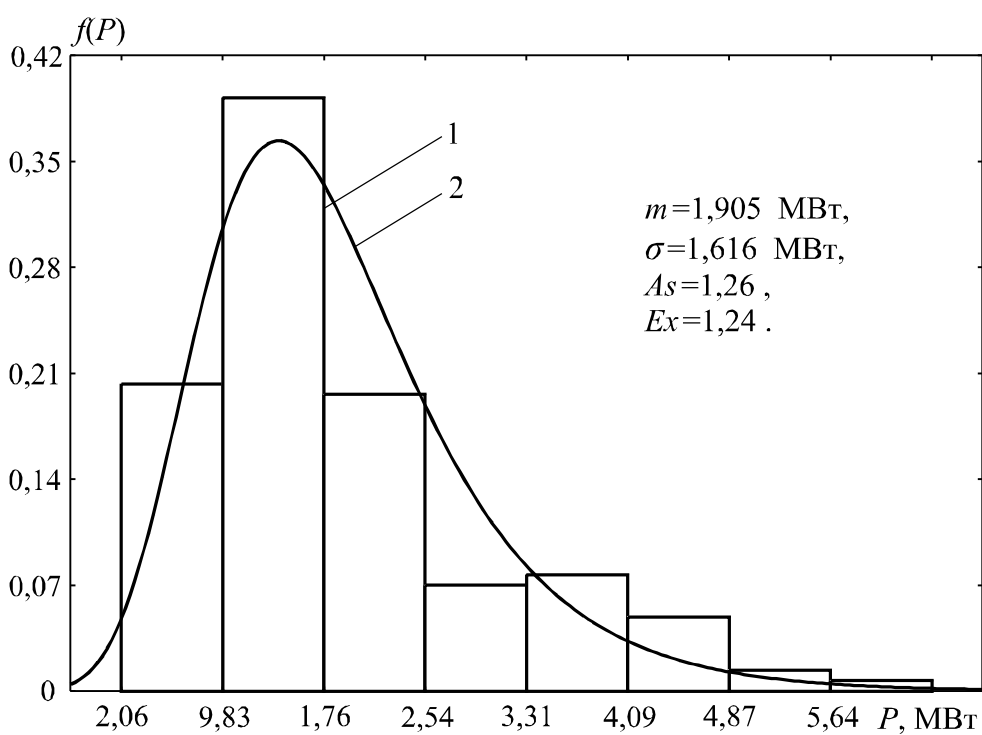
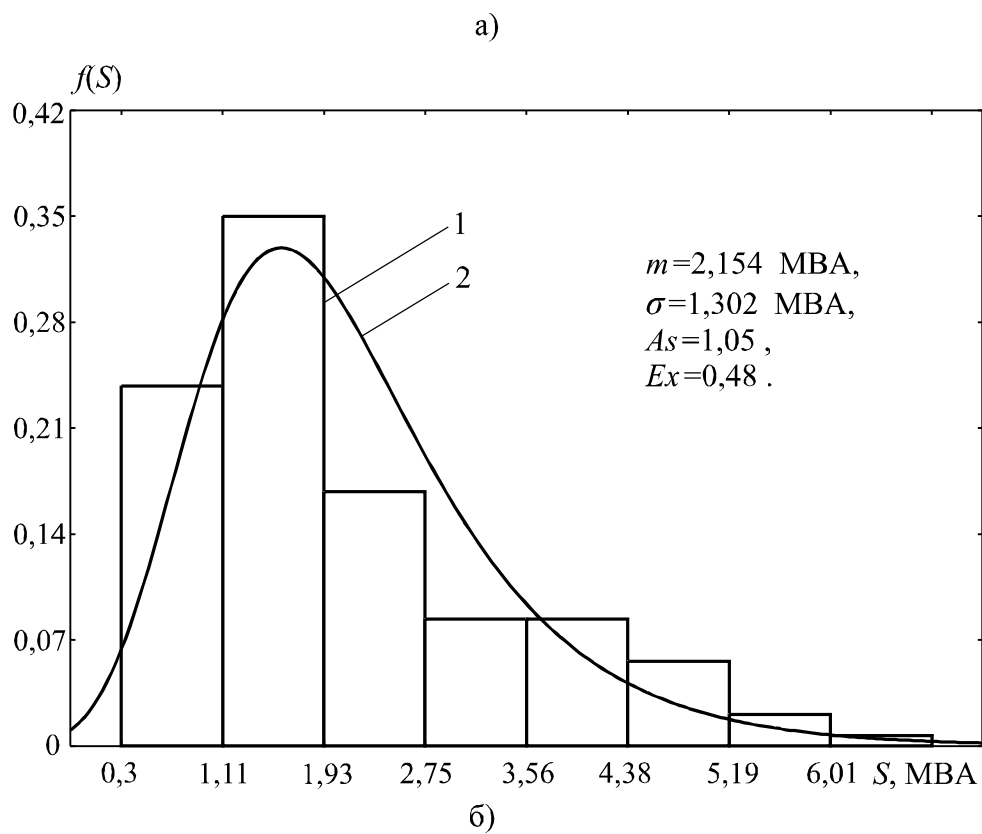


Рис. 5.35. Статистичні (1) і теоретичні (2) закони розподілення «миттєвих» значень повної (а) та активної (б) потужностей, що передаються фідером ТП «Горяіново» на ділянці Горяіново-Суходівка.

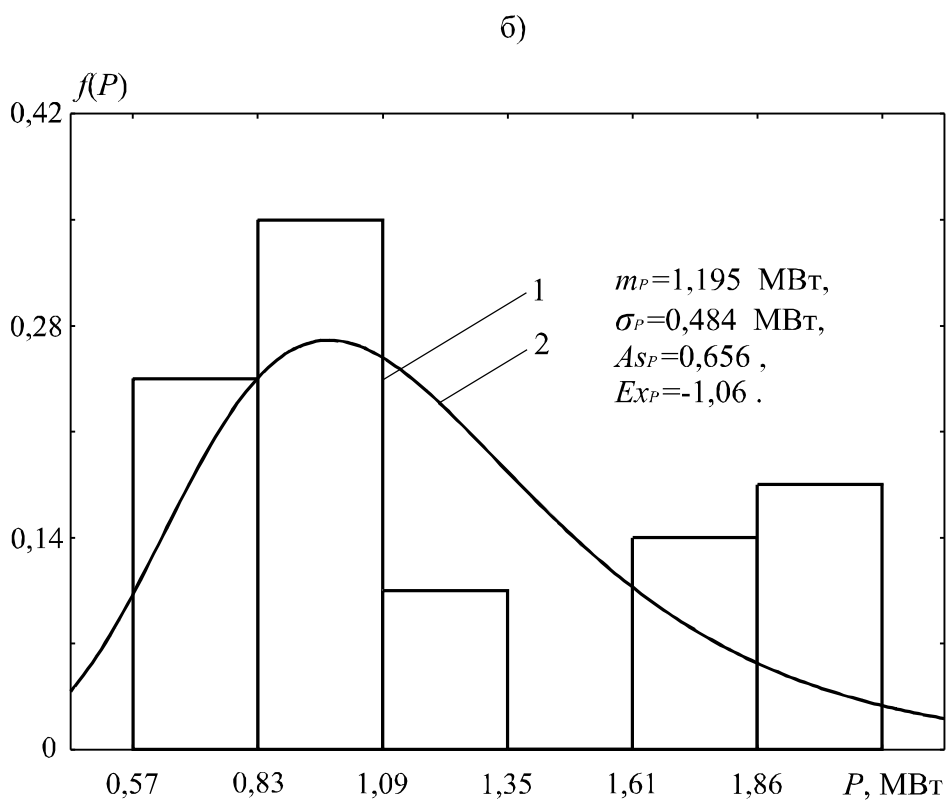
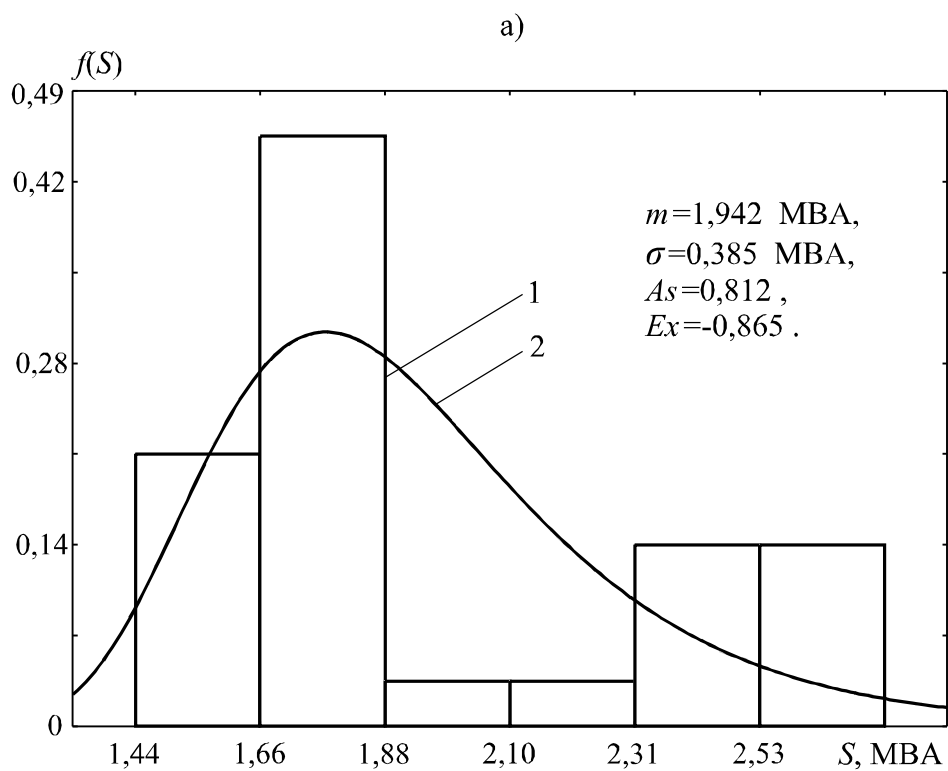


Рис. 5.36. Статистичні (1) і теоретичні (2) закони розподілення «добових» значень повної (а) та активної (б) потужностей, що передаються фідером ТП «Горяіново» на ділянці Горяіново-Сухачівка.

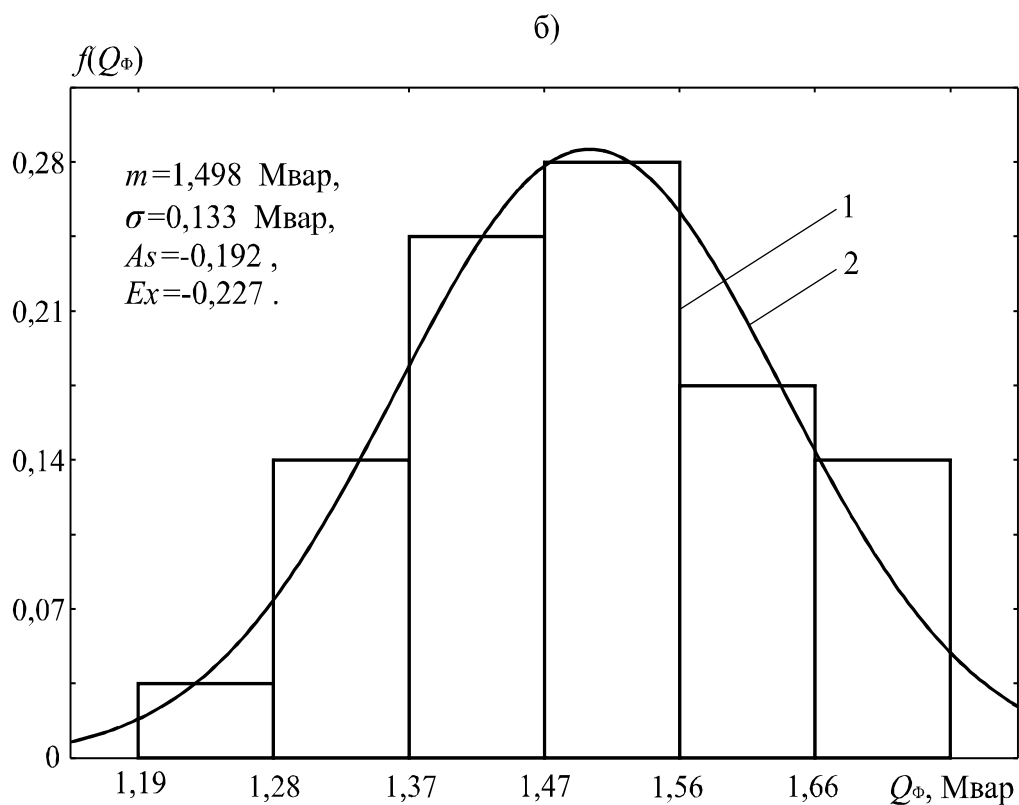
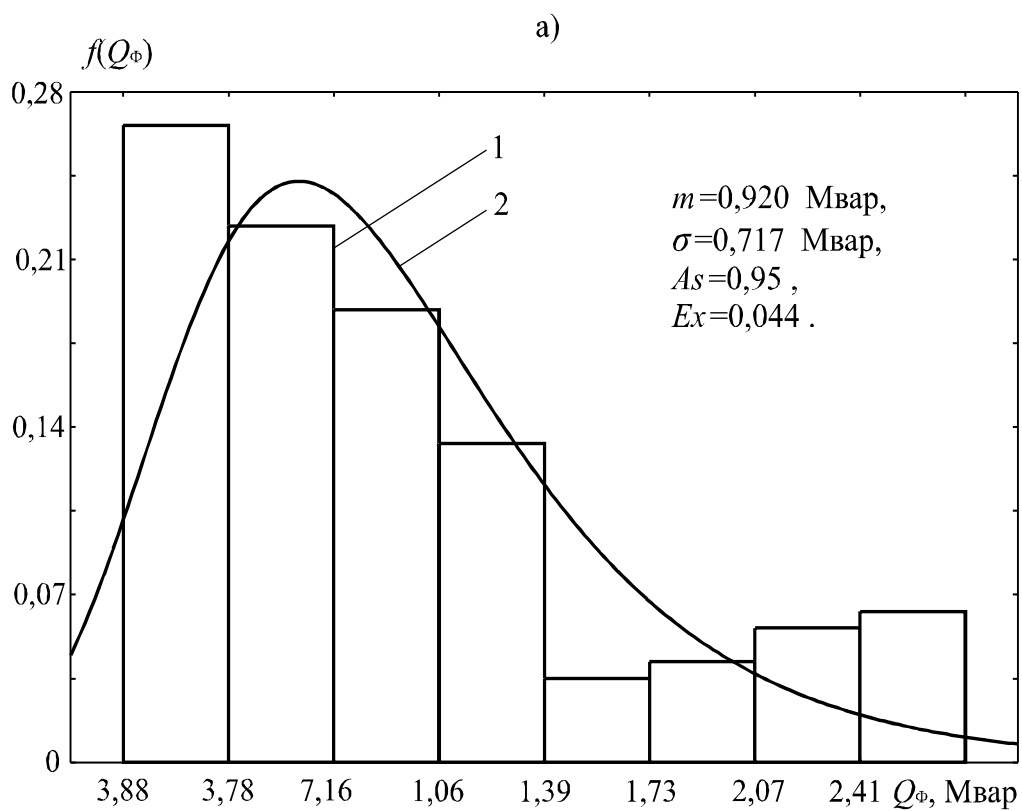


Рис. 5.37. Статистичні (1) і теоретичні (2) закони розподілення «миттєвих» (а) та «добових» (б) значень реактивної потужності за Фризе, що передаються фідером ТП «Горяіново» на ділянці Горяіново-Сухачівка.

Математичне сподівання «миттєвих» випадкових величин менше, ніж «погодинних» і майже у 2 рази менше, ніж математичне сподівання для розподілення «добових» величин. Наприклад, для «миттєвих» значень реактивної потужності, що перетікає на ділянці Горяїново-Сухачівка, для різних діб $m_{Q_0} = 0,722...0,951$ Мвар (табл. 5.5), в той час, як для «погодинних» – $m_{Q_0} = 0,741...1,68$ Мвар, а для «добових» – $1,453...1,75$ Мвар. Це ж спостерігається і для міжпідстанційної зони Письменна-Ул'янівка: для «миттєвих» значень $m_{Q_0} = 0,726...0,833$ Мвар, а для «добових» – $1,589...1,758$ Мвар. Зазначене треба мати на увазі при розробці компенсуючих пристроїв.

Різкозмінний характер поведінки «миттєвих» значень потужностей (рис. 5.33, а) обумовлює таку ж, і навіть більшу, динаміку зміни також «миттєвих» часових залежностей коефіцієнту потужності $\lambda(t)$ і коефіцієнта реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi(t)$ (рис. 5.38). Менш динамічними є графіки «погодинних» значень λ та $\operatorname{tg}\varphi$ (рис. 5.39) і ще більш повільними – залежності «добових» значень (рис. 5.40). Причому характер кривих $\lambda(t)$ і $\operatorname{tg}\varphi(t)$ є різним і в різні години, і в різні доби, тобто являються випадковими процесами, які однак будемо аналізувати (після дискретизації в часі) за теорією випадкових величин.

Характерною особливістю графіків рис. 5.40 є дуже низькі (0,36...0,38) значення λ і занадто високі (2,56...2,6) значення $\operatorname{tg}\varphi$ у перші 10 діб роботи мережі (рис. 5.40). За нашою думкою, причиною цього є недостатнє поїзне завантаження мережі (певно, мала маса поїздів), яке і обумовило невеликі значення активної потужності P (рис. 5.34), що передавались фідером ТП в тягову мережу, що й вплинуло на λ та $\operatorname{tg}\varphi$, бо, як відомо, $\lambda = P/S$, а $\operatorname{tg}\varphi = Q/P$. Статистичні розподілення (гістограми), як випадкових величин, отриманих шляхом дискретизації в часі $\lambda(t)$ і $\operatorname{tg}\varphi(t)$, представлено на рис. 5.41 і 5.42 та в додатку D, а імовірнісні характеристики (математичні сподівання (m) та середньоквадратичні відхилення (σ)) – ще й в табл. 5.6.

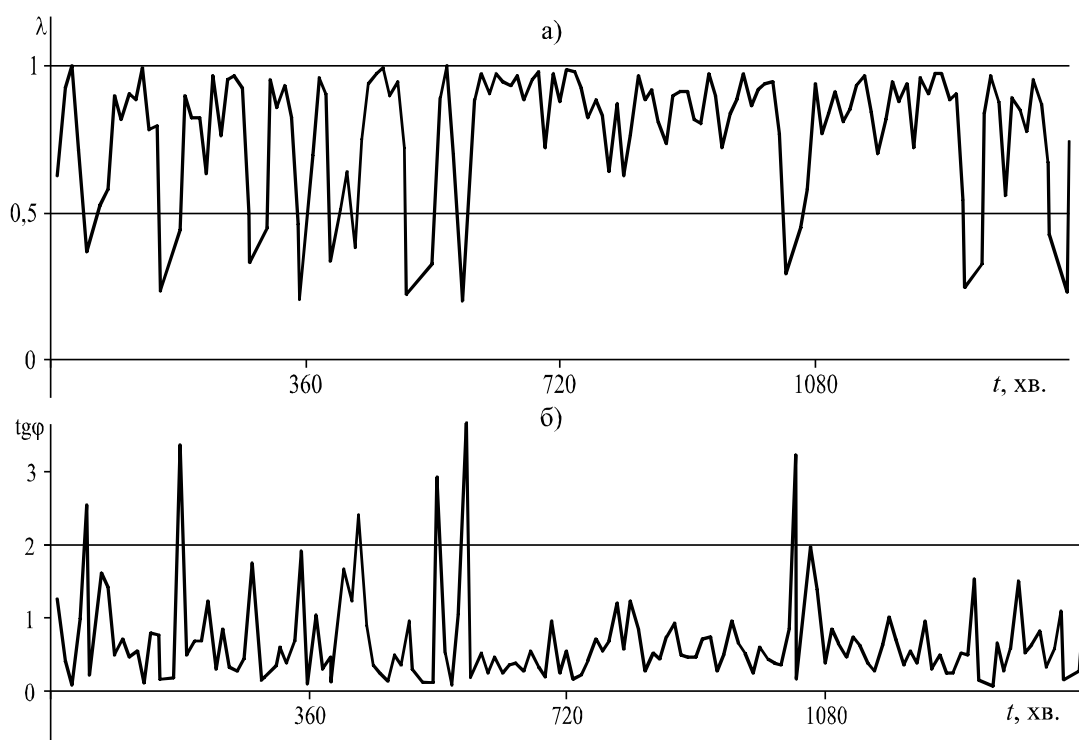


Рис. 5.38. Часові залежності «миттєвих» значень коефіцієнта потужності λ (а) і коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ (б) ТМ Слав'янка-Миколаївка.

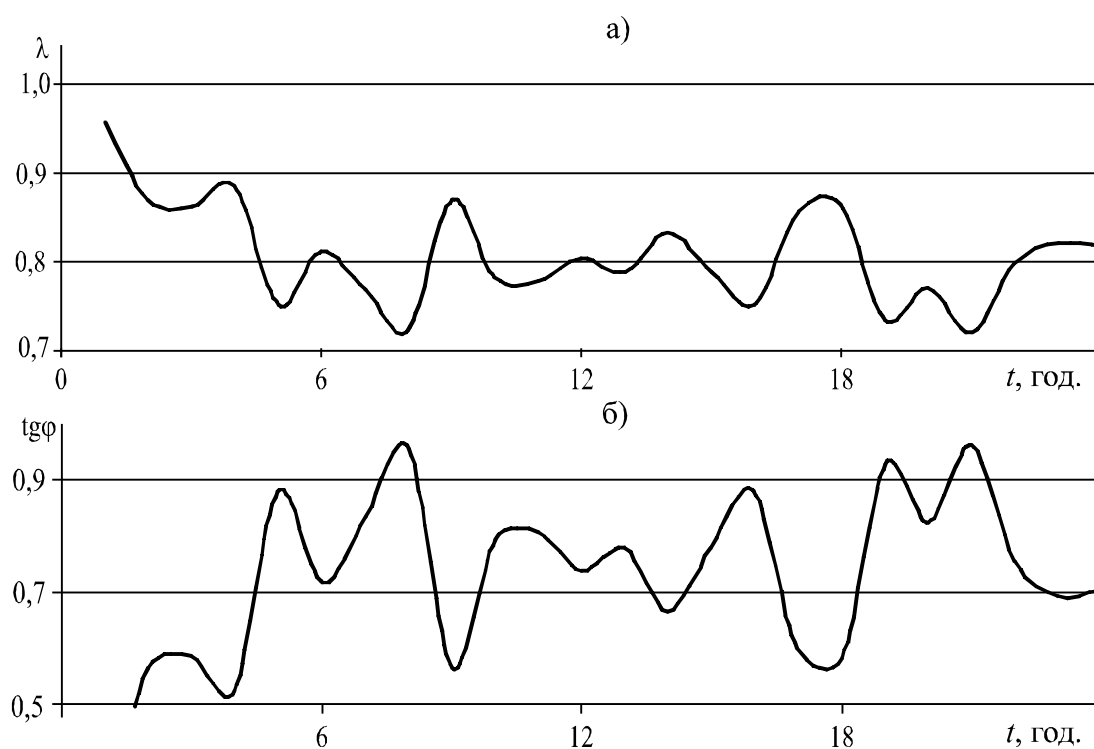


Рис. 5.39. Часові залежності «погодинних» значень коефіцієнта потужності λ (а) і коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ (б) на шині 3,3 кВ ТП «Гор'яїново».

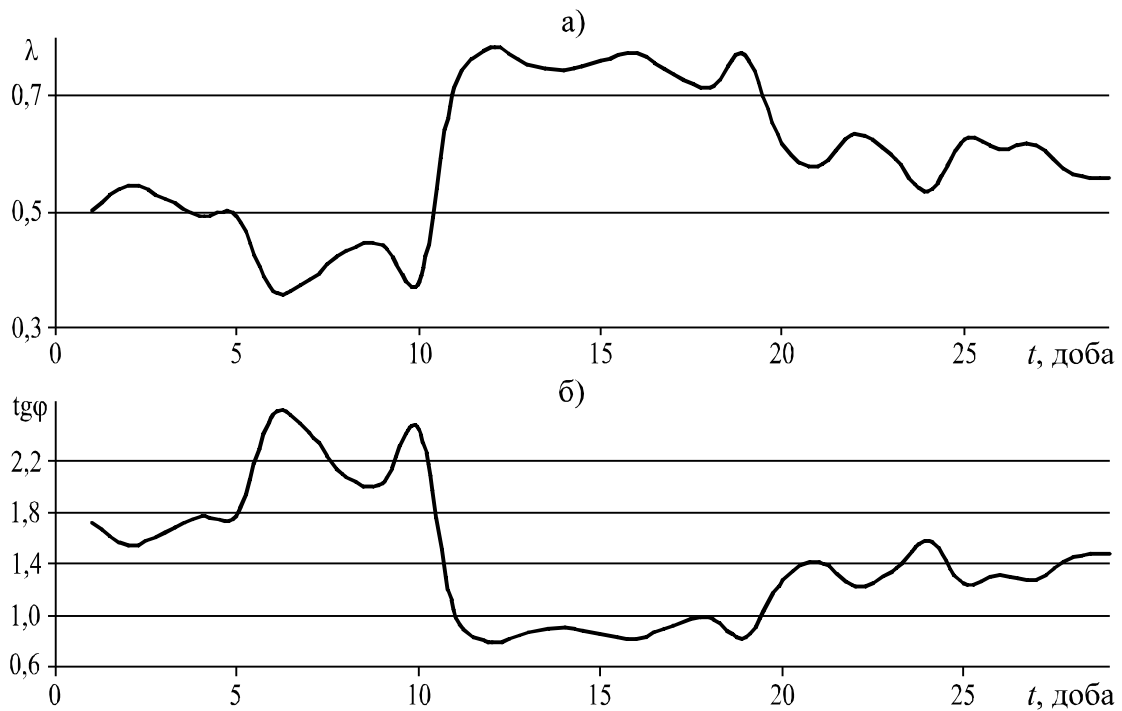


Рис. 5.40. Часові залежності «добових» значень коефіцієнту λ (а) і коефіцієнту $\operatorname{tg}\varphi$ (б) ТМ Горяїново-Сухачівка.

Розкиди «добових» λ і $\operatorname{tg}\varphi$ достатньо значні (рис. 5.40): відповідно 0,38...0,784 і 0,8...2,56, а середні значення коефіцієнта потужності λ менші від нормативних значень 0,92...0,95, а коефіцієнта $\operatorname{tg}\varphi$ – більше нормативного 0,25. Стан дотримання цих нормативних значень «миттєвими» (табл. 5.6) і «погодинними» (рис. 5.41) величинами λ дещо кращій. Закон розподілення λ за виглядом (рис. 5.41, а) є «лінійно оберненим» закону розподілення неактивної потужності Q_0 (рис. 5.37, а), що цілком закономірно. Статистичне розподілення «погодинних» значень $\operatorname{tg}\varphi$ є близьким до Гаусса з $As=0,22$ і ексцесом – 0,455 (рис. 5.41, б), а «миттєвих» і «добових» – відмінне від нормального закону (рис. 5.42 і додаток D).

На завершення цього підрозділу треба підкреслити, що за даними гістограм для λ і $\operatorname{tg}\varphi$ можна зробити висновок, що коефіцієнт потужності λ є недостатньо досконалим енергетичним показником в колах несинусоїдного струму, якими є кола електротяги; більш точним і досконалим є коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$.

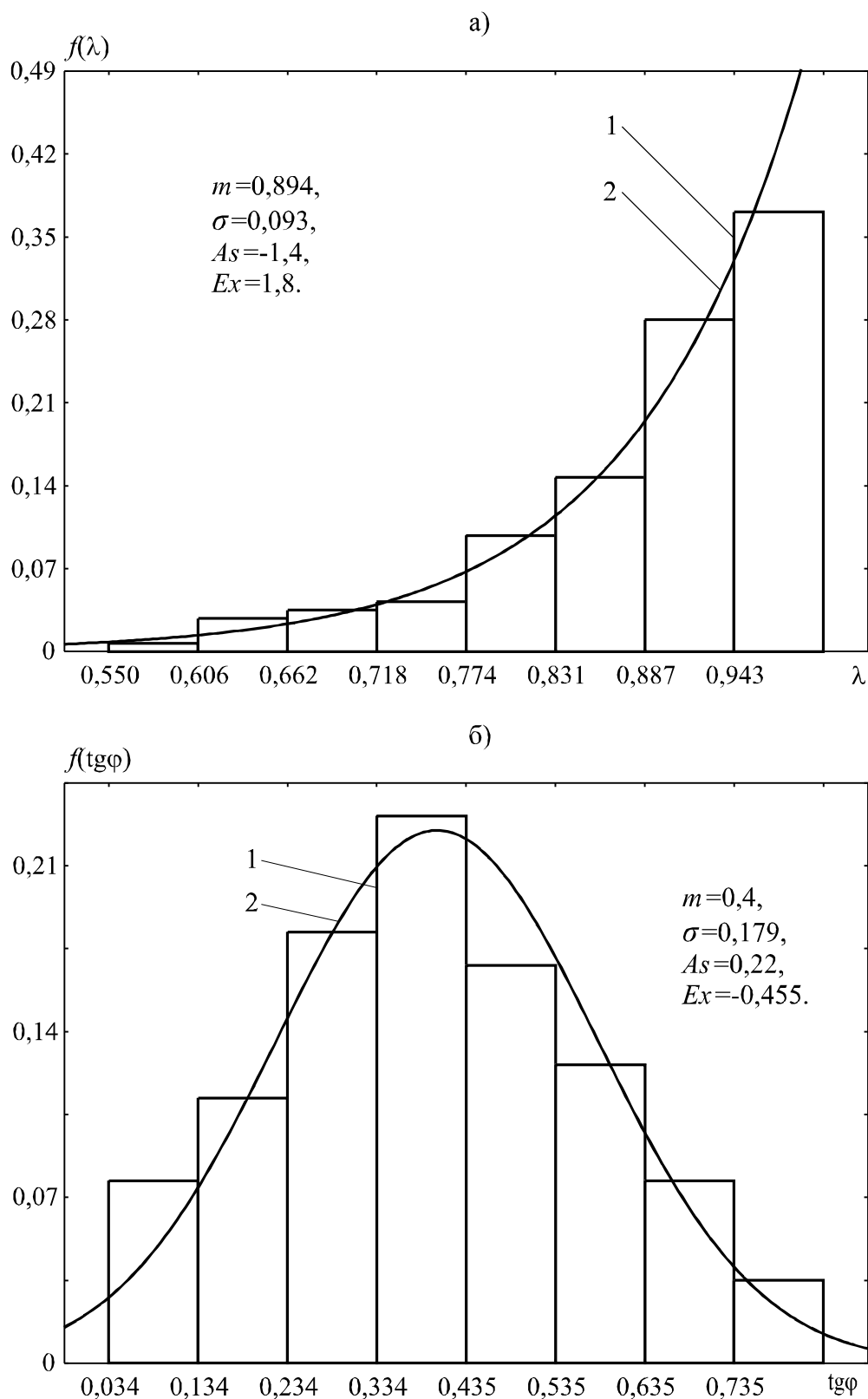


Рис. 5.41. Гістограми (1) та теоретичні (2) розподілення «погодинних» значень коефіцієнтів λ (а) і $\text{tg}\varphi$ (б) ТМ Горяіново-Сухачівка.

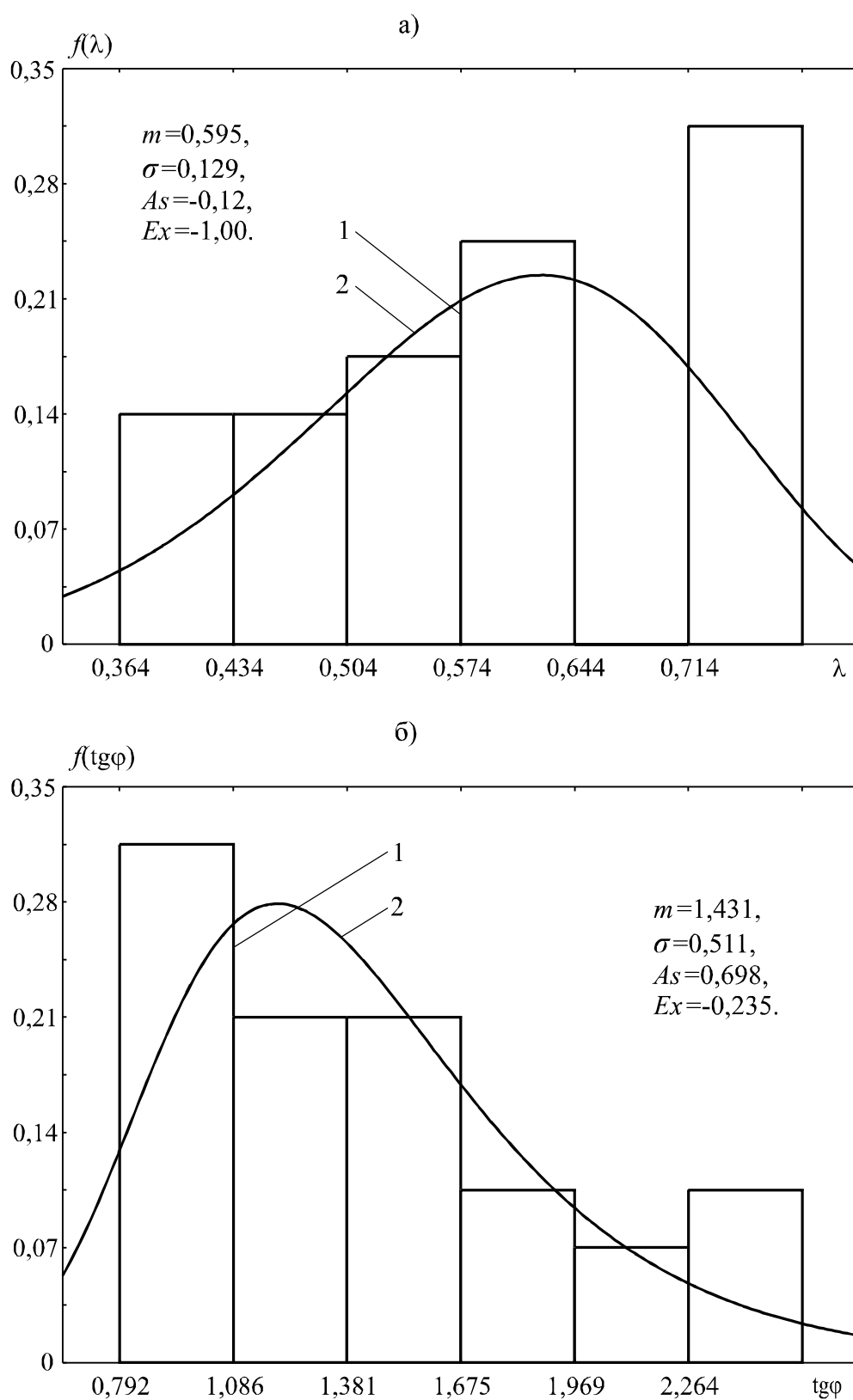


Рис. 5.42. Гістограми (1) та теоретичні (2) розподілення «добових» значень коефіцієнтів λ (а) і $\text{tg}\varphi$ (б) ТМ Горяіново-Сухачівка.

Таблиця 5.6

Результати розрахунків діапазону зміни ($\min \dots \max$) та імовірнісних характеристик (m, σ) «миттєвих» (одне значення – це середнє за 10 хвилин в добі) значень коефіцієнтів λ і $\operatorname{tg} \varphi$ ТМ двох міжпідстанційних зон

Номер доби	Коефіцієнт потужності, λ				Коефіцієнт неактивної потужності, $\operatorname{tg} \varphi$			
	$\lambda_{\min}$	$\lambda_{\max}$	m_{λ}	σ_{λ}	$(\operatorname{tg} \varphi)_{\min}$	$(\operatorname{tg} \varphi)_{\max}$	$m_{\operatorname{tg} \varphi}$	$\sigma_{\operatorname{tg} \varphi}$
1	0,350	0,999	0,910	0,089	0,036	0,937	0,372	0,163
2	0,636	0,997	0,914	0,078	0,071	0,772	0,359	0,173
3	0,550	0,999	0,894	0,093	0,034	0,836	0,400	0,179
4	0,340	0,999	0,897	0,118	0,032	0,941	0,382	0,187
5	0,396	0,999	0,889	0,111	0,043	0,918	0,405	0,184
6	0,408	0,997	0,849	0,147	0,900	2,238	0,620	0,466
7	0,200	0,997	0,840	0,178	0,100	3,200	0,615	0,500
8	0,318	0,996	0,860	0,143	0,042	2,986	0,592	0,480

Примітка. №№ 1...5 відповідають ділянці Горяїново-Суходівка, №№6...8 – Письменна-Уль'яновка.

Дійсно, на всіх гістограмах для «погодинних» випадкових значень λ їх найбільш імовірнісні величини зміщені до інтервалу 0,92...0,99, тобто до максимуму (при нормативних 0,92...0,95) (рис. 5.41, а та додаток D). В той же час як найбільш імовірнісні теж «погодинні» значення $\operatorname{tg} \varphi$ для тих же умов (рис. 5.41) зосереджені в межах 0,27...0,59 (при нормі 0,25). Тобто, якщо оцінювати енергетичні показники ТМ за значеннями λ , то вони задовольняють необхідним вимогам, а якщо по $\operatorname{tg} \varphi$ – не задовольняють.

5.5 Непродуктивні втрати електроенергії в тягових мережах

Силові тягові кола ЕРС, а також тягові мережі разом з підстанційними фільтрами і згладжуючими реактором, споживають, як впливає із рис. 5.33, а, 5.34, 5.37 і табл. 5.6, значну реактивну потужність, яка пульсує між тяговою підстанцією та ЕРС, й тим самим обумовлює непродуктивні (додткові) втрати ΔP_{Δ} електроенергії. Як впливає із виразу (3.62), для оцінки цих втрат, а для порівняння і продуктивних (основних) ΔP_i за виразом (3.56) необхідні знання

еквівалентного активного опору R_{Σ} ТМ міжпідстанційної зони разом з внутрішнім опором ТП.

5.5.1 Визначення еквівалентного активного опору тягової мережі міжпідстанційної зони (на прикладі ділянки Горяїново-Сухачівка)

Для виконання зазначеної задачі в цій роботі було здійснено спеціальні експериментальні дослідження на тих міжпідстанційних зонах реально діючих залізничних ділянок, в ТМ яких визначали зазначені втрати електроенергії. Опишемо один із дослідів на прикладі фідерної зони ТП Горяїново та Сухачівка.

Умови дослідів були такими.

1. Дата експерименту – 14 липня 2010 р.
2. Номер залізничної колії, на якій здійснювали дослід – перша (№1).
3. Тип контактної підвіски – 2МФ-100+М120.
4. Тип рейок – Р65.
5. Схема живлення – двостороння (лише на термін експерименту).
6. Дані поїзда: один на зоні; вантажний, №2053; електровоз ВЛ-8, №1621; маса поїзда – 3279 тон; середня швидкість руху – 50 км/год; напрямок руху – від Горяїново до Сухачівки; тривалість руху – 12 хв.

Під час дослідів через кожні $\Delta t = 2$ хвилини фіксували (за методиками розділу 2) випрямлені фідерні напруги і струми на ТП Горяїново та Сухачівка. За цей термін часу 2 хв. поїзд проходив відстань $\Delta l = v \Delta t / 60$, де v – швидкість його руху. Розрахункові схеми дослідів представлені на рис. 5.43 і 5.44. Рівняння за другим законом Кірхгофа для рис. 5.43 мають вигляд:

$$\left\{ \begin{aligned} \rho_{\text{еі}} \cdot \Delta l(t) I_{\bar{A}}(t) + \rho_{\delta} \cdot \Delta l(t) I_{\bar{A}}(t) + U_{\bar{a}}(t) &= U_{\bar{A}}(t), \end{aligned} \right. \quad (5.12)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \rho_{\text{еі}} \cdot [l - \Delta l(t)] I_{\bar{N}}(t) + \rho_{\delta} \cdot [l - \Delta l(t)] I_{\bar{N}}(t) + U_{\bar{a}}(t) &= U_{\bar{N}}(t), \end{aligned} \right. \quad (5.13)$$

де $\rho_{\text{еі}}$ і ρ_{δ} – питомі опори матеріалів відповідно контактної підвіски і рейок, які становлять: $\rho_{\text{еі}} = 0,07$ Ом/км; $\rho_{\delta} = 0,0155$ Ом/км;

l – відстань між підстанціями, що дорівнює 12 км;

$U_{\hat{a}}$ – напруга на струмоприймачі електровозу;

Індекси «Г» та «С» означають струми і напруги на виході підстанцій відповідно Горяїново та Сухачівка.

Система рівнянь (5.12)-(5.13) має силу і тому складалася для кожного i -го інтервалу відстані $\Delta l_i = v_i \Delta t = v_i \cdot 2/60$ (рис. 5.44). Тому в дискретній формі ці рівняння можна записати як

$$\left\{ \begin{aligned} (\rho_{\hat{e}i} + \rho_{\hat{o}}) \Delta l_i I_{\hat{A}i} + U_{\hat{a}i} &= U_{\hat{A}i}, \\ (\rho_{\hat{e}i} + \rho_{\hat{o}}) [l - \Delta l_i] I_{\hat{N}i} + U_{\hat{a}i} &= U_{\hat{N}i}, \end{aligned} \right. \quad (5.14)$$

$$\left\{ \begin{aligned} (\rho_{\hat{e}i} + \rho_{\hat{o}}) [l - \Delta l_i] I_{\hat{N}i} + U_{\hat{a}i} &= U_{\hat{N}i}, \end{aligned} \right. \quad (5.15)$$

де $i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$.

Після розв'язання системи рівнянь (5.14)-(5.15) для кожної ділянки руху поїзда отримуємо довжини цих ділянок Δl_i . Тоді розрахунковий для втрат $\Delta P_{\hat{A}}$ активний опір кожної з них може бути знайдено як: $R_{\Sigma i} = (\rho_{\hat{e}i} + \rho_{\hat{D}}) \Delta l_i + R_{\hat{O}i}$, де $R_{\hat{O}i} \approx 0,14$ Ом [126] – внутрішній опір ТП.

Результати вимірювань напруг і струмів на підстанціях, а також розрахунку опорів ділянок $R_{\Sigma i}$ представлено на рис. 5.45 і в таблиці 5.7.

Аналогічні дослід і розрахунки було також виконано для ділянок Слав'янка-Миколаївка і Письменна-Ул'янівка.

Таблиця 5.7

Чисельні результати проведення експерименту та розрахунку електричних величин на ділянці Гояїново-Сухачівка

Номер ділянки	По ТП «Горяїново»			По ТП «Сухачівка»		
	$U_{\hat{A}i}, \hat{A}$	$I_{\hat{A}i}, A$	$R_{\Sigma i}, \hat{I} \hat{i}$	$U_{\hat{N}i}, \hat{A}$	$I_{\hat{N}i}, A$	$R_{\Sigma i}, \hat{I} \hat{i}$
1	2	3	4	5	6	7
1	3216,6	1016,2	0,303	3298,6	341,7	0,850
2	3237,6	827,4	0,451	3299,9	425,7	0,720
3	3274,0	734,2	0,599	3308,9	554,8	0,554
4	3194,0	627,9	0,736	3264,7	725,2	0,417
5	3081,2	370,0	0,870	3300,2	926,0	0,283
6	3161,2	166,1	1,00	3336,9	474,7	0,149

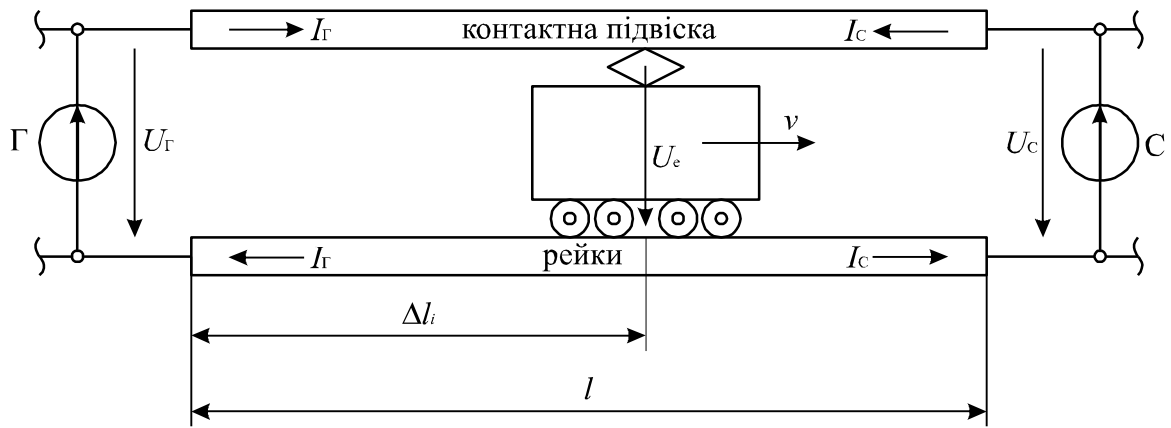


Рис. 5.43. Розрахункова схема тягового електропостачання,
де «Г» – ТП «Горяіново», «С» – ТП «Сухачівка».

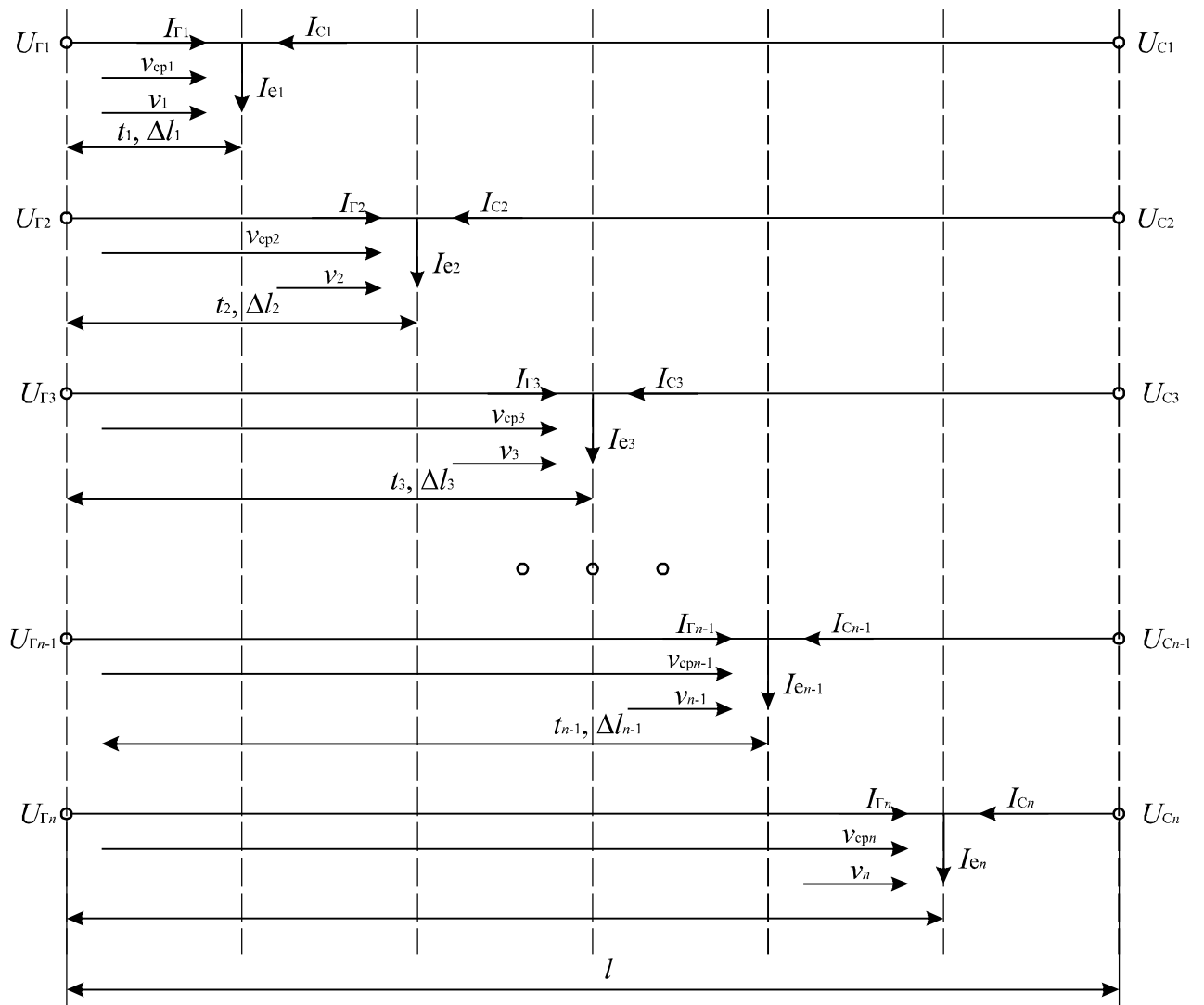


Рис. 5.44. Сукупність миттєвих схем, які пояснюють
проведення експериментів згідно з рис. 5.43.

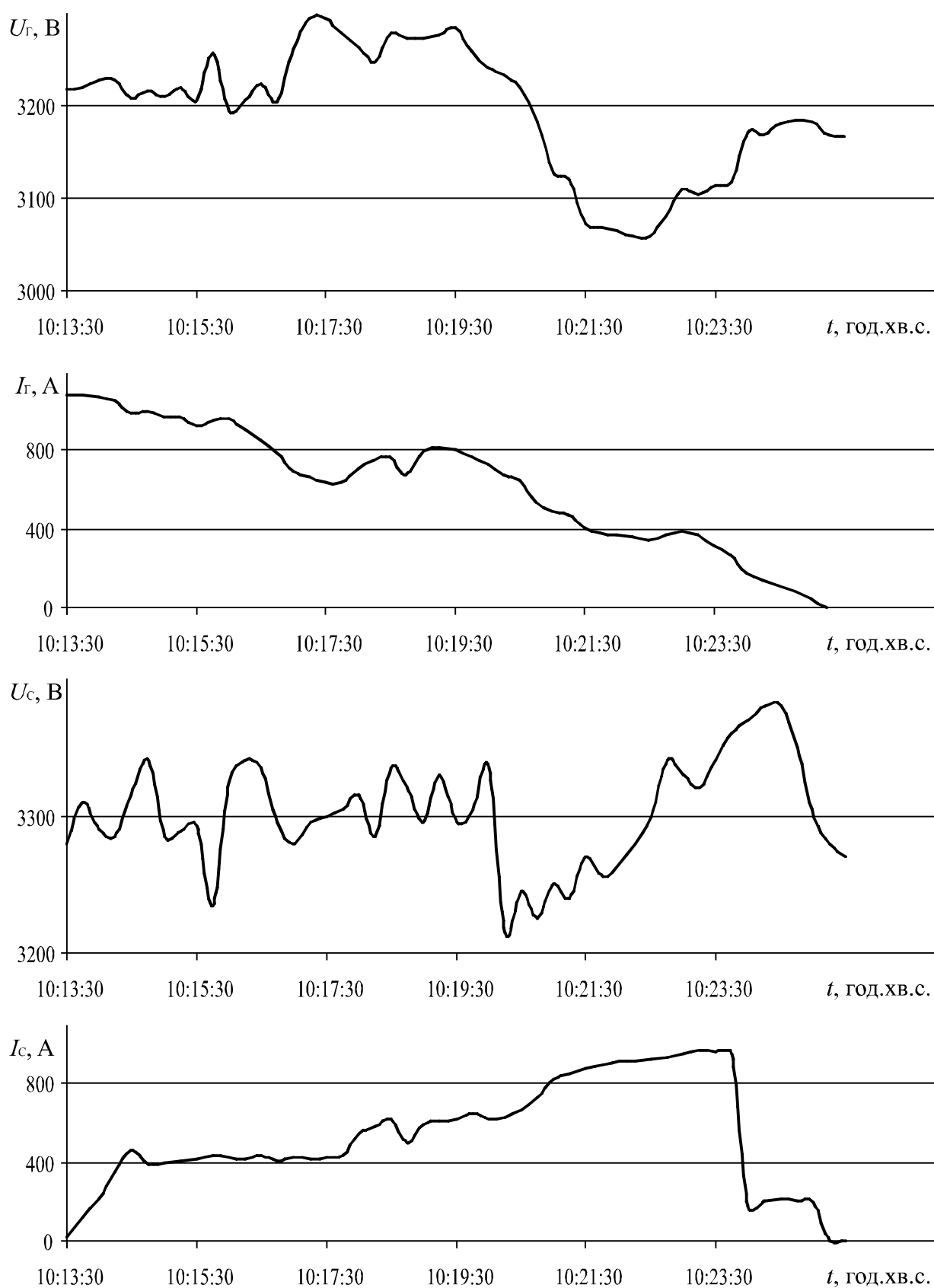


Рис. 5.45. Регістрограми фідерних напруг і струмів
ТП «Горяїново» («Г») і «Сухчівка» («С»).

5.5.2 Чисельна оцінка втрат електроенергії в тяговій мережі [127, 128]

У виразі (3.62) для непродуктивних втрат потужності $\Delta P_{\bar{A}}$ величина еквівалентного опору R_{Σ} є детермінованою величиною, а величина діючого значення напруги U змінюється дуже слабо: наприклад, для підстанції Горяїново ця напруга знаходиться в межах 3323...3353 В, $\sigma_U = 5$ В, тобто діюче значення U можна вважати незмінним. Отже, тоді $\Delta P_{\bar{A}}$ є функцією лише однієї випадкової величини, якою є неактивна потужність $Q_{\bar{O}}$. Користуючись формулою (3.62), запишемо імовірнісні характеристики $\Delta P_{\bar{A}}$, а саме:

математичне сподівання

$$\begin{aligned} M[\Delta P_{\bar{A}}] &= M\left[R_{\Sigma} \frac{Q_{\bar{O}}^2}{U^2}\right] = \frac{R_{\Sigma}}{U^2} M[Q_{\bar{O}}^2] = \frac{R_{\Sigma}}{U^2} (M[Q_{\bar{O}}])^2 + D[Q_{\bar{O}}] = \\ &= \frac{R_{\Sigma}}{U^2} (M[Q_{\bar{O}}])^2 + D[Q_{\bar{O}}] = \frac{R_{\Sigma}}{U^2} m_{Q_{\bar{O}}}^2 + \sigma_{Q_{\bar{O}}}^2, \end{aligned} \quad (5.16)$$

дисперсію

$$\begin{aligned} D[\Delta P_{\bar{A}}] &= \frac{R_{\Sigma}^2}{U^4} D[Q_{\bar{O}}^2] = 2 \frac{R_{\Sigma}^2}{U^4} (M[Q_{\bar{O}}])^2 \cdot D[Q_{\bar{O}}] + D^2[Q_{\bar{O}}] = \\ &= 2 \frac{R_{\Sigma}^2}{U^4} m_{Q_{\bar{O}}}^2 \sigma_{Q_{\bar{O}}}^2 + \sigma_{Q_{\bar{O}}}^4, \end{aligned} \quad (5.17)$$

де $M[\dots]$ чи m – математичне сподівання;

$D[\dots]$ чи σ – дисперсія чи середньоквадратичне відхилення.

Якщо величина $\Delta P_{\bar{A}}$ розподіляється за Гауссом, тоді її абсолютні значення знаходяться в інтервалі

$$m_{\Delta P_{\bar{A}}} - 3\sqrt{2 \frac{R_{\Sigma}^2}{U^4} m_{Q_{\bar{O}}}^2 \sigma_{Q_{\bar{O}}}^2 + \sigma_{Q_{\bar{O}}}^4} \quad \dots \quad m_{\Delta P_{\bar{A}}} + 3\sqrt{2 \frac{R_{\Sigma}^2}{U^4} m_{Q_{\bar{O}}}^2 \sigma_{Q_{\bar{O}}}^2 + \sigma_{Q_{\bar{O}}}^4}. \quad (5.18)$$

Отже, як впливає із цього виразу, абсолютні значення непродуктивних втрат електроенергії суттєво, у другому та четвертому ступенях, залежать від середньоквадратичного відхилення, тобто коливань, реактивної потужності $Q_{\bar{O}}$. Це у повній мірі підтверджується при порівнянні динаміки зміни «миттєвих» і

«погодинних» значень $Q_{\hat{0}}$ (рис. 5.33 і 5.34, *a*) з характером зміни таких же значень непродуктивних втрат потужності (рис. 5.46, *a* та 5.47, *a*). Згідно з цими рисунками, часові залежності $\Delta P_{\hat{1}}(t)$ та $\Delta P_{\hat{A}}(t)$ являються випадковими процесами, при цьому в деякі інтервали часу $\Delta P_{\hat{A}} < \Delta P_{\hat{1}}$, а в деякі – навпаки, $\Delta P_{\hat{A}} > \Delta P_{\hat{1}}$; максимумами $\Delta P_{\hat{A}}$ та $\Delta P_{\hat{1}}$ відповідають максимумам відповідно $Q_{\hat{0}}$ і P .

Статистичні розподілення величин $\Delta P_{\hat{A}}$ та $\Delta P_{\hat{1}}$ не підкорюються нормальному закону: їх «миттєві» значення вирівнюються експоненціальним законом $f(\Delta P) = \lambda \exp(-\lambda \Delta P)$ (рис. 5.48 і 5.50), а «погодинні» – логарифмічно-нормальним (рис. 5.49)

$$f(\Delta P) = \frac{1}{\Delta P \sigma_{\Delta P} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(\ln \Delta P - m_{\Delta P})^2}{2\sigma_{\Delta P}^2} \right].$$

Як відомо, в практиці тягової електроенергетики звітними величинами, а тому найбільш часто розрахунковими, є добові та місячні втрати електроенергії. Характер зміни та діапазон розкиду таких втрат на прикладі ділянки Горяїново-Сухачівка показано в додатку Е і на рис. 5.51, *б* та 5.52, із яких випливає, що величина непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\hat{A}}$ за кожну добу на протязі місяця коливається від 1782,9 до 3867,4 кВт·год., а продуктивних $\Delta W_{\hat{1}}$ – в інтервалі 417,7...5675,9 кВт·год. Розподілення добових величин непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\hat{A}}$ підкоряється закону Гаусса, при цьому $As = -0,007$, а $Ex = -0,475$ (рис. 5.52, *a*).

З точки зору аналізу енергетичних процесів у тяговому електропостачанні важливими є не лише абсолютні значення втрат $\Delta W_{\hat{A}}$ і $\Delta W_{\hat{1}}$, але й їх відносні величини, а саме: відносно споживаної енергії W , а також відношення $\Delta W_{\hat{A}}/\Delta W_{\hat{1}}$, тим більше, що таке відношення не залежить від еквівалентного опору R_{Σ} , яке в реальних умовах визначати важко.

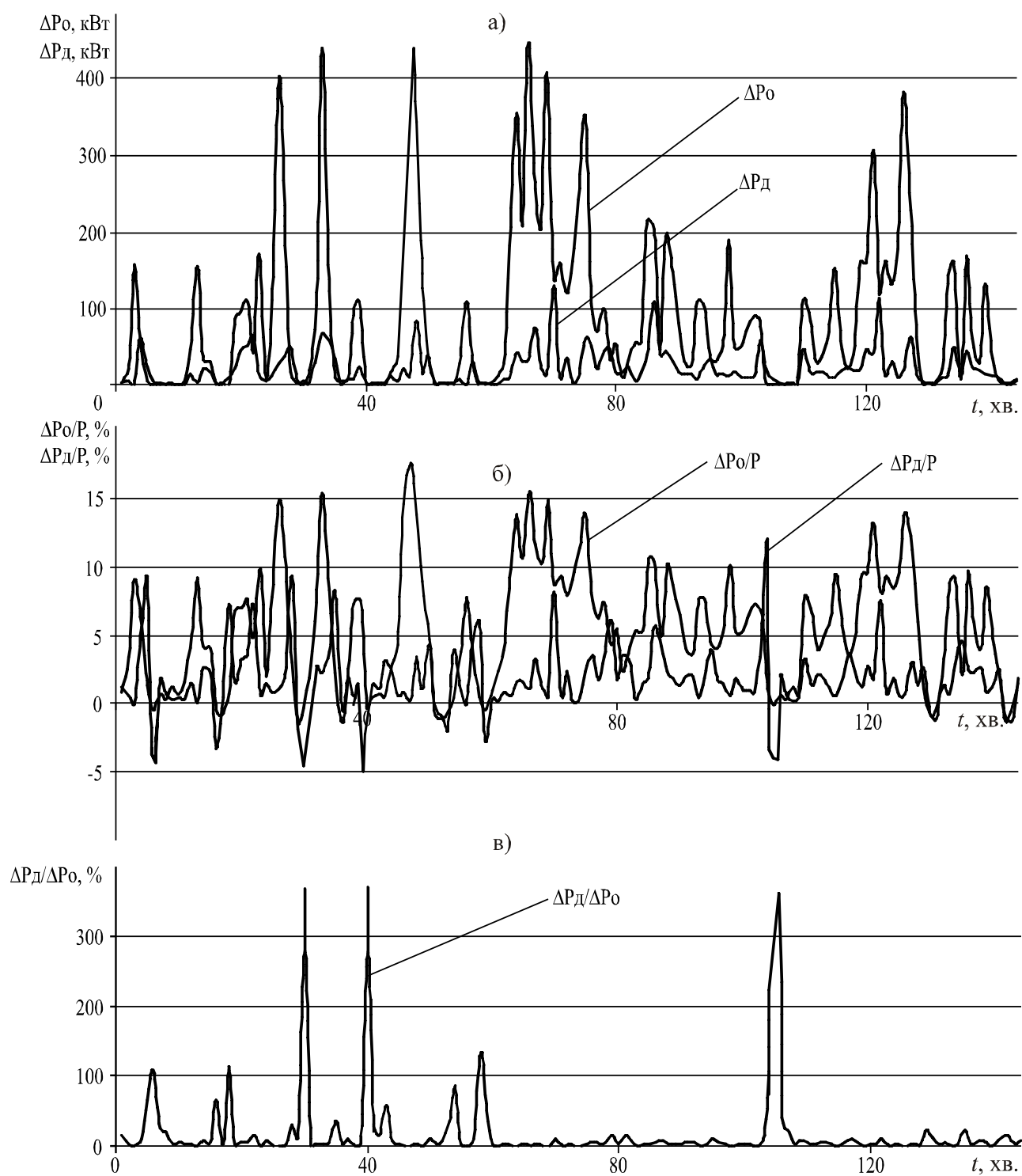


Рис. 5.46. Двогодинні часові залежності «миттєвих» значень втрат потужності в тяговій мережі ділянки Слав'янка-Миколаївка:

а) продуктивних ΔP_0 і непродуктивних $\Delta P_{\text{д}}$; б) їх відношення до споживаної потужності P ; в) відношення непродуктивних до продуктивних втрат.

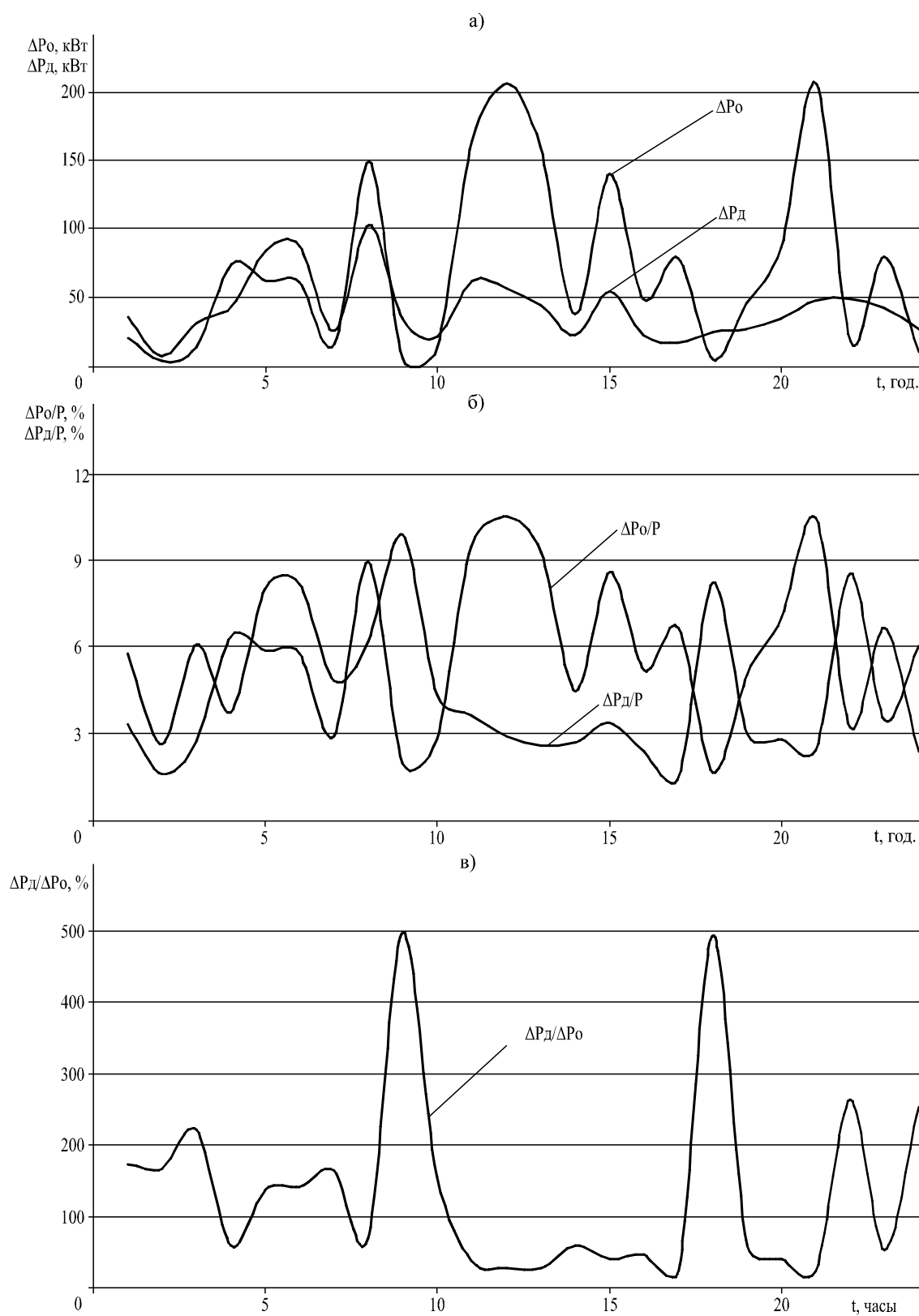


Рис. 5.47. Часові залежності «погодинних» значень втрат потужності в тяговій мережі ділянки Слав'янка-Миколаївка: а) продуктивних ΔP_i і непродуктивних ΔP_A ; б) їх відношення до споживаної потужності P ; в) відношення непродуктивних до продуктивних.

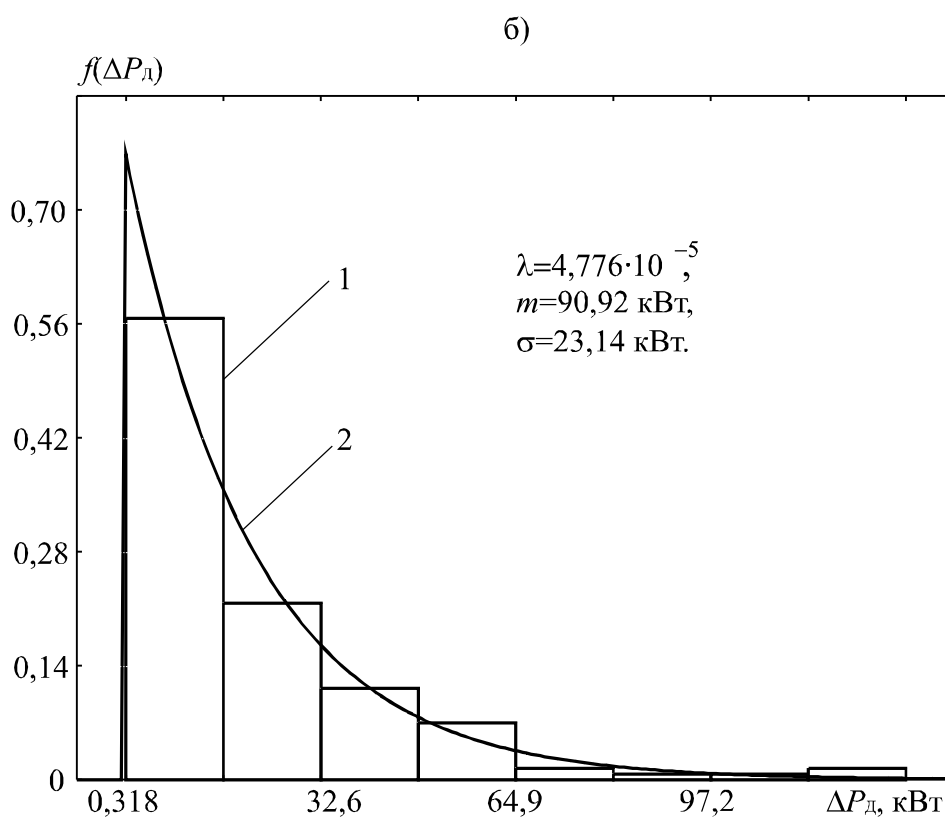
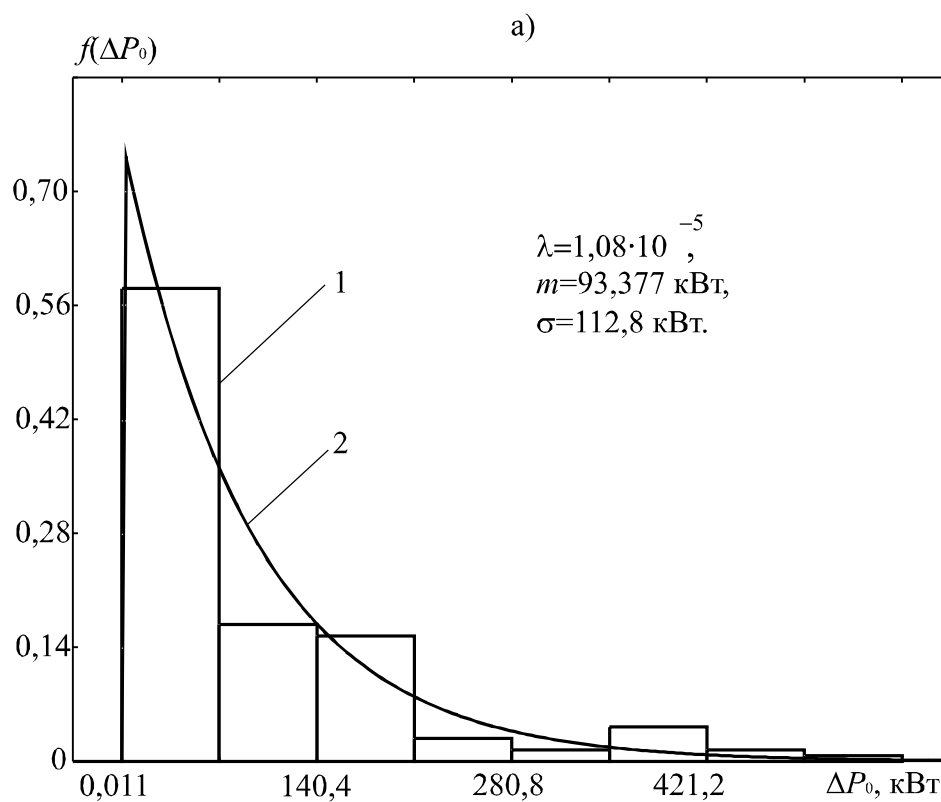


Рис. 5.48. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення «миттєвих» значень продуктивних (а) і непродуктивних (б) втрат потужності в тяговій мережі ділянки Слав'янка-Миколаївка.

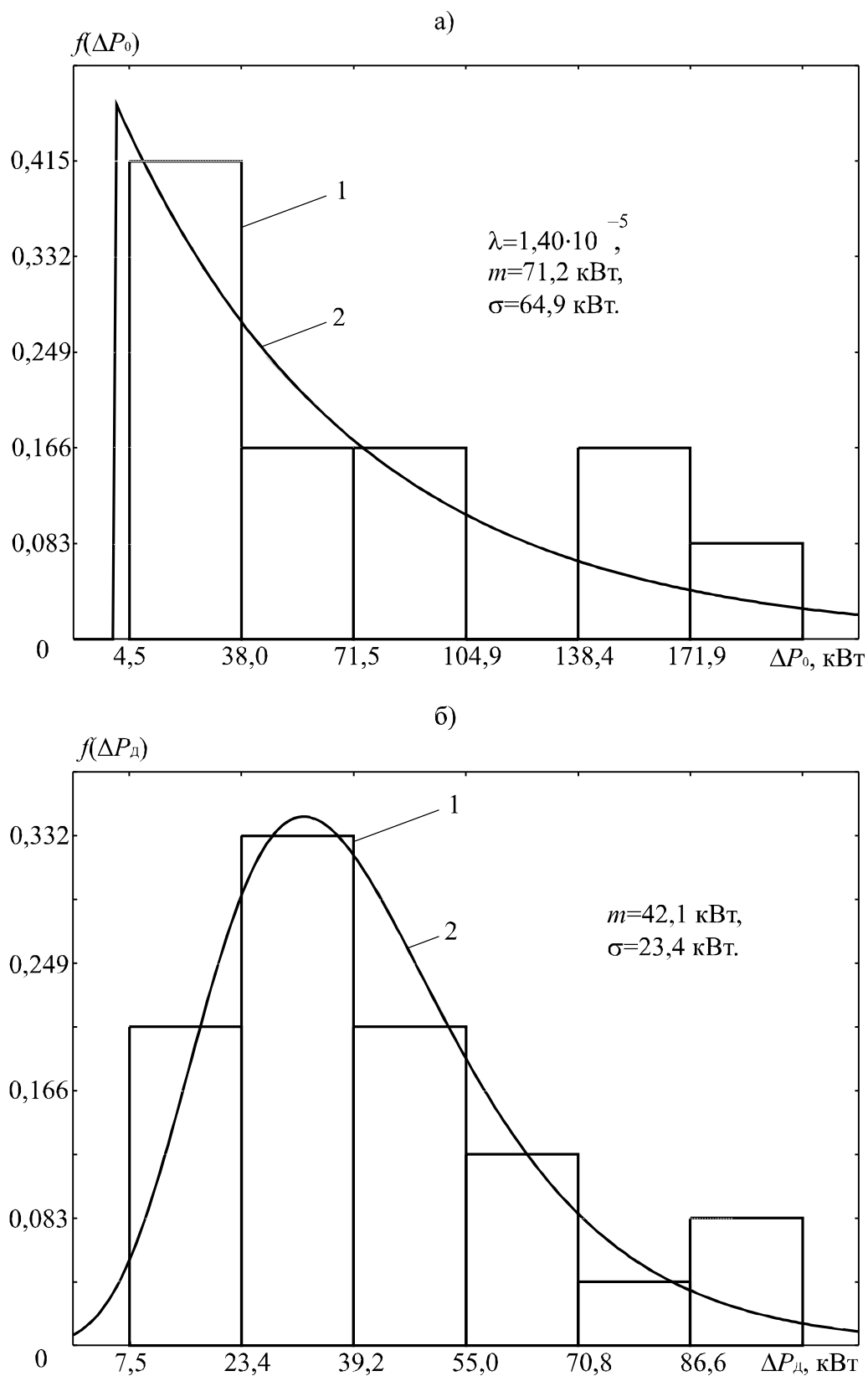


Рис. 5.49. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення «погодинних» значень продуктивних (а) і непродуктивних (б) втрат потужності в тяговій мережі ділянки Слав'янка-Миколаївка.

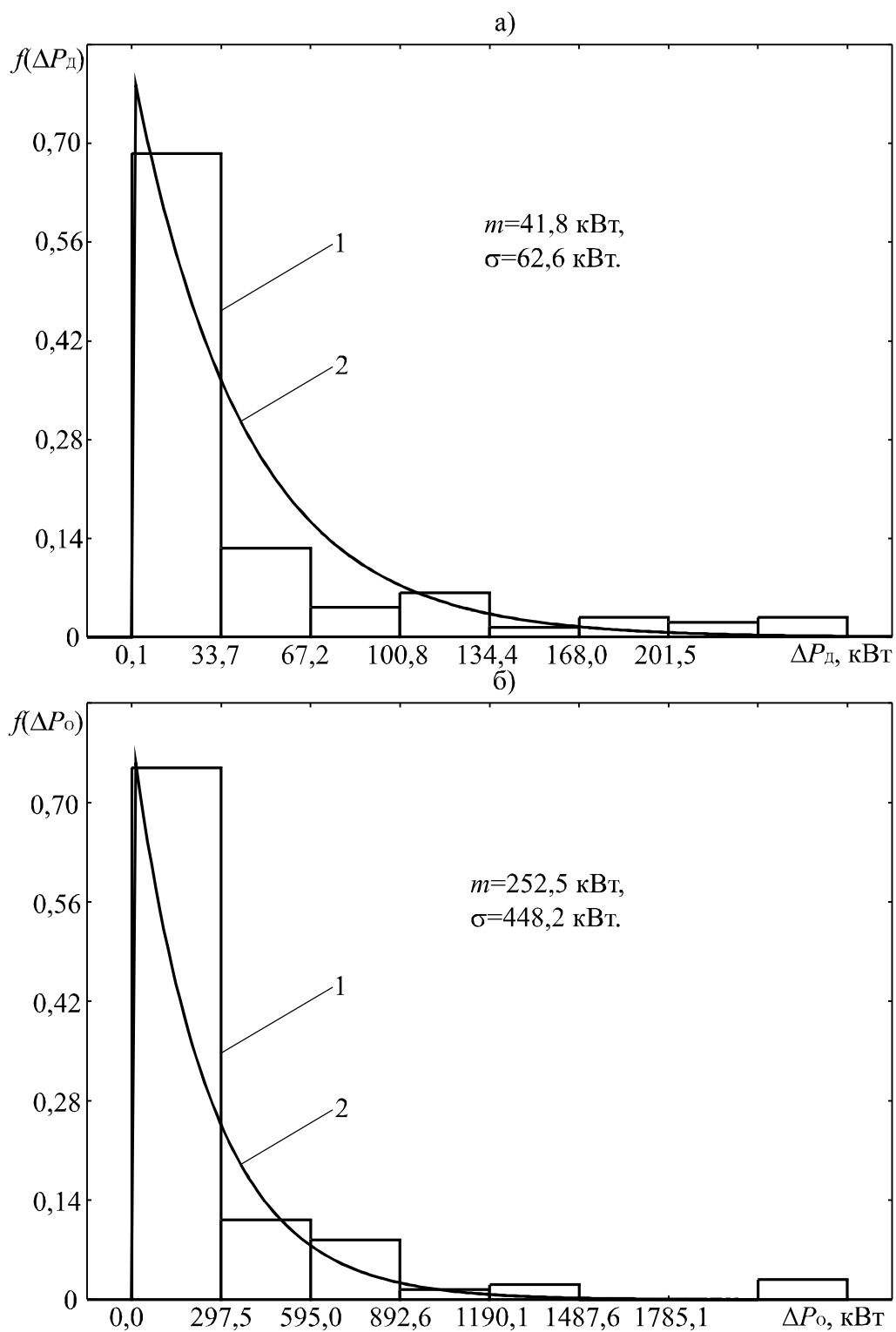


Рис. 5.50. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення «миттєвих» значень непродуктивних $\Delta P_{\text{д}}$ (а) і продуктивних $\Delta P_{\text{і}}$ (б) втрат потужності в тяговій мережі ділянки Письменна - Нижньодніпровськ-Вузол.

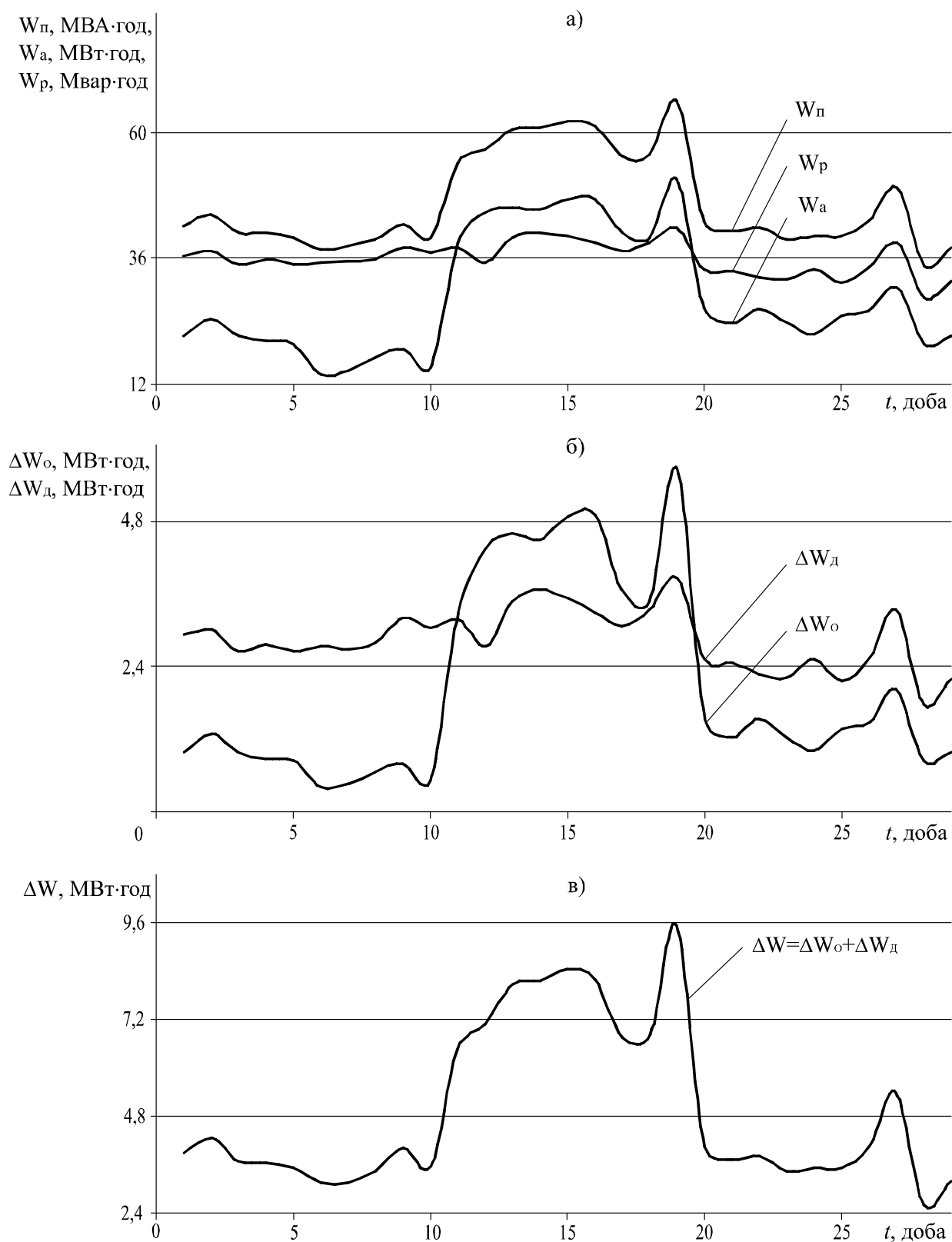


Рис. 5.51. «Добові» залежності для ТМ ділянки Горяїново-Сухачівка: а) повної $W_{\text{п}}$, активної (споживаної) $W_{\text{а}}$ та реактивної $W_{\text{р}}$ енергій; б) непродуктивних $\Delta W_{\text{о}}$ та продуктивних $\Delta W_{\text{д}}$ втрат електроенергії; в) загальних втрат ΔW електроенергії.

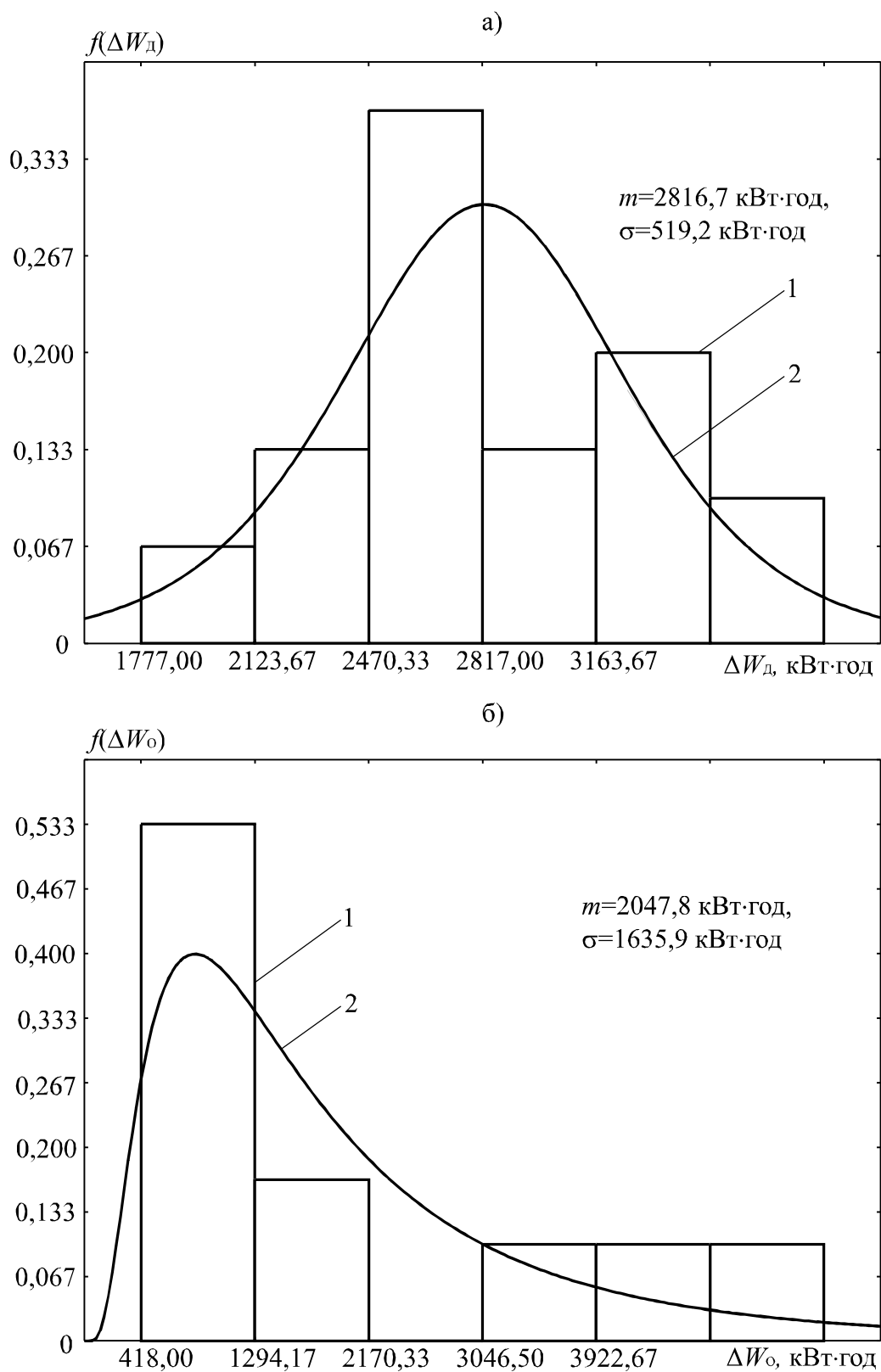


Рис. 5.52. Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення «добових» величин непродуктивних (а) і продуктивних (б) втрат електроенергії в тяговій мережі ділянки Горяїново-Сухачівка.

Зазначені відсоткові відношення в залежності від доби для ділянки Горяїново-Сухачівка представлені на рис. 5.53 і в додатку Е, із яких випливає, що непродуктивні «добові» втрати електроенергії $\Delta W_{\text{д}}$ (в різні доби, без врахування «особливих» перших 10 діб) складають: від 6,7 до 13,1% від споживаної електроенергії W і від 63 до 248% – від продуктивних втрат $\Delta W_{\text{п}}$.

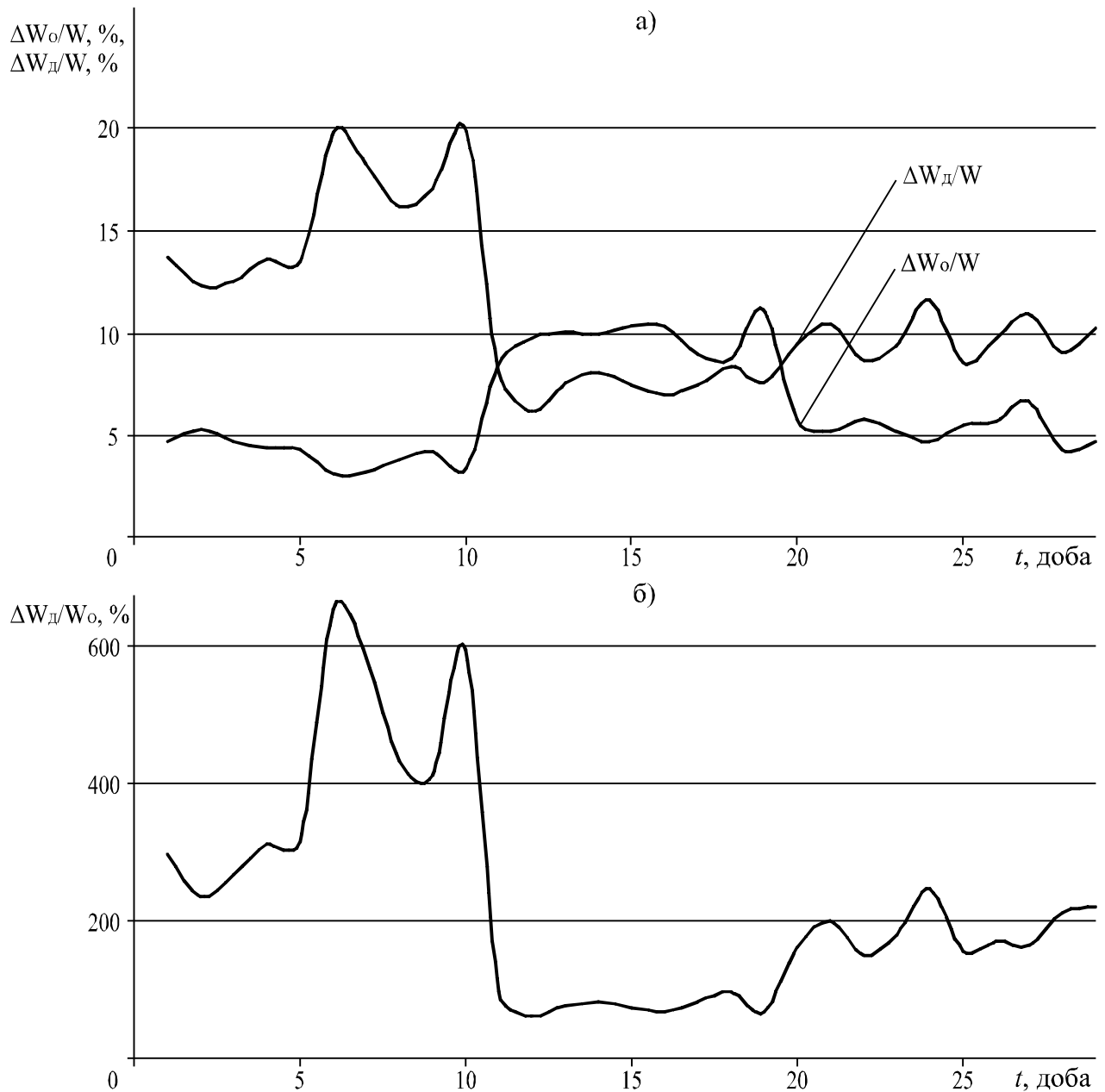


Рис. 5.53. Відношення «добових» (за кожну добу) непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\text{д}}$ до споживаної W (а) і до продуктивних втрат $\Delta W_{\text{п}}$ (б) в тяговій мережі ділянки Горяїново-Сухачівка.

Треба зауважити, що максимальне значення $\Delta W_{\bar{A}}/\Delta W_{\bar{I}} > 600\%$ спостерігається в перші 10 діб і пояснюється, певно, малим корисним навантаженням P ділянки, що й спричинили малі $\Delta W_{\bar{I}}$, а, отже, великі значення відношення $\Delta W_{\bar{A}}/\Delta W_{\bar{I}}$.

Близькими до зазначених вище були відсотки відношень втрат електроенергії в тяговій мережі інших досліджених в цій роботі міжпідстанційних зон, зокрема на ділянках Письменна-Ул'янівка і Слав'янка-Миколаївка (таблиця 5.8 та додаток Е).

Таблиця 5.8

Чисельні значення різних видів втрат електроенергії для деяких ділянок
тягового електропостачання

№ п/п	Види втрат електроенергії	«Добові» (середні за добу) значення втрат на ділянках		
		Горяїново- Сухачівка, $l = 12 \text{ êì}$	Письменна- Ул'янівка, $l = 20 \text{ êì}$	Слав'янка- Миколаївка, $l = 22 \text{ êì}$
1	Споживана (активна) електроенергія, W , кВт·год.	28684,9	37872,0	24461,5
2	Продуктивні (основні) втрати, $W_{\bar{I}}$, кВт·год.	2085,0	2791,7	1357,1
3	Непродуктивні (додаткові) втрати, $W_{\bar{A}}$, кВт·год	2849,5	3216,8	1362,0
4	Співвідношення, $W_{\bar{I}}/W$, %	7,27	7,34	5,60
5	Співвідношення, $W_{\bar{A}}/W$, %	9,93	8,50	5,62
6	Співвідношення, $W_{\bar{A}}/W_{\bar{I}}$, %	136,7	116,2	100,4
7	Співвідношення, $(\Delta W_{\bar{I}} + \Delta W_{\bar{A}})/W$, %	17,20	15,84	11,22

Як впливає із табл.5.8, середні значення за добу («добові») непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\bar{A}}$ в ТМ складають 5,62...9,93%, а максимальні значення $\sim 13\%$ (рис. 5.53) від споживаної (активної) електроенергії W і 100,4...136,7% відносно продуктивних втрат ΔW_i і 11,22...17,2% загальних втратах ΔW відносно споживаної електроенергії W .

Отже, непродуктивні втрати майже на 15...37% перевищують продуктивні, що й тим більше зобов'язує розробку організаційно-технологічних заходів по їх зменшенню (бажано до нуля).

Заради адекватності методів проведених досліджень і достовірності отриманих результатів зазначимо, що вищенаведені втрати $\Delta W_{\bar{A}}$ і ΔW_i по відсоткам дуже близькі до втрат, які отримані в роботах [6, 13, 14, 129] переважно для промислової електроенергетики.

5.6 Висновки до розділу 5

1. Миттєві величини фідерних випрямлених напруг і струмів являють собою випадкові низькочастотні модульовані (за амплітудою чи середнім значенням) процеси з несучою частотою $\frac{2\pi}{T}$.

2. Фактичні значення ПЯЕ в ТМ перевищують нормативні і граничні згідно з ГОСТ 13109-97 значення, а саме:

а) відхилення фідерної напруги складають від 6,6 до 17,4% при нормативно допустимих $\pm 5\%$ і гранично допустимих 10%;

б) різкозмінні неперервні коливання напруги для різних ТП різні і знаходяться в інтервалі 13,88...29,7% (від 2800 до 3960 В) при нормально допустимих 6...10%. Особливо великий розмах коливань на ПСК, до 47,12% (напруга знижується до 2110 В при нормі 2700 згідно з ПТЕ);

в) глибина провалів напруги досягає 36,1%. Підстанційна напруга $U(t)$ на шині +3,3 кВ у квазістаціонарному режимі являється випадковим стаціонарним ергодичним процесом з одномірним у перетинах реалізацій

статичним розподіленням за законом Гаусса (з імовірністю $P = 0,17...0,25$ за критерієм Пірсона) з математичним сподіванням $m_U(t) = 3323\text{В}$ і дисперсією $D_U(t) = 6742\text{В}^2$.

3. Знакозмінний характер коливальної частини («хвоста») кореляційної функції $K_U(\tau)$ свідчить про наявність у процесі $U(t)$ низькочастотних, імовірнісного характеру, інтергармонік (ІГ) з діапазоном частот $0,0005...0,0012$ Гц; згідно зі зміною спектральної густини $S_U(\omega)$ енергія ІГ складає 9,1 % всієї енергії випадкового процесу напруги.

4. Тяговий випрямлений струм як фідерний, так і підстанційний, являє собою неперервний нестационарний випадковий процес зі статичним негауссовим у перетині реалізацій розподіленням, що має чітке скошення вліво з асиметрією від +1,26 до +2,03 та гостровершинністю з $E_x = 1,45...4,84$. Фідерні струми більш різкозмінні і нерівномірні, ніж підстанційні і змінюються за добу в діапазоні $-150...2940\text{А}$ з математичним сподіванням від 412 до 640А та середньоквадратичним відхиленням $\sigma_I = 442,9...524,3\text{А}$.

5. Спектри як миттєвих графіків, так і «хвостів» кореляційних функцій $K_I(\tau)$, випрямленого струму містять ІГ в діапазоні $0,0003...0,0015$ Гц, енергія яких складає 16 % від повної енергії випадкового процесу зміни струму.

6. Часові залежності, особливо «миттєві», повної $S(t)$, активної $P(t)$ і неактивної (реактивної по Фризе) $Q_0(t)$, що передаються по тяговій мережі від ТП до ЕРС, є різкозмінними функціями. При цьому «добові» значення $Q_0(t)$ протягом 10...15 годин доби перевищують у 1,4...1,7 рази значення спожитої P , що обумовить, згідно з виразами (3.62) і (3.56), перевищення непродуктивних втрат електроенергії над продуктивними.

Статистичні закони розподілення «миттєвих» і «погодинних» значень випадкової величини $Q_0(t)$ не є гауссовими з математичними сподіваннями відповідно: $0,02...3,375$ Мвар і $0,3...2,5$ Мвар; «добові» значення $Q_0(t)$

підкоряються нормальному закону з параметрами: $m_{Q_0} = 0,55...2,2$ Мвар; $As = -0,192$; $Ex = -0,227$.

7. Динамічний характер поведінки потужностей S , P , Q_0 обумовлюють таку ж, і навіть більшу, динаміку часової зміни теж випадкових процесів коефіцієнта потужності $\lambda(t)$ та коефіцієнта реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$ міжпідстанційних зон. Занадто низькі, $\lambda = 0,36...0,38$, і високі, $\operatorname{tg}\varphi = 2,56...2,6$, значення цих коефіцієнтів у перші 10 діб роботи пояснюються низьким поїзним навантаженням, від якого залежить активна потужність P , а отже і λ , і $\operatorname{tg}\varphi$.

8. Статистичні розподілення λ і $\operatorname{tg}\varphi$, як випадкових величин, не підкоряються закону Гаусса, за виключенням «погодинних» значень величини $\operatorname{tg}\varphi$. Розкиди «добових» значень λ і $\operatorname{tg}\varphi$ значні, відповідно дорівнюють $0,38...0,784$ і $0,8...2,56$, а середні значення коефіцієнта λ ($m_\lambda = 0,595$) менші від нормативних $0,92...0,95$, а коефіцієнта $\operatorname{tg}\varphi$ ($m_{\operatorname{tg}\varphi} = 1,431$) більші норми $0,25$. Стан дотримання нормативних значень коефіцієнту λ його «миттєвими» величинами дещо кращий: його найбільш імовірні значення зміщені до інтервалу $0,92...0,99$, тобто до максимальних значень, в той час як найбільш імовірні «погодинні» значення $\operatorname{tg}\varphi$ зосереджені в діапазоні $0,27...0,59$ (тобто більше $0,25$).

9. Часові залежності непродуктивних $\Delta P_{\bar{A}}$ і продуктивних $\Delta P_{\bar{I}}$ втрат потужностей в ТМ міжпідстанційних ділянок являються випадковими різкозмінними нестационарними процесами, при цьому в деякі інтервали часу $\Delta P_{\bar{A}} > \Delta P_{\bar{I}}$, а в деякі – навпаки, а максимуми $\Delta P_{\bar{A}}$ і $\Delta P_{\bar{I}}$ відповідають максимумам потужностей відповідно Q_0 і P .

Абсолютні значення непродуктивних втрат $\Delta P_{\bar{A}}$ суттєво, у другому та четвертому ступенях, залежать від середньоквадратичних відхилень реактивної потужності σ_{Q_0} : зі збільшенням σ_{Q_0} величинах $\Delta P_{\bar{A}}$ також збільшується.

10. «Миттєві» значення (середні значення за кожні 10 хвилин) непродуктивних і продуктивних втрат потужностей вирівнюються експоненціальним законом розподілення відповідно з розкидом 0,318...129,5 кВт і 0,011...561,6 кВт, а «погодинні» втрати – логарифмічно-нормальним законом з розкидами: 7,5...102,4 кВт і 4,5...205,4 кВт. При цьому для «миттєвих» значень, $\Delta P_{\bar{A}}/\Delta P_{\bar{I}} \approx 38\%$, $\Delta P_{\bar{A}}/\Delta P \approx 12,5\%$, а для «погодинних» – $\Delta P_{\bar{A}}/\Delta P_{\bar{I}} \approx 5\%$, $\Delta P_{\bar{A}}/\Delta P \approx 11\%$.

11. Розподілення випадкових значень «добових» (середніх за добу) непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\bar{A}}$ підкоряється нормальному закону з параметрами, наприклад, для ділянки Горяїново-Сухачівка: $M[\Delta W_{\bar{A}}] = 2849,5$ кВт·год, $\sigma_{\Delta W_{\bar{A}}} = 529,2$ кВт·год, $As = -0,007$, $Ex = -0,475$.

Для ТМ усіх різних досліджених ділянок «добові» значення непродуктивних втрат електроенергії $\Delta W_{\bar{A}}$ складають 5,62...9,93% (а максимальні значення $\sim 13\%$) по відношенню до споживаної (активної) електроенергії W і 100,4...136,7% відносно продуктивних втрат W_o і 11,22...17,2% загальних втрат $W = \Delta W_{\bar{A}} + \Delta W_o$ відносно споживаної електроенергії W . Отже, непродуктивні втрати майже на 15...37% перевищують продуктивні втрати.

РОЗДІЛ 6

МЕТОДИ ТА ПРИСТРОЇ КОМПЕНСАЦІЇ НЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Постановка задачі

На сьогодні існує три основні напрямки вирішення проблеми підвищення ЯЕ в системах електротяги: раціоналізація засобів тягового електроспоживання; «енергетичне» вдосконалення власне ЕРС; розробка та застосування пристроїв чи регуляторів ЯЕ (різного роду компенсаторів і фільтрів), що вбудовуються до системи «джерело-живляча мережа-навантаження». Найбільш економічно переважним для існуючих електрифікованих ділянок є третій напрямок, тобто розробки та впровадження пристроїв активної фільтрації. Цієї ж думки дотримуються і автори оглядів [52, 53] відносно промислових енергетичних мереж.

Однак із змісту приведених в підрозділі 1.3 публікацій незрозуміло, яка ж ступінь (а також чи є взагалі) практичного застосування АФ і ГФ, особливо в потужних системах електропостачання та електроспоживання. Виключення складає посилання в [52] на роботу японських дослідників, де вказано, що ними застосовано ШІМ-перетворювач струму на запираємих тиристорах (1200 В, 50А, 2кГц) для фільтрації струму, що споживається потужним перетворювачем (800 кВА, 6,9 кВ), і це призвело до зниження складу вищих гармонік з 2,53 до 0,67%. Також зазначається, що декілька десятків іноземних фірм пропонують пристрої активної фільтрації в трифазному виконанні, але лише малої та середньої потужності. А навіть розробки потужних пристроїв для промислової енергетики та залізничного транспорту одиничні. Зміст же інших публікацій (як впливає із оглядів [52, 53]) обмежується або тільки «описом макету чи експериментального зразка», або моделюванням пропонуємих схемних рішень фільтрів з різними навантаженнями. До того ж потужності розроблених АФ або ГФ невеликі: від 7,5 до 25 кВА. Не виключено, що основною причиною викладеного є думка закордонних спеціалістів, що застосування чисто активних

фільтрів в умовах високих напруг і потужностей недоцільно, необхідно використання гібридних фільтрів, до того ж в цьому випадку можуть бути використані діючі установки паралельної компенсації.

Що ж стосується конкретно СЕТ постійного струму, то проблема підвищення ЯЕ в ній практично не вирішується, бо навіть існуючі підстанційні пасивні фільтри згладжуючих пристроїв або зовсім вимкнені, або працюють неефективно [45, 46]. Більш того, навіть контроль якості їх функціонування фізично відсутній. Тому актуальним є пошук, розробка і впровадження більш ефективних і раціональних методів і пристроїв підвищення показників якості електричної енергії. Це полегшується існуючою на сьогодні множиною пропозицій принципів побудови і зростаючою кількістю схем різного типу компенсаторів реактивної потужності та пристроїв активної фільтрації [52, 53, 130].

Виходячи із зазначеного вище, в цьому розділі запропоновано і обґрунтовано для системи електротяги постійного струму певні існуючі конкретні розробки схем пристроїв, які достатньо ефективно вирішують задачу підвищення ЯЕ.

6.2 Вольтододатковий перетворювач зі згладжуючим реактором з оптимальними параметрами

Докладний аналіз проблеми розробки методів і пристроїв по підвищенню ЯЕ на ТП постійного струму і в лініях зовнішнього електропостачання приведено в роботах [41-44, 49-51]. Крім цього автори досліджень [41-44] запропонували доповнити традиційну схему некерованого діодного 12-пульсного випрямляча чи випрямляча з фазовим керуванням вольтододатковим перетворювачем на основі інвертора струму – випрямляча наруги з однополярною широтно-імпульсною модуляцією (рис 6.1).

Вольтододатковий перетворювач разом з замкненою системою компенсації [49] дозволяють:

- здійснити плавне регулювання випрямленої напруги в межах $\pm(10...15)\%$;
- підвищити коефіцієнт потужності живлячої мережі до $0,98...0,99$;
- активну фільтрацію канонічних і неканонічних гармонік вихідної напруги основного випрямляча до 12-ої гармоніки включно, що дозволяє зменшити індуктивність згладжуючого реактора ТП.

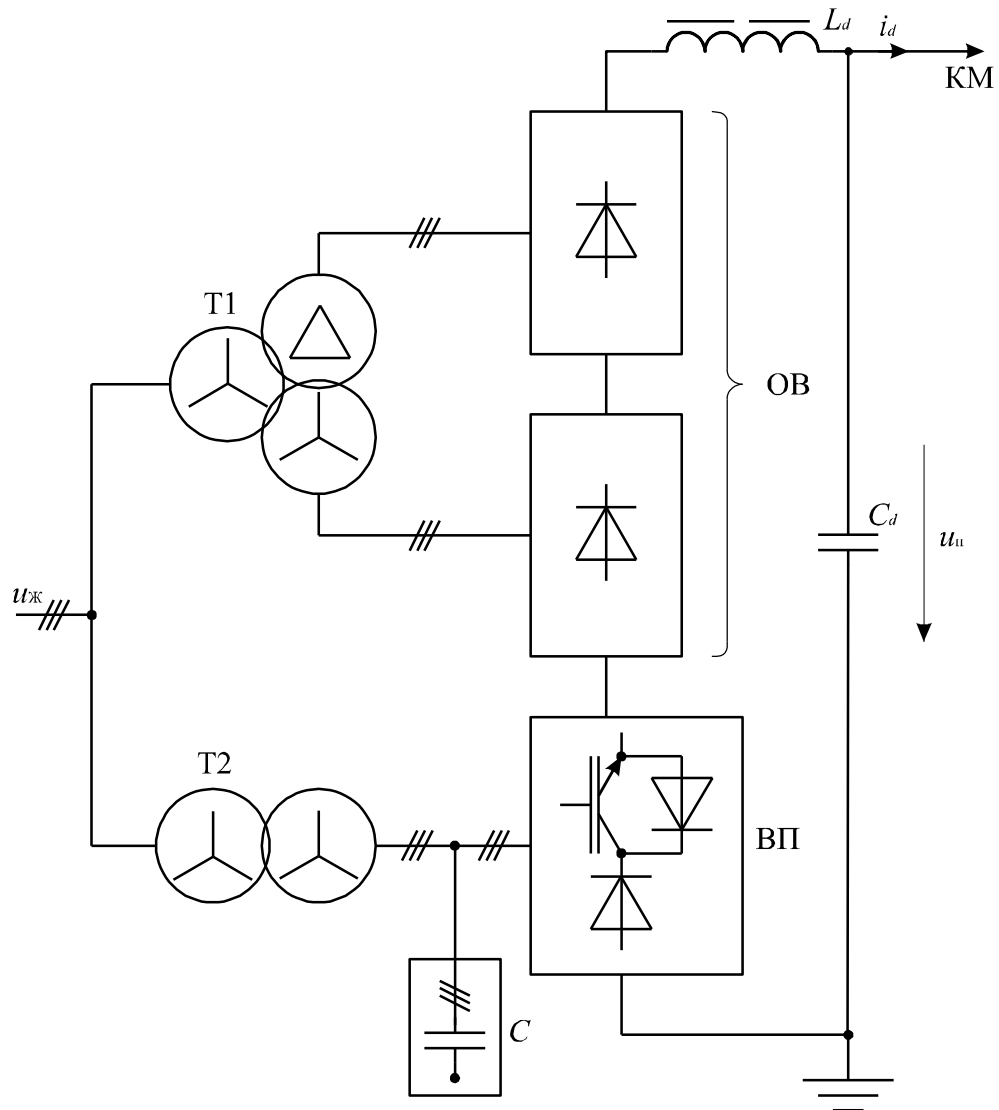


Рис. 6.1. Структурна схема перетворювача:

$u_{\text{ж}}$ – живляча мережа; ОВ – основний випрямляч; ВП – вольтододатковий перетворювач; $\tilde{N}$ – конденсатор вхідного фільтра ВП; L_d , C_d – вхідний фільтр; $T1$, $T2$ – мережеві трансформатори; КМ – контактна мережа.

Останнє є важливим, оскільки на сьогодні існуючий реактор типу РБФА-У-6300/3000 являє собою великогабаритний і громіздкий пристрій, який за масою, втратою електроенергії та вартістю співрозмірний з мережевим (на підстанції) трансформатором. Як відомо, реактор призначений для згладжування випрямлених підстанційних напруг і струмів, а також сповільнення часу наростання та обмеження величини струму короткого замикання (з метою полегшення умов спрацьовування швидкодіючих вимикачів). В перших роботах авторів вольтододаткового перетворювача [41-44] функції короткого замикання перекладались на новий вузол – пристрій, побудований на базі GTO - тиристорів і який вмикався послідовно з вольтододатком. В більш пізніших роботах обмеження аварійних струмів при коротких замиканнях пропонується здійснювати шляхом додавання шунтуючого кола з резистором паралельно виходу вольтододатку. Автори також стверджують, що для згладжування випрямлених напруги і струму (при зменшенні індуктивності реактора) достатньо «істотної» індуктивності розсіювання $L_s = 0,55$ мГн двох фаз обмоток трансформатора та застосування конденсатора $C_d \approx 400$ мкФ (рис. 6.1).

Зауважимо, що реально чи хоча б на макеті перетворювачі з вольтододатком не існують. Їх надійність функціонування, а отже можливість зменшення індуктивності реактора (або взагалі виключення із згладжуючого пристрою), базується поки що на результатах аналітичних досліджень та комп'ютерного моделювання перехідних і усталених режимів. Тому нами пропонується залишити в схемі такий відповідальний елемент перетворювача, як реактор, але менш габаритний, меншої маси і втрат електроенергії і більш дешевий, методика і приклад розрахунку якого розроблена нами [131] і викладена далі в цьому підрозділі.

Сьогодні на ТП залізниць практикується встановлення реактора у закритій металевій камері. Для цього його необхідно максимально ефективно спроектувати як за геометричними розмірами та використанням матеріалів, так і за енергетичними характеристиками. Спрощений вигляд реактора представлено на рис.6.2.

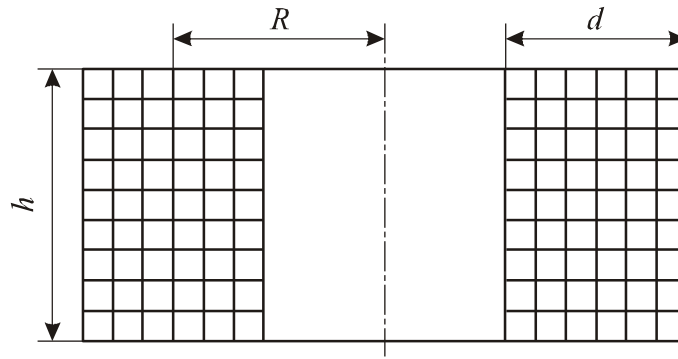


Рис. 6.2. Спрощений вигляд реактора.

Задача виготовлення індуктивних котушок з високими економічними показниками вперше поставлена в роботах [132-133]. При проектуванні значної кількості котушок індуктивності на струми від 1 до 6 кА та індуктивність 1...10 мГн було співставлено різні рекомендації за їх розрахунками. Найбільш високу східність розрахунків за дослідними даними [134-135], а також можливість використання математичних методів аналізу дає формула:

$$L = \frac{0,32 R_{\text{cp}}^2 W^2}{6 R_{\text{cp}} + 9h + 10d} 10^{-6}, \quad (6.1)$$

де L – індуктивність котушки, Гн; R_{cp} – середній радіус котушки, см; W – число витків котушки; h – висота котушки, см; d – товщина обмотки котушки, см.

Формула (1) у довіднику приведена без конкретних рекомендацій, а в ній бачимо свободу вибору параметрів котушки, яку потрібно розрахувати на задану індуктивність. Однак, як це впливає нижче наведеного, від вибору параметрів залежить витрата матеріалів на таку котушку та її економічність. Знайдемо умови, при яких із проводу заданої довжини та перерізу може бути сконструйована котушка з максимальною індуктивністю.

Використаємо для аналізу формулу (1), замінивши в ній параметри. У якості основних змінних візьмемо довжину проводу, м (l), переріз проводу, мм² (S), кількість витків (W), коефіцієнт заповнення обмоткового простору

($K_{\text{çai}} = \frac{WS}{hd} 10^{-2}$), коефіцієнт форми котушки ($K_{\delta} = \frac{hd}{(9h+10d)^2}$). Після заміни

змінних та спрощення отримаємо:

$$L = \frac{0,8}{\pi^2} \frac{l^2}{3 \frac{l \cdot 10^2}{\pi W} + \sqrt{\frac{WS \cdot 10^{-2}}{K_{\text{çai}} K_{\delta}}}}. \quad (6.2)$$

Нескладно встановити, що при інших рівних умовах максимальна індуктивність буде досягнута при найбільшому значенні K_{δ} . Воно буде отримане при $\frac{h}{d} = 1,1$ та буде дорівнювати $K_{\delta \max} = 2,78 \cdot 10^{-3}$.

При цьому значення $K_{\delta \max}$ та заданих довжині та перерізу проводу індуктивність котушки буде залежати тільки від коефіцієнта заповнення обмоткового простору та від кількості витків. Знайдемо кількість витків, що відповідає максимуму індуктивності при будь-якому фіксованому значенні коефіцієнта заповнення обмоткового простору, відповідно до обраної конструкції котушки. Для цього покладемо $\frac{dL}{dW} = 0$. Звідки

$$W_{L \max} = 10^2 \sqrt[3]{\frac{36}{\pi^2} l^2 \frac{K_{\text{çai}} K_{\delta}}{S}}. \quad (6.3)$$

Підставимо в (6.2) формулу (6.3) та значення $K_{\delta \max}$. Після спрощення отримаємо:

$$L_{\text{ii}\delta} = L_{\max} = 6,12 \cdot 10^{-6} l^{\frac{5}{3}} \left(\frac{K_{\text{çai}}}{S} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (6.4)$$

Із рівнянь (6.3) та (6.4) визначаємо інші параметри при оптимальних умовах:

$$l_{\text{ii}\delta} = 21,25 L^{\frac{3}{5}} \left(\frac{S}{K_{\text{çai}}} \right)^{\frac{1}{5}}, \quad (6.5)$$

$$W_{\text{ii}\delta} = 166,1 L^{\frac{2}{5}} \left(\frac{K_{\text{çai}}}{S} \right)^{\frac{1}{5}}, \quad (6.6)$$

$$R_{\text{іі}0} = 2,029L^{\frac{1}{5}} \left(\frac{S}{K_{\text{çäi}}} \right)^{\frac{2}{5}}, \quad (6.7)$$

$$h_{\text{іі}0} = 0,667R_{\text{іі}0}, \quad (6.8)$$

$$d_{\text{іі}0} = 0,6R_{\text{іі}0}. \quad (6.9)$$

Якщо для котушки, яку необхідно спроектувати, задано її опір постійному струму, то розрахунок стає ще більш визначеним. В цьому випадку опір проводу буде дорівнювати:

$$r = \rho \frac{l}{S} \text{ або } l = \frac{rS}{\rho} \text{ та } S = \rho \frac{l}{r},$$

де ρ – питомий опір в $\frac{\hat{\Gamma} \cdot \hat{\Gamma} \cdot \hat{\Gamma} \cdot \hat{\Gamma}^2}{\hat{\Gamma}}$.

Підставляючи ці залежності в рівняння (6.5), отримаємо

$$S_{\text{іі}0} = 45,63 \left(\frac{\rho}{r} \right)^{\frac{5}{4}} \left(\frac{1}{K_{\text{çäi}}} \right)^{\frac{1}{4}} L^{\frac{3}{4}}, \quad (6.10)$$

$$l_{\text{іі}0} = 45,63 \left(\frac{\rho}{r} \right)^{\frac{1}{4}} \left(\frac{1}{K_{\text{çäi}}} \right)^{\frac{1}{4}} L^{\frac{3}{4}}, \quad (6.11)$$

$$V_{\text{іі}0} = 2080 \left(\frac{\rho}{r} \right)^{\frac{3}{2}} \left(\frac{1}{K_{\text{çäi}}} \right)^{\frac{1}{2}} L^{\frac{3}{2}}, \quad (6.12)$$

$$R_{\text{іі}0} = 9,357 \left(\frac{\rho}{r} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{K_{\text{çäi}}} \right)^{\frac{1}{2}} L^{\frac{1}{2}}, \quad (6.13)$$

де $V_{\text{іі}0}$ – оптимальний об'єм проводу котушки, см³. Інші позначення ті ж самі.

Формули (6.10)-(6.13) дозволяють більш чітко та наглядно представити вплив на параметри котушки матеріалу (ρ), що використовується, та різних конструктивних рішень ($K_{\text{çäi}}$).

Існуючі бетонні реактори, що використовуються у стаціонарних установках, мають крок намотки 35×45 мм. При проводі перерізом від 185 до 320 мм² це дає коефіцієнт заповнення обмоткового простору від 0.1174 до 0.203. Якщо, наприклад, підвищити коефіцієнт заповнення $K_{\text{çäi}}$ обмоткового

простору в 3 рази, то при збереженні незмінним опору котушки витрата матеріалу на них буде знижена в $\sqrt{3}$ раз. Низькі коефіцієнти заповнення обмоткового простору існуючих конструкцій звичайно не дозволяють виготовити котушку із оптимальним співвідношенням параметрів. Як правило, в цих конструкціях зменшений радіус намотки реактора та збільшене відношення $\frac{h}{d}$. Отже, задача створення малогабаритних та високо економічних котушок індуктивності зводиться до вибору конструкції котушки, при якій буде забезпечено найвищий коефіцієнт заповнення $K_{\text{заї}}$ обмоткового простору. Розглянемо цю задачу.

Для досягнення високого значення $K_{\text{заї}}$ передусім відмовимося від традиційного виконання котушок круглим проводом та перейдемо до використання спеціальних проводів прямокутного перерізу із транспозицією жил. При постійному струмі можливе виконання котушок голими шинами. Одночасно відмовимося від використання бетону у якості конструктивного матеріалу.

При проводі прямокутного перерізу котушки можуть бути виконані або дисковими або циліндричними. Так як реактори в основному проектують на значні струми, а отже, і великі перерізи проводів, то дискові котушки в цьому випадку з технологічних причин використовувати більш доцільно, ніж циліндричні. При групуванні дисків з голих шин по два транспозиційних з'єднання з внутрішньої сторони дисків виконаємо ще при намотці котушок. В цьому випадку монтажні з'єднання котушок будуть виконуватися тільки з їх зовнішньої сторони. Кріплення дисків виконувати бандажами із діелектричної стрічки. Ці ж бандажі використаємо у якості дистанційних прокладок між дисками. Кількість дистанційних прокладок уточнюється за міцнісним розрахунком.

При збереженні втрат в малогабаритних котушках на рівні втрат в існуючих подібних пристроях густина струму не повинна бути більше 1...2 А/мм² для алюмінію та 3...4 А/мм² – для міді [133].

Результати чисельних розрахунків. Користуючись вищенаведеними рекомендаціями та формулами, спроектуємо в першому наближенні реактор для комплектної ТП постійного струму з оптимальним співвідношенням параметрів, тобто такими, при яких із виконанням умов мінімальних габаритів зберігаються виконаними також і умови мінімізації втрат електроенергії та витрату матеріалу.

У якості вихідних даних були прийняті: номінальна напруга 3 кВ; максимальна напруга реактора 8 кВ; номінальний струм 6500 кА; індуктивність 5,5 мГн.

У результаті розрахунку за формулами (6.5)-(6.9) було розраховано реактор з наступними параметрами: середній радіус 900 мм; висота 600 мм; товщина обмотки 550 мм; кількість витків 55; кількість дисків 11; кількість витків у диску 5; відстань між витками в диску 6 мм; відстань між дисками в реакторі 16 мм.

Порівняння характеристик реактора РБФА-У з вище спроектованим подано у таблиці 6.1.

Отже, на сьогодні навіть в таких нескладних, але важливих пристроях, як згладжуючі реактори, існують шляхи підвищення їх техніко-економічних характеристик. Це досягається можливістю проведення для них розрахунків за оптимальними умовами та параметрами і дає змогу знизити як витрати на виробництво, так і втрати електроенергії.

У порівнянні з реакторами, що застосовуються сьогодні, економія намоткового матеріалу в реакторах з оптимальними параметрами становить 17,18 %. На стільки ж відсотків знижуються і втрати електроенергії, при умові однакової перепускної спроможності за струмом.

Якщо ж габарити розраховуваного реактора витримати такими ж, як у традиційного реактора РБФА-У-6500/3000, тоді новий реактор буде мати більшу індуктивність L_p , що дорівнює 6,45 мГн, а отже і більший коефіцієнт згладжування $K_{\text{НАЕ}}^{(k)}$, який є основним показником ефективності згладжуючої дії

підстанційних пасивних енергетичних фільтрів і який визначається за виразом [8, 136]:

$$K_{\tilde{N}\tilde{A}\tilde{E}}^{(k)} = \frac{\omega^{(k)} m L_p C^{(k)}}{\alpha \operatorname{tg} \delta}, \quad (6.14)$$

де $\omega^{(k)}$ – кутова частота k -ої гармоніки; m – кількість тактів схеми випрямлення; $\tilde{N}^{(k)}$ – ємність згладжуючого пристрою для контура k -ої гармоніки; α – коефіцієнт, що враховує активні опори провідників, контактів, котушок; $\operatorname{tg} \delta$ – кут втрат в конденсаторах.

Таблиця 6.1

Порівняльні характеристики існуючого і розробленого реакторів

Малогабаритний реактор	РБФА-У-6500/3000 (два блока)	Тип	Габаритні розміри, мм										Дані обмотки				Маса намоткового матеріалу, кг
			Індуктивність, мГн		Зовніш- ній діаметр		Внутріш- ній діаметр		Діаметр по осях ізоляторів	Висота		Тип та довжина обмоткового проводу, м	Число паралельних віток	Число проводів в пазу	Число витків в ряду	Число горизонтальних рядів	
					По бетону	По проводу	По бетону	По проводу									
8	3,3	Номінальна напруга, кВ	6500	5,5	2540	2438	1590	1500	2000	2700	2240	А-240, 5600	4	4	8	28	6400
6500		Номінальний струм, А															
5,5																	
-																	
2350																	
-																	
700																	
1800																	
-																	
600																	
ПАТ-12,5×40, 2000																	
6																	
1																	
5																	
11																	
5300																	

6.3 Компенсація інтергармонік

Як впливає із вищенаведеного аналізу електроенергетичних процесів у системі тягового електропостачання (розділи 4 і 5) і виразу (3.62), непродуктивні втрати електроенергії ΔP_A в тяговій мережі обумовлені технологічними змінами випрямлених фідерних напруги і струму, які, в свою чергу, обумовлюють виникнення і перетікання реактивної потужності по Фризе Q_0 . Одночасно, спектральний аналіз зазначених напруг і струмів показав, що вони містять ІГ [137]. Тому зменшення втрат ΔP_A в тяговій мережі повинно передбачати компенсацію ІГ, тобто потужності Q_0 .

6.3.1 Обґрунтування і методика визначення форми та параметрів струму компенсуючого пристрою

Серед існуючих підходів для електричних кіл несинусоїдних електричних величин найбільш поширеним способом компенсації реактивної потужності по Фризе Q_0 отримав спосіб поперечної компенсації [138], яка призводить до усунення непродуктивних втрат, а також зменшує діюче значення струму і установлену потужність джерела електроенергії до мінімально можливої величини. Повна компенсація Q_0 за критерієм мінімуму втрат електроенергії передбачає виконання протягом певного інтервалу часу τ строгої пропорційності між функціями напруги $U_a(t)$ і струму $I_a(t)$ (або струму і напруги) на затискачах ЕРС, тобто, щоб

$$\frac{U_a(t)}{I_a(t)} = R_\Sigma(t) = \text{const} \quad \text{або} \quad \frac{I_a(t)}{U_a(t)} = G_\Sigma(t) = \text{const}, \quad (6.15)$$

де $R_\Sigma(t)$ і $G_\Sigma(t)$ – сумарні параметричний опір і провідність відносно вхідних затискачів ЕРС.

У такому випадку здійснення компенсації Q_0 необхідно виконувати за миттєвими величинами з використанням принципу слідкування за формою струму. Тобто, необхідна розробка адаптивних систем слідкування за

миттєвими значеннями випрямлених напруги і струму. Тому для структурно-параметричного синтезу схеми компенсуючого пристрою (КП) необхідно знати форму струму $I_{\hat{e}}(t)$, який повинен генерувати компенсатор, а також його параметричну провідність $G_{\hat{e}}(t)$. Викладемо теоретичне обґрунтування загальної методики визначення цих величин-функцій.

Розкладемо провідності $G_{\hat{e}}(t)$, $G_{\hat{a}}(t)$ на постійні і змінні складові.

$$\begin{aligned} G_{\hat{e}}(t) &= G_{\hat{e}0} + G_{\hat{e}\sim}(t), \\ G_{\hat{a}}(t) &= G_{\hat{a}0} + G_{\hat{a}\sim}(t). \end{aligned} \quad (6.16)$$

У відповідності з наведеною вище умовою, що $\frac{I(t)}{U(t)} = G(t) = \text{const}$, має місце

умова по сумарній вхідній провідності $G_{\Sigma}(t)$ (рис. 6.3):

$$\frac{I(t)}{U(t)} = G_{\Sigma}(t) = G_{\hat{e}0} + G_{\hat{e}\sim}(t) + G_{\hat{a}0} + G_{\hat{a}\sim}(t) = \text{const}. \quad (6.17)$$

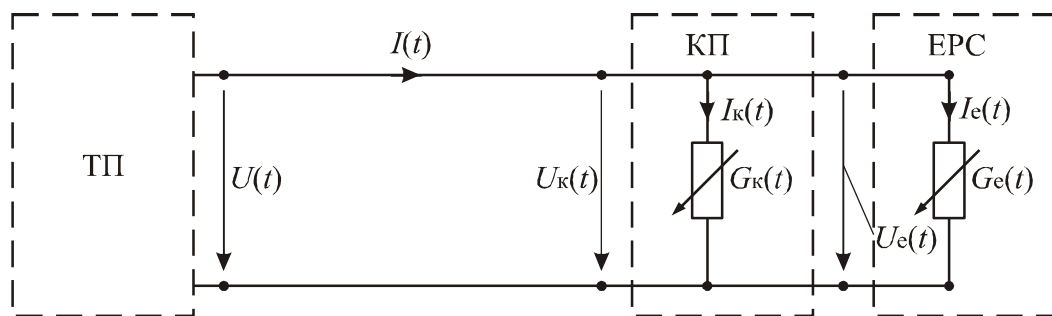


Рис. 6.3. Розрахункова схема компенсації неактивної потужності Q_0 , де $I(t)$, $I_{\hat{e}}(t)$, $I_{\hat{a}}(t)$ – струми відповідно ТМ, компенсуючого пристрою, одиниці ЕРС; $G_{\hat{e}}(t)$, $G_{\hat{a}}(t)$ – параметричні провідності відповідно компенсатора і ЕРС.

Припустимо, що компенсуючий пристрій реалізовано на основі напівпровідникових і реактивних елементів, тобто в ньому відсутні резистивні елементи й тим самим цей компенсатор не перетворює електроенергію в інші форми енергії, тоді справедливим є, що $G_{\hat{e}0} = 0$ і (6.17) спрощується

$$G_{\Sigma}(t) = G_{\hat{e}\sim}(t) + G_{\hat{a}0} + G_{\hat{a}\sim}(t) = \text{const}. \quad (6.18)$$

де $G_{\hat{a}0} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} G_{\hat{a}}(t) dt$.

А для наближення форми струму $I(t)$ до форми напруги $U(t)$ необхідно виконання такої умови (що випливає із (6.18)): щоб шукана провідність компенсуючого пристрою дорівнювала:

$$G_{\hat{e}}(t) = G_{\hat{e}\sim}(t) = -G_{\hat{a}\sim}(t), \quad (6.19)$$

що є першою умовою синтезу схеми компенсуючого пристрою.

Далі визначимо форму $I_{\hat{e}}(t)$, для чого, згідно з законом Ома для схеми рис. 6.1 та виразом (6.18), запишемо

$$I(t) = G_{\Sigma}(t)U(t) = (G_{\hat{e}\sim}(t) + G_{\hat{a}0} + G_{\hat{a}\sim}(t))U(t). \quad (6.20)$$

З урахуванням умови (6.19) вираз (6.20) прийме вигляд

$$I(t) = G_{\hat{a}0}U(t). \quad (6.21)$$

Одночасно, для вузла схеми рис. 6.3 за першим законом Кірхгофа маємо:

$$I(t) = I_{\hat{e}}(t) + I_{\hat{a}}(t). \quad (6.22)$$

Прирівнявши (6.21) і (6.22), отримаємо

$$I_{\hat{e}}(t) = -I_{\hat{a}}(t) + G_{\hat{a}0}U(t). \quad (6.23)$$

де $G_{\hat{a}0} = \frac{P_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2}, \quad (6.24)$

де $P_{\hat{a}}$ – потужність споживана ЕРС;

$U_{\hat{a}}$ – діюче за термін $[0... \tau]$ значення напруги $U(t)$.

Підставивши (6.24) в (6.23), отримуємо остаточний вираз струму $I_{\hat{e}}(t)$, який повинен «генерувати» компенсуючий пристрій

$$I_{\hat{e}}(t) = -I_{\hat{a}}(t) + \frac{P_{\hat{a}}}{U_{\hat{a}}^2}U(t), \quad (6.25)$$

звідки і з урахуванням (6.11) «нове» (після вмикання компенсатора) значення струму в ТМ буде:

$$I'(t) = \frac{P_{\dot{a}}}{U_{\dot{a}}^2} U(t), \quad (6.26)$$

а його діюче значення буде $I'_{\dot{a}}(t)$. Помноживши (6.25) на $U(t)$, визначимо миттєву потужність компенсатора

$$p_{\dot{e}}(t) = U(t)I_{\dot{e}}(t) = -U(t)I_{\dot{a}}(t) + \frac{P_{\dot{a}}}{U_{\dot{a}}^2} U^2(t), \quad (6.27)$$

$$U(t)I_{\dot{a}}(t) = p_{\dot{a}}(t), \quad (6.28)$$

де $p_{\dot{a}}(t)$ – миттєва потужність ЕРС,

тоді активна потужність $P_{\dot{a}}$ ЕРС визначиться як

$$P_{\dot{a}} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} p_{\dot{a}}(t) dt. \quad (6.29)$$

Із наведених міркувань і отриманого виразу (6.25) випливає така методика визначення струму $I_{\dot{e}}(t)$ компенсатора.

1. Здійснюємо синхронний моніторинг (за добу чи за місяць – це термін $[0... \tau]$) напруги $U(t)$ на виході ТП і на струмоприймачі ЕРС, а також його струму $I_{\dot{e}}(t)$ і в тяговій мережі $I(t)$; до вмикання компенсатора $I(t) = I_{\dot{e}}(t)$.
2. Визначаємо їх діючі за $[0... \tau]$ значення $U_{\dot{A}}(t)$ та $I_{\dot{a}\dot{A}}(t) = I_{\dot{A}}(t)$, а також установлену (повну) потужність ТП (до вмикання КП): $S = U_{\dot{A}}(t)I_{\dot{A}}(t)$.
3. Визначаємо функцію миттєвої потужності $p_{\dot{e}}(t)$ ЕРС за виразом (6.28).
4. Знаходимо за формулою (6.29) активну потужність $P_{\dot{a}}$, що споживає ЕРС; ця величина $P_{\dot{a}}$ дорівнює потужності ТП $P_{\text{Ої}}$ (до вмикання компенсатора).
5. Користуючись виразом (6.25), визначаємо функцію миттєвого струму $I_{\dot{e}}(t)$ компенсатора.
6. Визначаємо миттєву потужність компенсатора $p_{\dot{e}}(t)$ за формулою (6.27).

7. Знаходимо сумарну миттєву потужність $p_{\Sigma}(t)$ компенсатора та ЕРС як:
- $$p_{\Sigma}(t) = p_{\epsilon}(t) + p_a(t). \text{ Ця потужність } p_{\Sigma}(t) \text{ буде також «новим» (після вмикавання компенсатора) виразом миттєвої потужності ТП.}$$
8. Визначаємо «нове» значення активної потужності P_{Σ} ТП за виразом
- $$P_{\Sigma} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} p_{\Sigma}(t) dt \text{ і переконуємося, що воно дорівнює } P_{0i}, \text{ тобто активна потужність, що споживається ЕРС від ТП, залишається незмінною.}$$
9. Визначаємо «нове» значення установленної потужності ТП $S' = U(t)I'_A(t)$ і переконуємося, що воно менше значення S , яке було до вмикавання компенсатора. Тобто, якщо струм компенсатора $I_{\epsilon}(t)$ буде «генеруватись» за виразом (6.25), тоді ефект компенсації реактивної потужності Q_0 (по Фризе) буде досягнуто.

Нижче, на рис. 6.4, в якості прикладу, застосовано викладену методику для визначення $I_{\epsilon}(t)$ та інших величин для реальної ділянки Письменна – Ул'янівка, на якій експлуатуються електровози ДЕ1 (ДЕ1 №007, машиніст Яровий та ДЕ1 №003, машиніст Стефашин) та інші.

6.3.2 Схема гібридного фільтра

Структурно-параметричний синтез компенсуючих пристроїв, які забезпечують «генерування» струму $I_{\epsilon}(t)$ за знайденим виразом (6.25) і які б відповідали провідності $G_{\epsilon\sim}(t)$, можливо здійснювати на основі багатьох схемних рішень, аналіз яких показує, що для розв'язання задач компенсації ІГ одним із таких рішень є схема гібридного фільтра послідовного типу (рис. 6.5), яка приведена і проаналізована в роботі [139]. Активний фільтр може бути складений з ємнісного накопичувача енергії $\tilde{N}_{i\grave{a}}$ і однофазного вентильного мостового комутатора на двоквадрантних ключах змінного струму (VS1–VS4).

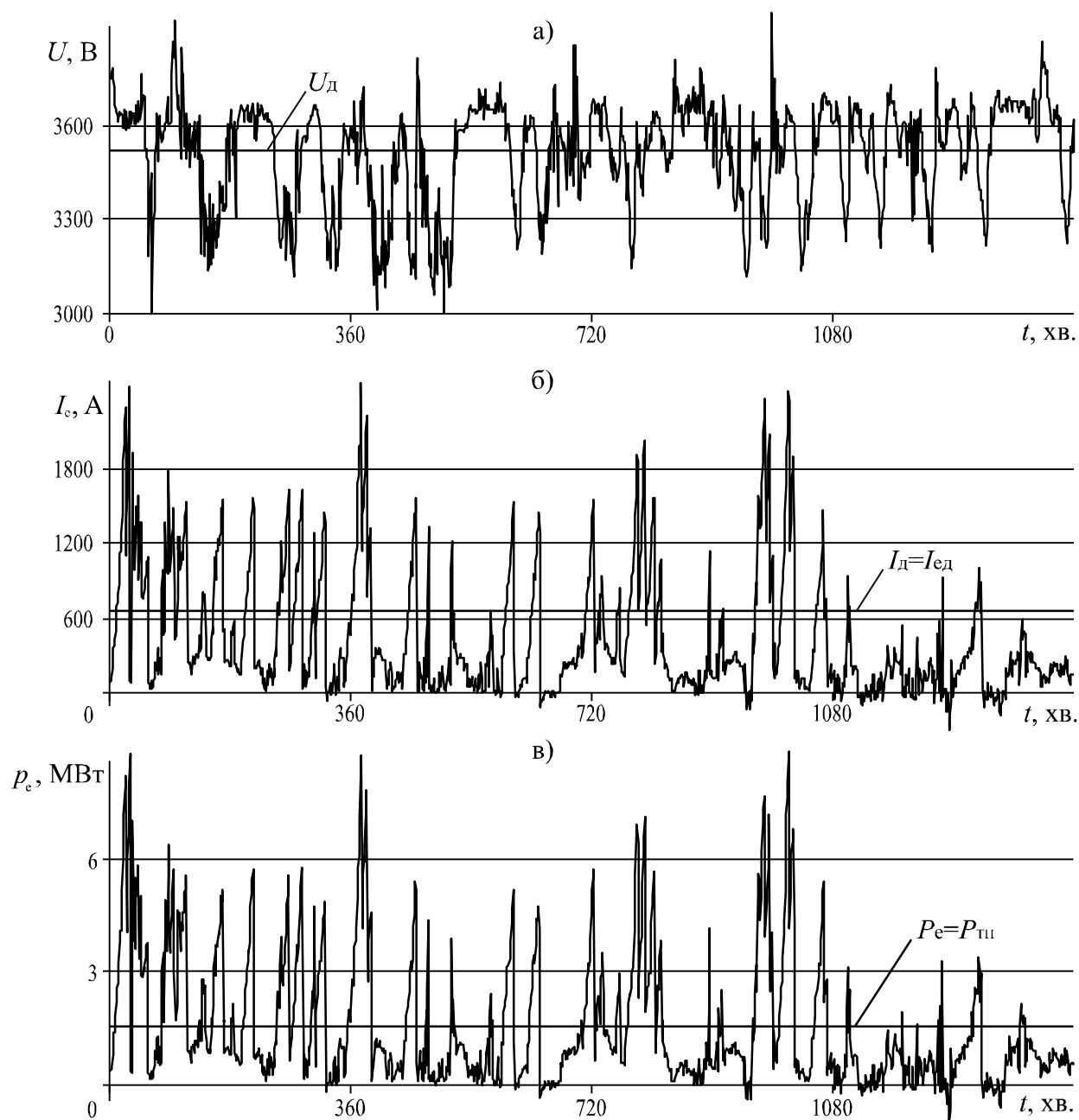


Рис. 6.4. Регістрограми та діючі значення напруги (а), струму (б), функція та середньоарифметичне значення миттєвої потужності ЕРС (в), струм компенсатора (г) та мережі після його увімкнення (д), функція миттєвої потужності компенсатора (е), функція та середньоарифметичне значення миттєвої потужності ТП (ж) після вмикання компенсатора.

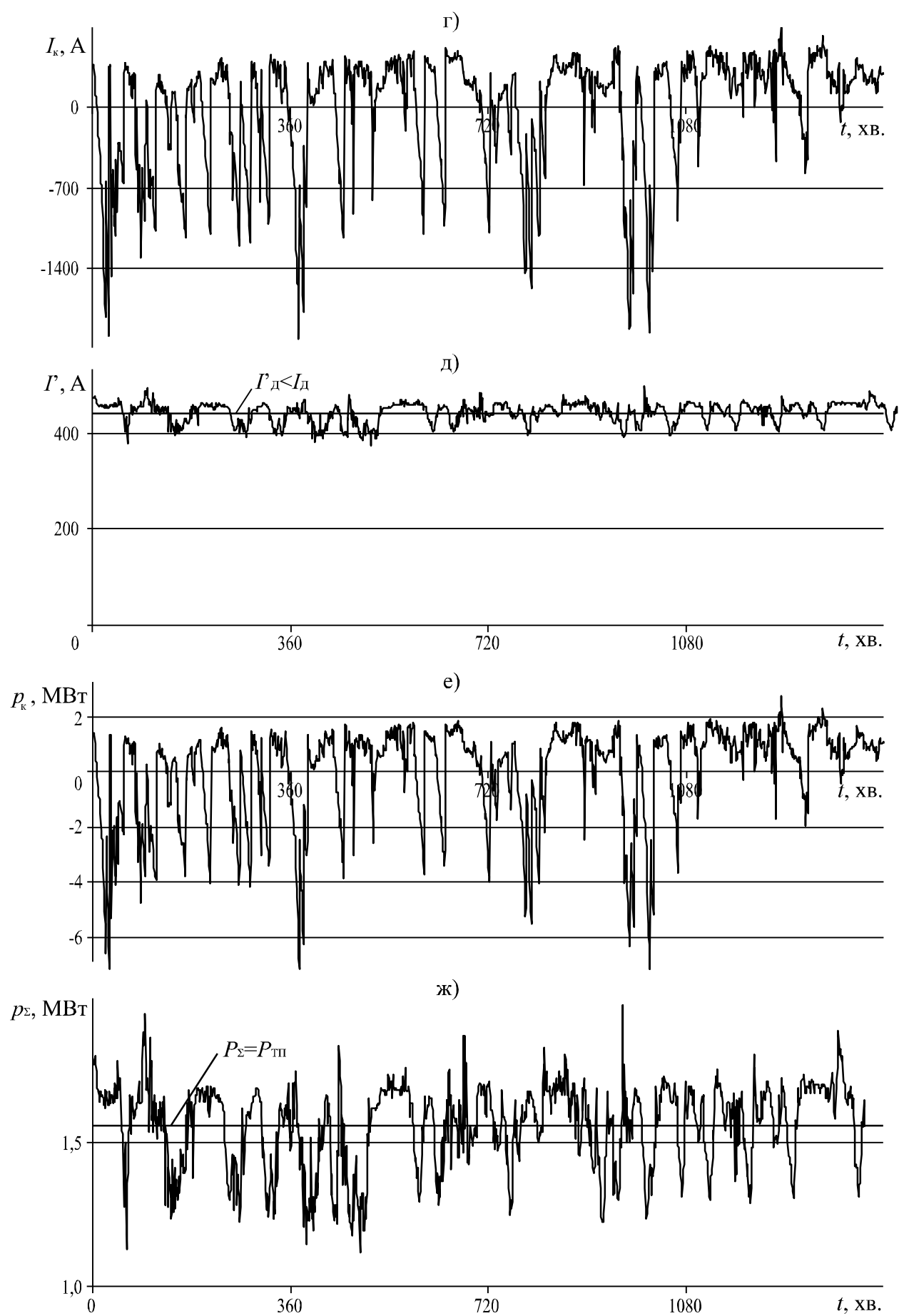


Рис. 6.4.

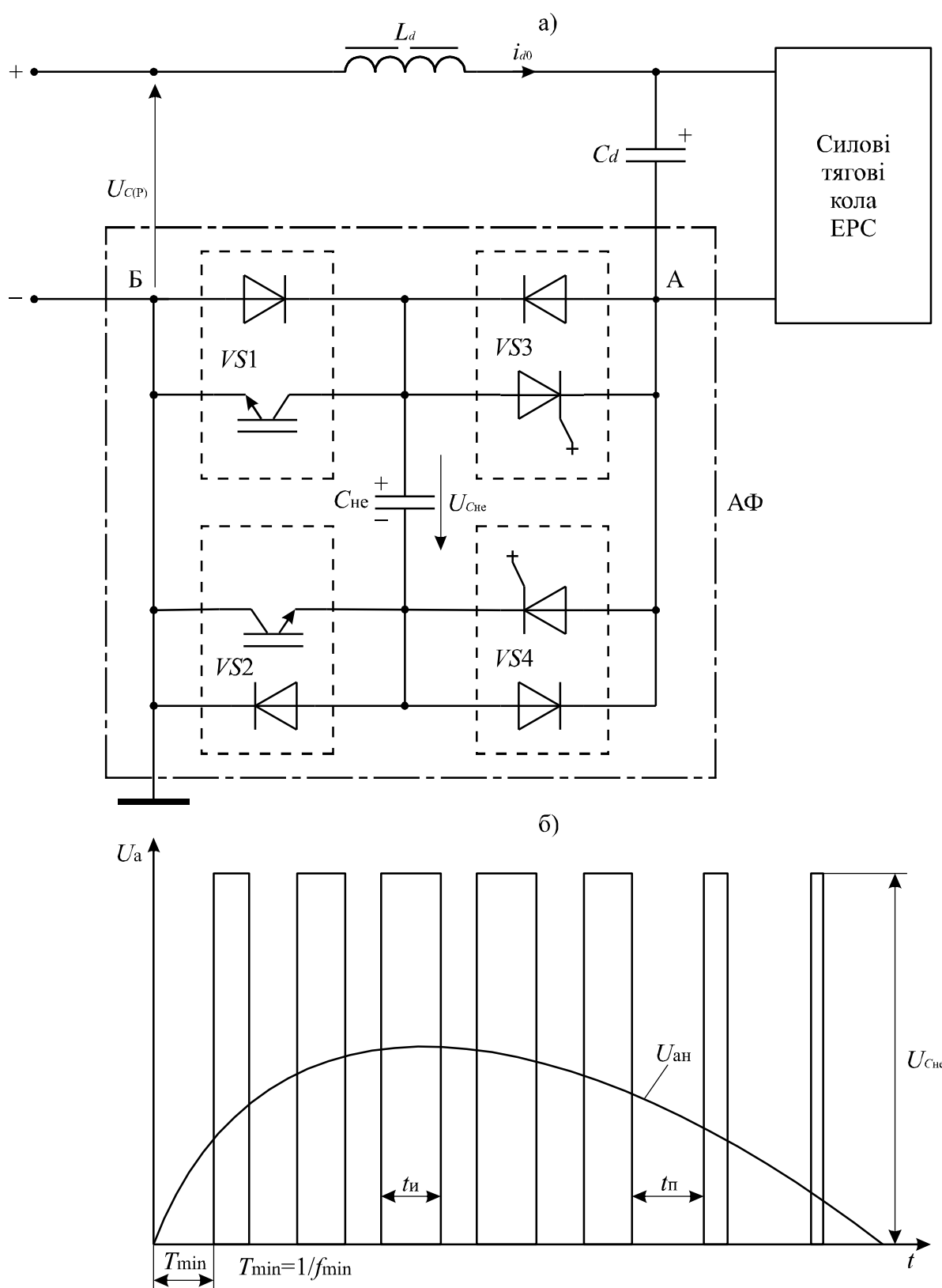


Рис. 6.5. Гібридний фільтр послідовного типу: а) силова схема; б) діаграма формування низькочастотної складової напруги на виході активного фільтру методом однополярної $U_{\text{аі}}$ ШІМ.

При цьому, лівий напівміст ($VS1, VS2$) комутує з високою несучою частотою (частотою ШІМ) і тому виконується тільки на швидкодіючих силових ключах, наприклад, типу IGBT, а правий ($VS3, VS4$) – з низькою частотою (частотою обвідної $U(t)$, яка дорівнює і протифазна до гармоніки, що подавлюється) і тому може виконуватися на менш швидкодіючих силових ключах, але з більш високою перевантажувальною здатністю по струму, наприклад, типу IGCT. Принцип дії такого імпульсного активного фільтра з керуванням по збудженню складається з генерування низькочастотних гармонійних складових напруги, які чисельно дорівнюють і є у протифазі відносно гармонік, що подавлюються [139].

Таким чином, в внутрішній структурі послідовного гібридного фільтра низькочастотні гармоніки, які генеруються активним фільтром, вмикаються зустрічно-послідовно в коло з небажаними низькочастотними гармоніками, що генеруються основним випрямлячем, а в структурі паралельного гібридного фільтра – зустрічно-паралельно.

Дію активного фільтра в схемі рис. 6.5, а розглянемо, задаючись будь-яким з двох робочих напрямків вхідного струму i_{d0} , наприклад, таким, як показано на рис. 6.5, а стрілкою (режим тяги) [139]. При цьому напрямок струму i_{d0} в інтервалі імпульсу t_e працюють керовані прилади ключів $VS1$ та $VS4$, а інші два ключі ($VS2$ та $VS3$) комутатора вимкнені. В цьому випадку струм i_{d0} затікає у негативний полюс джерела струму через тиристор $VS4$, конденсатор накопичувача енергії C_{i_a} , транзистор $VS1$ і тим самим на виході активного фільтра (точки А і Б) виникає напруга U_a . Якщо ж вимкнути транзистор ключа $VS1$, що відповідає інтервалу паузи t_i , то струм i_a перейде із кола $VS4, C_{i_a}, VS1$ в коло $VS4, VS2$, де в ключі $VS2$ він буде протікати крізь діод. При цьому вихід активного фільтра (точки А і Б) буде замкнений накоротко і на його виході формується нульова напруга. В цьому стані активний фільтр знаходиться і при перевантаженні за струмом, наприклад, при

заряді конденсатора C_d від джерела живлення $U_{c(p)}$, що дозволяє виключити з кола струму швидкодіючі ключі на транзисторах, які мають низьку перевантажувальну здатність за струмом.

В усталеному режимі активний фільтр формує на своєму виході необхідну обвідну напруги U_{ai} і діє як інвертор напруги з однополярною широтно-імпульсною модуляцією (ШИМ), що пояснюється діаграмою рис. 6.5, б. Таким чином, для формування обвідної U_{ai} , яка приведена на рис. 6.5, б, у стані «імпульс» працює тиристор ключа VS4 і транзистор ключа VS1. У стані «пауза» проводять тиристор ключа VS4 і діод ключа VS2. При зміні знака обвідної U_{ai} тиристор ключа VS4 вимикається і тоді для формування імпульсу працюють діод ключа VS3 та діод ключа VS2. В інтервалі «пауза» працюють діод ключа VS3 і транзистор ключа VS1.

Щоб забезпечити такий усталений режим, на ємнісному накопичувачі енергії $C_{i\grave{a}}$ за допомогою окремого каналу системи керування підтримується напруга, яка трохи більша або дорівнює у порівнянні з амплітудою гармонік, що придушуються (пульсацій)

$$U_{Ci\grave{a}} \geq K_{nu} U_d, \quad (6.30)$$

де U_d – постійна складова напруги на конденсаторі фільтра C_d ;

K_{nu} – коефіцієнт пульсацій напруги на конденсаторі фільтра C_d .

Відшкодування втрат енергії в активному фільтрі забезпечується при цьому за рахунок джерела живлення $U_{c(p)}$ шляхом формування обвідної U_{ai} невеликої постійної складової U_{ai0} , яка має напрямок, що співпадає з напрямком струму i_{d0} .

Зазначимо, що ємнісний накопичувач енергії $C_{i\grave{a}}$ перешкоджає проникненню імпульсів перенапруги на вхід активного фільтра, бо крізь відкриваючі зворотні діоди ключів VS1-VS4 вентильного комутатора він шунтує вхід активного фільтра при будь-якій полярності напруги U_a . Окрім того, при коротких замиканнях на вході перетворювально-регулюючого блоку,

розряд фільтрового конденсатора C_d бути проходити повз активний фільтр, що є однією з переваг гібридного фільтра послідовного типу у порівнянні з гібридними фільтрами паралельного типу.

Як відомо, покращення ПЯЕ в СЕТ постійного струму в наш час відбувається підстанційними пасивними фільтрами, які направлені на зниження пульсацій випрямленої напруги. Але вони, як показують дослідження [45, 46], по-перше, функціонують неефективно, а по-друге, є джерелами реактивної потужності тільки для ліній зовнішнього електропостачання, а процеси «внутрішнього» споживання реактивної потужності тяговою мережею та ЕРС залишаються без змін. Така ситуація спостерігається внаслідок того, що компенсуючі пристрої (або фільтри вищих гармонік) увімкнені не до вузла навантаження, яким є ЕРС. Оскільки останній є нестаціонарним навантаженням, відтак, фільтро-компенсуючі пристрої необхідно розташовувати на самому ЕРС, тобто необхідна розробка і установка так званих бортових компенсуючих пристроїв [140]. Способи вирішення цієї проблеми можуть бути запозичені з промислової енергетики, але з урахуванням специфіки питань масо-габаритного фактора для ЕРС. Однак можна вже заздалегідь припустити, що пасивні та активні енергетичні фільтри, в силу їх недоліків, застосування не знайдуть. Доцільно шукати рішення зазначеної проблеми на основі використання гібридних енергетичних фільтрів, схема одного із варіантів яких описана вище.

6.4 Розрахунок можливого річного економічного ефекту

Виконаємо цей розрахунок згідно з [141] за даними міжпідстанційної зони Горяїново-Сухачівка.

Як було зазначено вище, непродуктивні втрати електроенергії $\Delta W_{\tilde{A}}$ є некорисними і тому бажано зменшити їх до нуля. Однак приймемо, що за рахунок заходів, запропонованих у розділі 6, величина $\Delta W_{\tilde{A}}$ зменшується не до нуля, а на 90%. Тоді, згідно даних табл. 5.8 для ділянки Горяїново-Сухачівка, величина добової економії електроенергії за рахунок зменшення $\Delta W_{\tilde{A}}$ буде

$$\Delta W_A = 2849,5 \cdot 0,9 = 2564,55 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

а річна економія

$$2564,55 \cdot 365 = 936060,8 \text{ кВт}\cdot\text{год.} = 936,06 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Згідно з [1], оптова розрахункова ціна на електроенергію у 2009 році склала 428,55 грн. за 1 МВт·год. Тоді річний економічний ефект E за рахунок економії електроенергії складе

$$E = 936,06 \cdot 428,55 = 401149 \text{ грн.}$$

Ця величина E може бути збільшена за рахунок економії матеріалів при застосуванні розробленого більш малогабаритного згладжуючого підстанційного реактора.

6.5 Висновки до розділу 6

1. Одним з ресурсозберігаючих технологічних шляхів підвищення ЯЕ в СЕТ постійного струму є доповнення традиційної схеми некерованого чи керованого випрямляча на ТП вольтододатковим перетворювачем з одночасною заміною існуючого згладжуючого реактора на новий оптимальної форми і параметрів. Це дозволить не лише підвищити коефіцієнт потужності живлячої мережі до 0,98...0,99, але й знизити на 17,18% втрати електроенергії і намоткового матеріалу в згладжуючих реакторах.

2. Розроблена з використанням принципу слідкування за формою струму методика дозволяє визначити форму і параметри компенсуючого струму (струму компенсуючого пристрою), який необхідно знати при розв'язанні задач структурно-параметричного синтезу схеми компенсатора, тобто для створення адаптивних систем слідкування за миттєвими значеннями випрямленого струму.

3. Для розв'язання задач компенсації ІГ, як складових тягового струму і фідерних напруг, одним із ефективних схемотехнічних рішень є описана в роботі схема гібридного фільтра послідовного типу.

ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі на основі результатів виконаних теоретичних і експериментальних досліджень вирішена важлива науково-технічна задача підвищення ефективності використання та якості електроенергії в системі тягового електропостачання постійного струму. Отримані результати у сукупності мають суттєве значення в області електричного транспорту і його електропостачання.

Основні наукові результати, висновки і практичні рекомендації полягають у наступному.

1. Нарівні зі щорічним зростанням кількості електроенергії, що витрачається безпосередньо на електричну тягу від 82,5 до 85,1% (за період 2004-2009 рр.), а також збільшенням її закупівельного тарифу від 9,9 до 39,0%, найбільш помітним є також зростання об'єму (від 3286,4 до 5322,4 млн. квар за ті ж роки) реактивної потужності, споживаної залізницями і відповідно плата за неї (від 19,27 до 41,03 млн. грн.). Останнє, а, точніше, перетоки реактивної потужності, обумовлюють великі непродуктивні (додаткові) втрати електроенергії в живлячих мережах електрифікованих ділянок залізниць. І в той же час питання визначення, аналізу і зниження цих втрат залишається без уваги, як з боку Укрзалізниці, так і наукових кіл, що не дозволяє свідомо розробити достатні заходи по підвищенню рівня ефективності електропостачання в системі електричної тяги постійного струму.

2. Традиційна класична система критеріїв – коефіцієнтів (зсуву, спотворення, несиметрії, нерівномірності і реактивної потужності) оцінки ефективності електроенергетичних процесів в системі електричної тяги повинна бути доповнена таким додатковим енергетичним показником як непродуктивні (додаткові) втрати електроенергії в проводах зовнішніх і тягових мереж, абсолютна величина яких пропорційна квадрату реактивної потужності по Фризе Q_0 , що перетікає в елементах системи, а їх дисперсія пропорційна квадрату дисперсії тягового струму.

3. Розроблені в дисертації методи («дискретної електротехніки», дискретного перетворення Фур'є та кореляційних функцій) і методика визначення енергетичних показників системи тягового електропостачання достатньо точні ($\sim 2\%$ похибки), мають узагальнений характер і тому у повній мірі застосовувані як при детермінованому, так і стохастичному нестационарному неергодичному характеру зміни фідерних напруг і тягових струмів.

4. Вхідні напруга і струм, тобто в точках приєднання до живлячих ліній досліджених тягових підстанцій з 6-пульсними некерованими випрямлячами, суттєво несинусоїдні з $\varphi^{(1)} = +6^\circ$. Сумарний коефіцієнт спотворення напруги K_U перевищує нормально (6%) і гранично (8%) допустимі значення і складає 10,5%, а інтегральний показник гармонійного складу струму $I_{THD} = 17,1\%$, що також вище нормативної величини. Коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi = 0,237$, а непродуктивні втрати електроенергії ΔW_{Δ} в одному лінійному проводі живлячої лінії електропередачі склали 2,5 кВт·год.

На вхідних затискачах досліджених тягових підстанціях з 12-пульсними некерованими випрямлячами спотворення напруги і струму, істотно менші, що впливає із таких значень: $\varphi^{(1)} = +4^\circ$, $K_U = 4,6\%$, $I_{THD} = 9,91\%$, $\operatorname{tg} \varphi = 0,124$. В результаті спостерігаються менші непродуктивні втрати електроенергії, які склали 0,38 кВт·год.

5. Фідерна випрямлена напруга $U(t)$ на шинах +3,3 кВ у квазістаціонарному режимі являє собою випадковий стаціонарний ергодичний процес з одномірним у перетинах реалізацій статистичним розподіленням за законом Гаусса з функціями математичного сподівання $m_U(t) = 3323$ В і дисперсії $D_U(t) = 6742$ В².

Показники якості електроенергії не відповідають вимогам ГОСТ 13109-97:

- відхилення напруги складають 6,6...17,4% при нормативних 5% і граничних 10% значеннях;
- різкозмінні неперервні коливання напруги знаходяться в інтервалі 13,88...29,7% при нормально допустимих 6...10%. Особливо великий розмах коливань на пунктах секціонування, до 47,12% (напруга знижується до 2110 В при нормі 2700 В згідно з правилами технічної експлуатації);
- глибина провалів напруги досягає 36,1%.

6. Як фідерні, так і підстанційні випрямлені тягові струми являються стохастичними нестационарними процесами зі статистичним негауссовим у перетині реалізацій розподіленням (з асиметрією $As = 1,26...2,03$ і ексцесом $Ex = 1,45...4,84$). Фідерні струми більш різкозмінні, ніж підстанційні і змінюються протягом доби в діапазоні $-150...2940$ А з $m_I = 412...640$ А і $\sigma_I = 442,9...524,3$ А.

7. Спектральний склад як миттєвих графіків випрямлених напруг і струмів, так і «хвостів» їх кореляційних функцій свідчить, що випадкові процеси $U(t)$ і $I(t)$ містять інтергармоніки з діапазоном частот $0,3 \cdot 10^{-3}...1,5 \cdot 10^{-3}$ Гц, енергія яких складає відповідно 9 і 16 % відносно повних енергій процесів зміни $U(t)$ і $I(t)$.

8. Часові залежності реактивної потужності по Фризе (неактивної потужності) $Q_0(t)$, як і повної $S(t)$ та активної $P(t)$ потужностей, що передаються по тяговій мережі від тягової підстанції до електрорухомого складу, є різкозмінними функціями. Статистичні розподілення «миттєвих» (середніх за кожні 10 хв.) і «погодинних» (середніх за кожну годину) значень випадкової величини Q_0 не є гауссовськими з математичними сподіваннями відповідно 0,02...3,375 Мвар і 0,3...2,5 Мвар; «добові» (середні за кожну добу) підкоряються нормальному закону з параметрами: $m_{Q_0} = 0,55...2,2$ Мвар, $As = -0,192$, $Ex = -0,227$.

9. Динамічний характер потужностей S , P , Q_0 обумовлюють також динамічні часові зміни випадкових величин коефіцієнта потужності $\lambda(t)$ і коефіцієнта реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$. Математичне сподівання «добових» значень λ склало ($m_\lambda = 0,595$), а розкиди $0,38 \dots 0,784$, тобто менші, ніж нормативні значення $0,92 \dots 0,95$. Відповідно не виконується і нормативне значення $\operatorname{tg}\varphi = 0,25$, оскільки фактичні значення дорівнюють: $m_{\operatorname{tg}\varphi} = 1,431$, а розкиди – $0,8 \dots 2,56$. Стан дотримання нормативних значень «миттєвими» і «погодинними» значеннями величин λ і $\operatorname{tg}\varphi$ дещо кращий: найбільш імовірні значення λ спостерігаються в діапазоні $0,92 \dots 0,98$, а $\operatorname{tg}\varphi$ – $0,27 \dots 0,59$.

10. Непродуктивні $\Delta P_A(t)$ і продуктивні $\Delta P_I(t)$ втрати електроенергії в тягових мережах досліджених підстанційних ділянок є також випадковими величинами; в деякі інтервали часу $\Delta P_A > \Delta P_I$, а в деякі $\Delta P_A < \Delta P_I$. Величина непродуктивних втрат ΔP_A суттєво, у четвертому ступені, залежить від середньоквадратичного відхилення реактивної потужності $\sigma_{Q_0}^4$. При цьому абсолютні «миттєві» значення випадкових ΔP_A підкоряються експоненціальному закону з розкидом $7,5 \dots 102,4$ кВт і вони відносяться як: $\Delta P_A / \Delta P_I \approx 38\%$.

11. «Добові» непродуктивні втрати електроенергії підкоряються нормальному закону з параметрами, наприклад, для однієї із тягових мереж дослідженої ділянки: $M[\Delta W_A] = 2849,5$ кВт·год., $\sigma[\Delta W_A] = 529,2$ кВт·год., $As = -0,007$, $Ex = -0,475$.

Загалом для усіх досліджених тягових мереж непродуктивні втрати електроенергії ΔW_A складають $5,62 \dots 13,0\%$ по відношенню до споживаної (активної) електроенергії W і $100,4 \dots 136,7\%$ відносно продуктивних втрат ΔW_O ; одночасно, загальні втрати $\Delta W = \Delta W_A + \Delta W_O$ складають $11,22 \dots 17,2\%$ відносно споживаної W .

12. Підвищення ефективності тягового електропостачання системи постійного струму можливо застосуванням підстанційних випрямлячів з вольтододатковим перетворювачем (із замкненою системою компенсації) з одночасною заміною існуючих згладжуючих реакторів на нові оптимальної форми і параметрів, а також застосуванням гібридних фільтрів послідовного типу. За рахунок економії електроенергії, який має місце при використанні цих заходів, річний економічний ефект складає 401149 грн. на одну міжпідстанційну зону.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2004 році. – К.: «Укрзалізниця», 2005;
в 2005 році. – К.: «Укрзалізниця», 2006;
в 2006 році. – К.: «Укрзалізниця», 2007;
в 2007 році. – К.: «Укрзалізниця», 2008;
в 2008 році. – К.: «Укрзалізниця», 2009;
в 2009 році. – К.: «Укрзалізниця», 2010.
2. Корниенко В. В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы. Аналитический обзор / Корниенко В. В., Котельников А. В., Доманский В. Т. – К.: Транспорт Украины, 2004. – 196 с.
3. Малышко И. В. Основные направления энергосбережения на железнодорожном транспорте Украины / И. В. Малышко // Залізничний транспорт України. – 2007. – №1. – С. 12-14.
4. Данильченко В. І. Розвиток господарства електропостачання Укрзалізниці на період до 2020 року / В. І. Данильченко, І. І. Лагута, В. О. Фітін // Матеріали IV Міжнародної науково-практичної конференції «Транселектро-2010». – Крим, Мисхор, 2010. – С. 61-68.
5. Крестьянов М. Е. К определению потерь электрической энергии в тяговой сети / М. Е. Крестьянов, А. Н. Кувичинский // Тр. МИИТа. – М., 1971. – Вып. 380. – С. 3-12.
6. Манусов. Ю. Б. Экспериментально-расчетное определение потерь мощности в устройствах тягового электроснабжения двухпутных участков постоянного тока: дис. ... канд. техн. наук: 05.22.09 / Манусов Юрий Борисович. – Днепропетровск, ДИИТ, 1975. – 156 с.
7. Марквардт К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [для студ. вузов] / К. Г. Марквардт. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.

8. Мамошин Р. Р. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [для студ. вузов] / Р. Р. Мамошин, А. Н. Зимакова. – М.: Транспорт, 1980. – 296 с.
9. Бардушко В. Д. Анализ и параметрический синтез систем тягового электроснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01 / Бардушко Валерий Данилович. – Иркутск, 2001. – С. 133-154.
10. Сербиненко Д. В. Качество электрической энергии и степень взаимного влияния тяговых подстанций железных дорог постоянного тока и системы внешнего электроснабжения: автореф. дис. ... на соискание учен. степени канд. техн. наук / Дмитрий Владимирович Сербиненко. – М., 2003. – 24 с.
11. Кузнецов В. Г. Оценка потерь электроэнергии в тяговой сети магистральных железных дорог / В. Г. Кузнецов, Р. С. Мыцко, Д. А. Босый // Вісник ДНУЗТ. – 2007. – Вип. 18. – С. 34-37.
12. Поляков Н. Г. Об одном методе оценки эффективности электропотребления при несимметричных линейных нагрузках / Н. Г. Поляков, В. В. Кийко // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2002». – 2002. – Ч. 7. – С. 86-89.
13. Денисюк С. П. Оцінка складових втрат електроенергії в системах електроживлення з нелінійними нестаціонарними перетворювачами електроенергії / С. П. Денисюк, І. П. Радиш // Електротехніка. Праці ІЕД НАН України, К., 1999. – С. 60-70.
14. Музиченко О. Д. Оцінка додаткових втрат енергії, викликаних несиметрією та несинусоїдальністю режиму споживання в електричних мережах / О. Д. Музиченко, Ю. О. Музиченко // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2000». – 2000. – Ч. 3. – С. 89-94.
15. Скалозуб В. В. Ресурсосберегающие методы управления тягой поездов и совершенствования конструкций подвижного состава: дис. ... доктора техн. наук: 05.22.07 / Скалозуб Виктор Васильевич. – Днепропетровск, 2003. – 368 с.

16. Гетьман Г. К. Научные основы определения рационального мощностного ряда грузовых электровозов для железных дорог Украины: дис. ... доктора техн. наук: 05.22.09 / Гетьман Геннадий Кузьмич. – Днепропетровск, 2001. – 416 с.
17. Методика розрахунку технологічних втрат в пристроях електропостачання. ЦЕ 0007. Затв.: Наказ Укрзалізниці №342 від 28.02.03. – К., 2003. – 37 с.
18. Баранов А. М. Эксплуатационные требования к параметрам устройств энергоснабжения железных дорог, электрифицированным на постоянном токе / А. М. Баранов, Р. И. Мирошниченко // Труды ВНИИЖТа, вып. 174. – М.: Трансжелдориздат, 1959. – С. 15-54.
19. Почаевец Э. С. Уточненный расчет средних потерь мощности в тяговой сети электрифицированного транспорта / Э. С. Почаевец // Энергетика и транспорт. – 1974. – №4. – С. 44-55.
20. Доманский В. Т. Экспериментальное определение потерь энергии в электротяговых сетях постоянного тока / В. Т. Доманский, В. Ф. Блохин, Г. А. Доманская // Вестник ВНИИЖТа. – 1990. – №5. – С. 29-32.
21. Кручинин В. П. Автоматизация учета электропотребления на электрифицированной железной дороге / В. П. Кручинин, А. Л. Быкадоров, В. Т. Доманский [и др.] // Вестник ВНИИЖТа. – 1988. – №4. – С. 25-27.
22. Доманский В. Т. Система информационно-управляющего обеспечения рациональных режимов электропотребления электрифицированных линий железных дорог : автореф. дис. на соискание учен. степени доктор техн. наук : спец. 05.22.09 «Электрификация железнодорожного транспорта» / В. Т. Доманский. – М., 1993. – 48 с.
23. Цейтлін С. Ю. Аналіз та оперативне прогнозування електроспоживання на тягу поїздів на базі розвитку інформаційної моделі процесу перевезень : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.22.09 «Електрифікація залізничного транспорту» / С. Ю. Цейтлін. – Дніпропетровськ, 1999. – 20 с.

24. Землянов В. Б. Енергооптимальні технології аналізу та регулювання електроспоживання на тягу поїздів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.22.09 «Електротранспорт» / В. Б. Землянов. – Дніпропетровськ, 2000. – 20 с.
25. Кузнецов В. Г. Автоматизована система обліку та контролю електроенергії дистанцій електропостачання : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.22.09 «Електротранспорт» / В. Г. Кузнецов. – Дніпропетровськ, 2002. – 20 с.
26. Варенцова Т. В. Значения потерь мощности и напряжения в тяговых сетях при различных методах расчета / Т. В. Варенцова, И. И. Данилова, Э. П. Селедцов // Второй межд. симпозиум «Электрификация и н/т прогресс на ж.-д. тр-те». – Санкт-Петербург, 2003. – С. 130-131.
27. Давыдов Б. И. Об измерении потерь в контактной сети / Б. И. Давыдов // Вестник ВНИИЖТа. – 2007. – №1. – С. 42-44.
28. Кузнецов В. Г. Нормування витрат електроенергії на власні потреби тягових підстанцій / В. Г. Кузнецов, М. О. Іванов, Ф. О. Фічоряк // Вісник ДНУЗТ. – 2008. – Вип. 21. – С. 61-68.
29. Босий Д. О. Підвищення ефективності електропостачання системи електричної тяги змінного струму : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.22.09 «Електротранспорт» / Д. О. Босий. – Дніпропетровськ, 2010. – 21 с.
30. Тонкаль В. Е. Баланс энергий в электрических цепях / В. Е. Тонкаль, В. А. Новосельцев, С. П. Денисюк. – К.: Наук. думка, 1992. – 312 с.
31. Денисюк С. П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами: дис. ...доктора техн. наук: 05.09.05 / Денисюк Сергій Петрович. – К., «Київський політехнічний інститут», 2001. – 455 с.
32. Саенко Ю. Л. Реактивная мощность в системах электроснабжения с нелинейными нагрузками: дис. ...доктора техн. наук: 05.09.05 / Саенко Юрий Леонидович. – Мариуполь, «Приазов. Гос. Тех.. унивесит.», 2002. – 349 с.

33. Костін М. О. Неоднозначність визначення поняття «реактивна потужність» в колах несинусоїдних електричних величин / М. О. Костін, О. Г. Шейкіна // Гірнича електромеханіка та автоматика. – 2002. – Вип. 69. – С. 3-8.
34. Маевский О. А. Энергетические показатели вентиляльных преобразователей / О. А. Маевский. – М.: Энергия, 1978. – 320 с.
35. Демирчян К. С. Реактивная мощность на случай несинусоидальных функций / К. С. Демирчян // Изв. РАН. Энергетика. – 1992. – №1. – С. 3-18.
36. Демирчян К. С. Разложение мгновенной мощности на составляющие / К. С. Демирчян // Изв. РАН. Энергетика. – 1994. – №5. – С. 73-79.
37. Демирчян К. С. Реактивная или обменная мощность / К. С. Демирчян // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1984. – №2. – С. 66-72.
38. Жарков Ф. П. Об одном способе определения реактивной мощности / Ф. П. Жарков // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1984. – №2. – С. 73-81.
39. Жежеленко И. В. Реактивная мощность в задачах электроэнергетики / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко // Электричество. – 1987. – №2. – С. 7-12.
40. Тонкаль В. Е. Определение знака реактивной мощности на основе обменных процессов / В. Е. Тонкаль, В. Я. Жуйков, С. П. Денисюк, Ю. А. Яценко // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1988. – №1. – С. 149-150.
41. Панасенко Н. В. Обратимый преобразователь вольтодобавочного типа для подстанций электрифицированных железных дорог / Н. В. Панасенко, В. В. Божко, Ю. П. Гончаров // Залізничний транспорт України. – 2007. – №4. – С. 76-80.
42. Гончаров Ю. П. Тяговый выпрямляч з реверсивним вольтододатком на двохоопераційних напівпровідникових приладах / Ю. П. Гончаров, М. В. Панасенко, В. В. Божко // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2008». – 2008. – Ч. 2. – С. 16-21.
43. Гончаров Ю. П. Полупроводниковый преобразователь с вольтодобавкой в качестве активного фильтра / Ю. П. Гончаров, Н. В. Панасенко, В. В.

- Замаруев [и др.] // Технічна електродинаміка. Тем. вип. Силова електроніка та енергоефективність. – 2007. – Ч. 2. – С. 112-117.
44. Самсонкин В. М. Энергоэффективный преобразовательный агрегат с функциями фильтрации гармоник выходного напряжения тяговой подстанции системы электроснабжения постоянного тока 3 кВ / В. М. Самсонкин, Н. В. Панасенко, В. В. Божко, [и др.] // Вісник ДНУЗТ. – 2008. – Вип. 20. – С. 66-72.
45. Щербак Я. В. Анализ эффективности работы пассивных энергетических фильтров тяговых подстанций постоянного тока / Я. В. Щербак, И. В. Слободчиков // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. – 2009. – № 6. – С. 27-31.
46. Сиченко В. Г. Оцінка ефективності функціонування пасивних згладжуючих фільтрів тягових підстанцій / В. Г. Сиченко, В. А. Зубенко // Вісник ДНУЗТ. – 2008. – Вип. 25. – С. 63-68.
47. Бадер М. П. Исследование влияния устройств регулирования напряжения тяговой подстанции постоянного тока на смежные устройства / М. П. Бадер, В. П. Семенчук, В. Г. Сиченко // Вісник ДНУЗТ. – 2009. – Вип. 26. – С. 39-42.
48. Бадер М. П. Концепция обновления и перспективы технического развития систем тягового электроснабжения / М. П. Бадер, В. Г. Сиченко // Технічна електродинаміка. Тем. вип. Силова електроніка та енергоефективність. – 2009. – Ч. 2. – С. 88-93.
49. Щербак Я. В. Замкнутые системы компенсации неканонических гармоник полупроводниковых преобразователей / Я. В. Щербак. – Харьков: ХФИ «Транспорт Украины», 1999. – 256 с.
50. Щербак Я. В. Подавлення неканонічних гармонік мережійних струмів тягового випрямляча за допомогою резонансних фільтрів / Я. В. Щербак, К. В. Ягуп // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2006». – 2006. – Ч. 5. – С. 91-93.

51. Ягуп К. В. Подавлення неканонічних гармонік вхідних струмів тягової підстанції: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.22.09 «Електротранспорт» / К. В. Ягуп. – Харків, 2008. – 20 с.
52. Мустафа Г. М. Применение гибридных фильтров для улучшения качества электроэнергии / Г. М. Мустафа, А. М. Кутейникова, Ю. К. Розанов, И. В. Иванов // Электричество. – 1995. – №10. – С. 33-39.
53. Розанов Ю. К. Современные методы улучшения качества электроэнергии (аналитический обзор) / Ю. К. Розанов, М. В. Рябчинский // Электротехника. – 1998. – №3. – С. 10-17.
54. Зиновьев Г. С. Вентильные компенсаторы реактивной мощности, мощности искажения и мощности несимметрии на базе инвертора напряжения / Г. С. Зиновьев // Современные задачи преобразовательной техники. – К.: ИЭД АН УССР, 1975. – Ч. 2 – С. 247-252.
55. Шерман А. А. Анализ активных фильтров с последовательной компенсацией / А. А. Шерман, В. М. Рябенский // Труды Николаевского кораблестроительного института. – 1975. – Вып. 101. – С.77-82.
56. Гусев И. И. Активные энергетические фильтры для мощных преобразователей / И. И. Гусев, А. А. Шерман // Современные задачи преобразовательной техники. – К.: ИЭД. – Т. 6. – С.284-295.
57. Рябенский В. М. Некоторые вопросы синтеза активных фильтров с последовательной компенсацией / В. М. Рябенский, С. П. Нор // Труды Николаевского кораблестроительного института. – 1976. – Вып. 115. – С.46-52.
58. Губаревич В. Н. Основы проектирования активных энергетических фильтров / В. Н. Губаревич, В. М. Рябенский. – К.: АН УССР, 1979. – 15 с.
59. Дементьев Ю. А. Применение управляемых компенсирующих устройств / Ю. А. Дементьев, В. И. Кочкин, А. Г. Мельников // Электричество. – 2003. – №9. – С. 2-10.

60. Иньков Ю. М. Компенсаторы реактивной энергии сети со стабилизацией напряжения нагрузки трансформаторных подстанций / Ю. М. Иньков, В. С. Климаш // Электричество. – 2003. – №12. – С. 11-16.
61. Жежеленко И. В. Особенности выбора фильтро-компенсирующих устройств для снижения уровней интергармоник в электрических сетях промышленных предприятий / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко, Т. К. Бараненко // Промэлектро. – 2003 – № 6. – С. 9-15.
62. Волков И. В. Улучшение качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий посредством фильтров высших гармоник тока / И. В. Волков, М. Н. Курильчук, И. В. Пентегов, С. В. Рымар // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – №15. – С. 15-19.
63. Розанов Ю. К. Гибридные фильтры для снижения несинусоидальности тока в системах электроснабжения / Ю. К. Розанов, Р. П. Гринберг // Электротехника. – 2006. – №10. – С. 55-60.
64. Кириенко В. П. Комплексное устройство компенсации реактивной мощности и мощности искажения в системах питания с управляемыми выпрямителями / В. П. Кириенко, М. Н. Слепченков // Электричество. – 2006. – №11. – С. 33-40.
65. Levin M. Улучшение качества электроэнергии в электросетях с мощными 18-пульсными выпрямителями с помощью гексагональных автотрансформаторных устройств / М. Levin, И. В. Волков, И. В. Пентегов [и др.] // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2006». – 2006. – Ч. 4. – С. 25-28.
66. Иньков Ю. М. Компенсаторы неактивной энергии со стабилизацией напряжения трансформаторных подстанций / Ю. М. Иньков, В. С. Климаш, Д. П. Светлаков // Электротехника. – 2007. – №7. – С. 34-37.
67. Кошелев К. С. Выбор параметров статического компенсатора реактивной мощности СТАТКОМ / К. С. Кошелев, М. В. Пешков // Электротехника. – 2008. – №7. – С. 34-37.

68. Розанов Ю. К. Компенсация реактивной и искажающей мощностей в судовых и корабельных электроэнергетических системах / Ю. К. Розанов, Т. Ф. Лыонг // Электротехника. – 2008. – №10. – С. 36-40.
69. Коверникова Л. И. Выбор фильтров для централизованной нормализации напряжений высших гармоник в сети с распределенной нелинейной нагрузкой / Л. И. Коверникова // VI Міжнародна науково-технічна конференція. Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств. – Маріуполь, 2008 – С. 129-132.
70. Волков А. В. Исследование эффективности компенсации мощности искажений и реактивной мощности искажений и реактивной мощности электропотребителей посредством активного фильтра с релейным управлением / А. В. Волков, В. И. Бондаренко, В. А. Волков // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2008». – 2008. – Ч. 6. – С. 49-54.
71. Хохлов Ю. И. Применение компенсированных выпрямителей для питания тяговой загрузки / Ю. И. Хохлов // Электричество. – 2008 – №4 – С. 58-62.
72. Кочкин В. И. Традиционные и новые технологии управления режимами работы электрических сетей на основе устройств силовой электроники / В. И. Кочкин // Электротехника. – 2009. – №6. – С. 3-14.
73. Ермоленко А. В. Перспективы применения современных устройств активной фильтрации для нормализации качества электрической энергии в системе электрической тяги переменного тока / А. В. Ермоленко, Л. В. Ермоленко // Вестник ВНИИЖТа. – 2009. – №5. – С. 7-12.
74. Абрамов А. Н. Вентильные преобразователи с улучшенным коэффициентом мощности (обзор) / А. Н. Абрамов, В. Я. Денисов. – М.: Информэлектро, 1980 – 72 с.
75. Солодухо Я. Ю. Состояние и перспективы внедрения в электропривод статических компенсаторов реактивной мощности (обобщение отечественного и зарубежного опыта) / Я. Ю. Солодухо. – М. : Информэлектро, 1981. — 88 с.

76. Борисов Б. П. Электроснабжение электротехнологических установок / Б. П. Борисов, Г. Я. Вагин. – К.: Наук. думка, 1985. – 248 с.
77. Электромагнитная совместимость электроприемников промышленных предприятий / Под ред. Академика АН Украины А. К. Шидловского. – К.: Наук. Думка, 1992. – 236 с.
78. Скрыбимский В. С. Особенности учета энергии на тяговых железнодорожных подстанциях / В. С. Скрыбимский, Д. В. Сотников, Ю. Б. Манусов. – К.: ИЭД, 1978. – 28 с. – (Препринт / АН УССР, Ин-т электродинамики).
79. Антохин Ю. Л. Экспериментальное определение качества электроэнергии в высоковольтных электрических цепях / Ю. Л. Антохин, В. А. Бржезицкий, Я. А. Таран [и др.] // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2008». – 2008. – Ч. 7. – С. 81-82.
80. Денисюк С. П. Оцінка точності вимірювання складових електроенергії в системах з перетворювачами електроенергії / С. П. Денисюк, В. О. Кравцов // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2008». – 2008. – Ч. 1. – С. 61-66.
81. Гуртовцев А. Л. О суммарных предельных и реальных погрешностях электронных электросчетчиков / А. Л. Гуртовцев // Электрика. – 2007. – №7. – С. 16-23.
82. Киселев В. В. Влияние несинусоидальности напряжения и тока на показания электронных счетчиков электроэнергии / В. В. Киселев, И. С. Пономаренко // Пром. энергетика. – 2004. – №2. – С. 40-45.
83. Лебедев В. М. Статистический анализ режимов напряжения тяговых подстанций / В. М. Лебедев, Ю. Б. Манусов, Э. С. Почаевец, Я. Е. Савич // Тр. МИИТа. – М., 1979. – Вып. 636. – С. 102-106.
84. Манусов Ю. Б. Статистические характеристики подстанционных и фидерных токов / Ю. Б. Манусов, Э. С. Почаевец, Я. Е. Савич, Е. Д. Хмельницкий // Тр. МИИТа. – М., 1979. – Вып. 636. – С. 107-111.

85. Вентцель Е. С. Теория вероятностей [для студ. вузов] / Е. С. Вентцель. – М.: Наука, 1965. – 576 с.
86. Свешников А. А. Прикладные методы теории случайных функций / А. А. Свешников. – М.: Наука, 1968. – 463 с.
87. Гайдукевич Г. И. Вероятностная обработка осциллограмм электрических величин / Г. И. Гайдукевич. – М.: Энергия, 1972. – 112 с.
88. Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними: ДСТУ 3004-95. – К.: Держстандарт України, 1995. – 123 с.
89. Венецкий И. Д. Основы математической статистики / И. Д. Венецкий. – М.: Госстатиздат, 1963. – 308 с.
90. Гоноровский И. С. Радиотехнические цепи и сигналы / И. С. Гоноровский. – М.: Сов. радио, 1977. – 608 с.
91. Мирошниченко Р. И. Режимы работы электрифицированных участков / М. И. Мирошниченко. – М.: Транспорт, 1982. – 208 с.
92. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – ИПК. Изд-во стандартов, 1998. – 30 с.
93. Krejger L. P. Der Einflub eines Quecksilberdampfgleichrichters auf den Leistungsfaktor des Netzes / L. P. Krejger / Elektrotechn. Z. – 1925. – H. 2. – S. 286-287.
94. Krejger L. P. Die Messung der Blindleistung beim Quecksilberdampfgleichrichters / L. P. Krejger / Elektrotechn. Z. – 1925. – H. 2. – S. 48-50.
95. Зиновьев Г. С. Прямые методы расчета энергетических показателей вентильных преобразователей / Г. С. Зиновьев. – Новосибирск: изд-во Новосиб. ун-та, 1990. – 220 с.
96. Крогерис А. Ф. Оценка энергетических процессов по мгновенной мощности / А. Ф. Крогерис, К. К. Раешевиц, Э. П. Трейманис [и др.] // Электричество. – 1987. – №7. – С. 31-35.

97. Железко Ю. С. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических цепях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Энергетик. – 2003. – №2. – С. 29-33.
98. Дерзкий В. Г. Методика расчета потерь электроэнергии в электрических сетях облэнерго / В. Г. Дерзкий. – К.: Знание Украины, 2001. – 56 с.
99. Железко Ю. С. Методика расчета нормативов технологических потерь электроэнергии / Ю. С. Железко // Электричество. – 2006. – №12. – С. 10-17.
100. Железко Ю. С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электричество. – 1992. – №5. – С. 6-12.
101. Блохин Е. П. Выбор энергетически оптимальных режимов ведения поездов / Е. П. Блохин, А. Н. Пшинько, Г. В. Евдомах, В. В. Скалозуб, В. Б. Землянов // Залізничний транспорт України. – 2001. – №6. – С. 19-22.
102. Винер Н. Новые главы кибернетики. Управление и связь в животном и машине / Н. Винер. – М.: Сов. радио, 1963. – 63 с
103. Костин Н. А. Методы определения составляющих полной мощности в системах электрической тяги / Н. А. Костин, А. В. Петров // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2011». – 2011. – Ч. 3. – С. 53-59.
104. Пухов Г. Е. Введение в теорию метода точек/ Г. Е. Пухов // Труды Таганрогского радиотехнического института. – Таганрог, 1954. – Т. 2 – 152с.
105. Фихтенгольц Г. М. Курс дифференциального и интегрального исчисления / Г. М. Фихтенгольц. – М.: Наука, 1966. – Т. 3. – 656 с.
106. Зевеке Г. В. Основы теории цепей / Г. В. Зевеке, П. А. Ионкин, А. В. Нетушил. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
107. Костін М. О. Миттєва реактивна потужність у системах електричного транспорту постійного струму / М. О. Костін, О. І. Саблін, О. Г. Шейкіна, А. В. Петров // Гірничя електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. – 2007. – Вип. 79. – С. 3-8.
108. Корн Г. Справочник по математике / Г. Корн, Т. Корн. – М.: Наука, 1968. – 720 с.

109. Саєнко Ю.Л. Реактивна потужність в системах електропостачання з нелінійним навантаженням: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктор техн. наук : спец. 05.09.05 «Теоретична електротехніка» / Ю. Л. Саєнко. – Львів, 2003, 36 с.
110. Жежеленко И. В. Современная концепция реактивной мощности / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саєнко // Вестник Приазовского гос. техн. ун-та. – Мариуполь, 1995. – Вып. 1. – С. 192–197.
111. Домнин И. Ф. Современные теории мощности и их использование в преобразовательных системах силовой электроники / И. Ф. Домнин, Г. Г. Жемеров, Д. С. Крылов, Е. И. Сокол // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «ПСЕ – 2004». – 2004. – Ч. 1. – С. 80-91.
112. Fryze S. Wirk-, Blind- und Scheinleistung in elektrischen stromkreisen min nichtsinustormigen rerlaf von Strom und Spannung / S. Fryze // Elektrotechn. Z. – 1932. – Т. 25. – S. 596-599; Т. 26. – S. 625-627; Т. 29. – S. 700-702.
113. Корниенко В. В. Существующие и перспективные технологии электроснабжения железных дорог / В. В. Корниенко, Г. А. Доманская // Залізничний транспорт України. – 2008. – №4. – С. 3-6.
114. Концепція будівництва та оновлення тягових підстанцій. Укрзалізниця. – К.: Головне управління електрифікації та електропостачання, 2005. – 16 с.
115. Шалимов М. Г. Двенадцатипульсовые полупроводниковые выпрямители тяговых подстанций / М. Г. Шалимов. – М.: Транспорт, 1990. – 127 с.
116. Бадер М. П. Электромагнитная совместимость / М. П. Бадер. – М.: Высшее профессиональное образование, 2002. – 637 с.
117. Розанов Ю. К. Современные методы улучшения качества электроэнергии (аналитический обзор) / Ю. К. Розанов, М. В. Рябчинский // Электротехника. – 1998. – № 3. – С. 10-17.
118. Пекер Б. Н. Компенсація низькочастотних пульсацій вихідної напруги 6-пульсних керованих випрямлячів: автореф. дис. ... на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук / Пекер Борис Наумович. – К., 2004. – 20 с.

119. Петров А. В. Показники якості електричної енергії в системі електричної тяги постійного струму / А. В. Петров // Вісник ДНУЗТ. – 2010. – № 32. – С. 180-183.
120. Марквардт К. Г. Определение числа выбросов токов и напряжений на тяговых подстанциях электрических железных дорог / К. Г. Марквардт // Тр. МИИТа. – М.: Транспорт, 1965. – Вып. 213. – С. 4-16.
121. Марквардт К. Г. Статистические характеристики напряжения на тяговых подстанциях / К. Г. Марквардт // Тр. ВЗИИТа. – М., 1971. – Вып. 53. – С. 5-19.
122. Мищенко Т. Н. Показатели качества электроэнергии в тяговой сети на токоприемниках электровозов постоянного тока / Т. Н. Мищенко // Вісник ДНУЗТ. – 2008. – Вип. 23. – С. 114-116.
123. Саблин О. И. Повышение эффективности электропотребления электроподвижного состава постоянного тока: автореф. дис. ... на соискание учен. степени канд. техн. наук / Саблин Олег Игоревич. – Днепропетровск, 2009. – 21 с.
124. Пугачев В. С. Введение в теорию вероятностей / Пугачев В. С. – М.: Наука, 1968. – 368 с.
125. Петров А. В. Методи спектрального аналізу випадкових технологічних коливань напруги та струму фідера ТП постійного струму / А. В. Петров // Вісник ДНУЗТ. – 2010. – № 34. – С. 77-80.
126. Сердинов С. М. Повышение надежности устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог / С. М. Сердинов. – М.: Транспорт, 1985. – 301 с.
127. Костін М. О. Зниження непродуктивних втрат електроенергії – найважливіша задача підвищення ефективності електроспоживання системами електричної тяги / М. О. Костін, П. Є. Михаліченко, А. В. Петров // Залізничний транспорт України. – 2009. – №2. – С. 43-44.

128. Петров А. В. Непродуктивні втрати електроенергії в тяговому електропостачанні системи постійного струму / А. В. Петров, М. О. Костін // Вісник ДНУЗТ. – 2010. – № 31. – С. 106-110.
129. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических цепях / Ю. С. Железко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.
130. Шидловский А. К. Электрические цепи с вентильными коммутаторами / А. К. Шидловский, В. С. Федий. – К: НАН Украины; Ин-т электродинамики НАН Украины, 2010 – 270 с.
131. Петров А. В. Згладжуючий реактор з оптимальними параметрами для тягових підстанцій постійного струму / А. В. Петров // Гірничі електромеханіка та автоматика. – 2010. – Вип. 85. – С. 26-32.
132. Ансберг Г.А. Переходные процессы в выпрямительных установках электровозов / Г. А. Ансберг. – М.: Транспорт, 1966. – 144 с.
133. Ансберг Г.А. Проектирование / Г. А. Ансберг // Труды ДИИТ. – М.: Транспорт, 1968. – Вип. 77. – С. 3-21.
134. Электротехнический справочник: В 3-х т. Том 2. Электротехнические изделия и устройства. 7-е изд., исправл. и доп. / Под общ. ред. В.Г.Герасимова, Орлова И. Н. (гл. ред) [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 518 с.
135. Стернин В. Г. Токоограничивающие реакторы / В. Г. Стернин, А. К. Карпенский. – М.: Энергия, 1965. – 256 с.
136. Прохорский А. А. Электрические станции и подстанции / А. А. Прохорский. – М.: Транспорт, 1980. – 296 с.
137. Костин Н. А. Интергармоники тягового тока и напряжения в системах электрического транспорта постоянного тока / Н. А. Костин, О. И. Саблин, А. В. Петров // Матеріали VI Міжнародної науково-технічної конференції «EPQ-2008». – Україна, Маріуполь, 2008– С. 51-54.
138. Тонкаль В. Е. Компенсация неактивных составляющих полной мощности в цепях несинусоидального тока и напряжения / В. Е. Тонкаль, В. Я.

- Жуйков, С. П. Денисюк [и др.] // Техническая электродинамика. – К.: Наук. думка, 1989. – №5. – С. 26-29.
139. Хворост Н. В. Оценка эффективности гибридного фильтра блока электромагнитной совместимости тяговой электропередачи метровагона и контактной сети питания метрополитена / Н. В. Хворост, В. С. Никулин // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. – Харків: УкрДАЗТ, 2006. – №4. – С. 97 – 100.
140. Костін М. О. Компенсация неактивных мощностей электроподвижного состава / М. О. Костін, О. І. Саблін, А. В. Петров // Тези доповідей 71 Міжнародної науково-практичної конференції «Проблеми та перспективи розвитку залізничного транспорту». – Дніпропетровськ, 2011. – С. 111-112.
141. Методика визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження, що впроваджуються на залізницях України. ЦІЕ-004 / Міністерство транспорту та зв'язку України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Укрзалізниця. – К., 2005. – 52 с.

ДОДАТОК А

Акт про використання результатів дисертаційної роботи



ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник служби
електропостачання
Придніпровської залізниці
Самков О.О.

«1» лютого 2009р.

АКТ

ПРО ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ
АСПІРАНТА ДНУЗТ **ПЕТРОВА** АНДРІЯ ВОЛОДИМИРОВИЧА.

Комісія Дорожньої електротехнічної лабораторії (ДЕЛ) Придніпровської залізниці у складі начальника ДЕЛ **КОРДИНА О.П.**, старшого електромеханіка **ДЗЮМАНА В.Г.**, начальника тягової підстанції «Горяїново» **СОРОКІНОЇ Н.Г.**, склала цей акт, як свідчення того, що результати дисертаційної роботи **ПЕТРОВА А.В.** використано при аналізі та наладці експлуатаційної роботи фідерів тягових підстанцій ділянок електропостачання залізниці.

Особливо важливими, і тому практично корисними, вважаємо такі розробки і результати, що отримані в дисертації:

- результати моніторингу напруг і струмів (осцилограми та криві самописців) фідерів і на вході тягових підстанцій;
- методи спектрального й кореляційного аналізу випадкових процесів отриманих напруг і струмів;
- розроблені методи і результати чисельного аналізу неактивної потужності, коефіцієнта потужності та коефіцієнта реактивної потужності тягової мережі;
- результати оцінки додаткових (невиробничих) втрат електроенергії в тяговій мережі;
- подані поняття і результати визначення інтергармонік в напругах і струмах фідерів.

Результати дисертаційної роботи Петрова А.В. можуть бути також застосовані при дослідженні модернізованих (шляхом підвищення тягової напруги до 6 кВ, впровадження нових тягових перетворювачів тощо) систем електропостачання постійного струму.

Начальник ДЕЛ



КОРДІН О.П.

Ст. електромеханік ДЕЛ



ДЗЮМАН В.Г.

Начальник тягової підстанції «Горяїново»

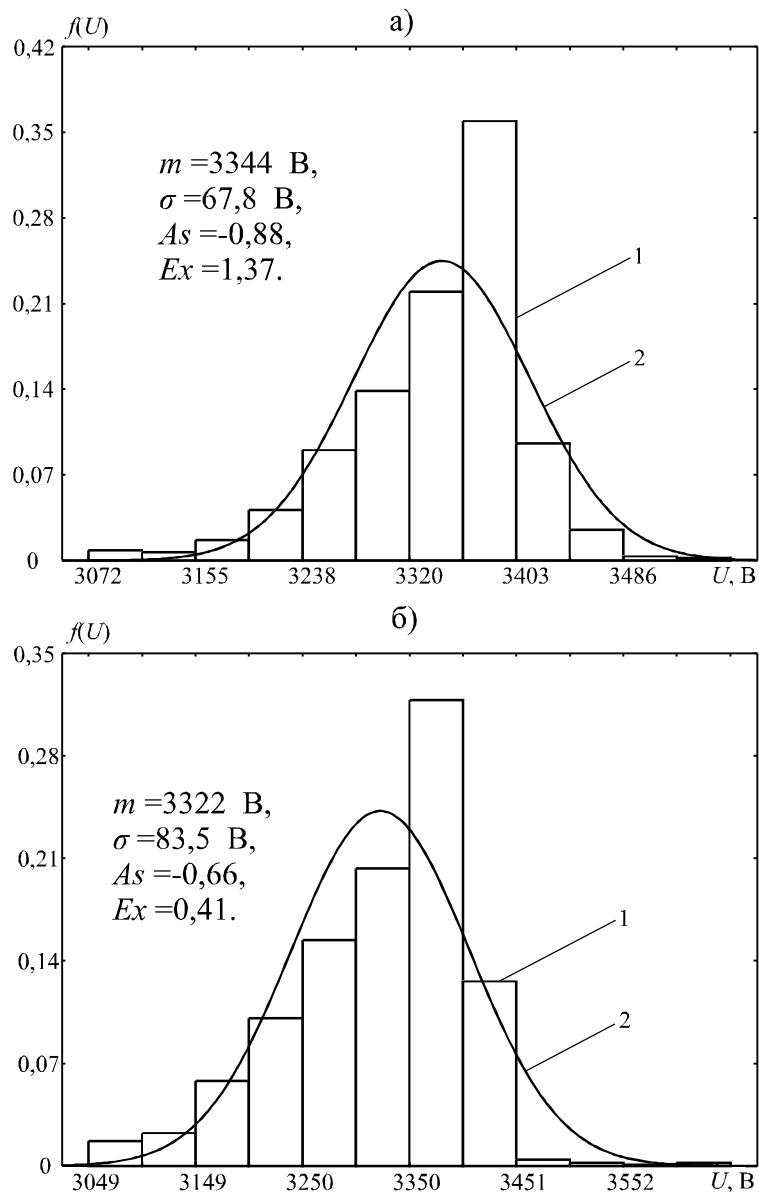


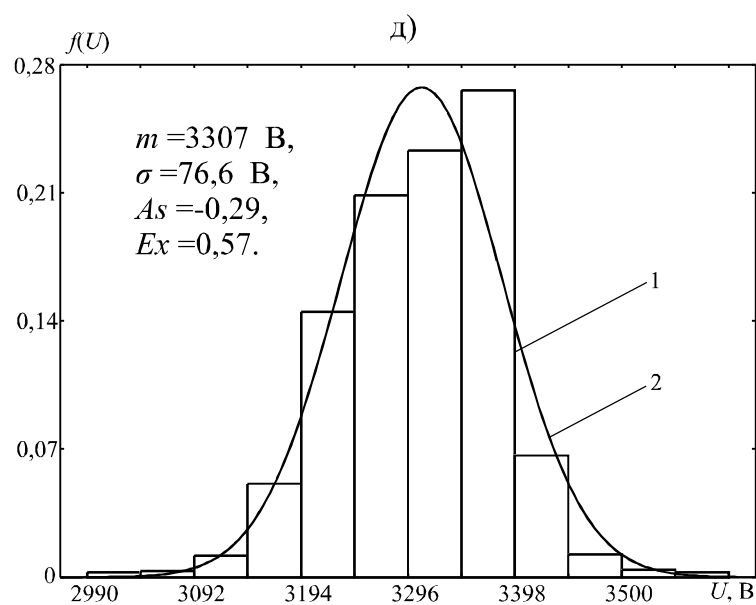
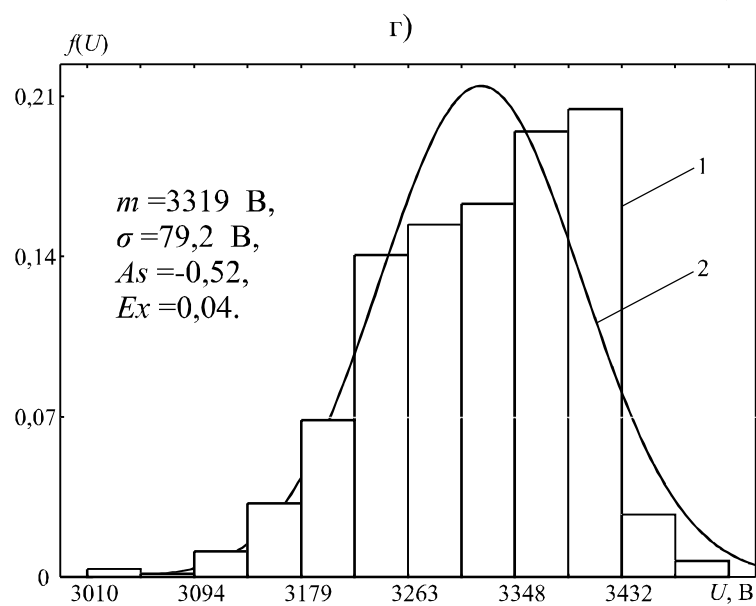
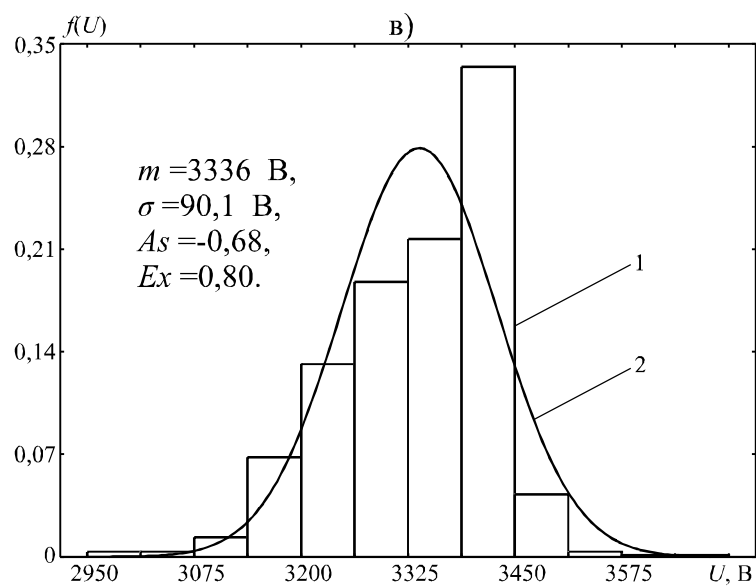
СОРОКІНА Н.Г.

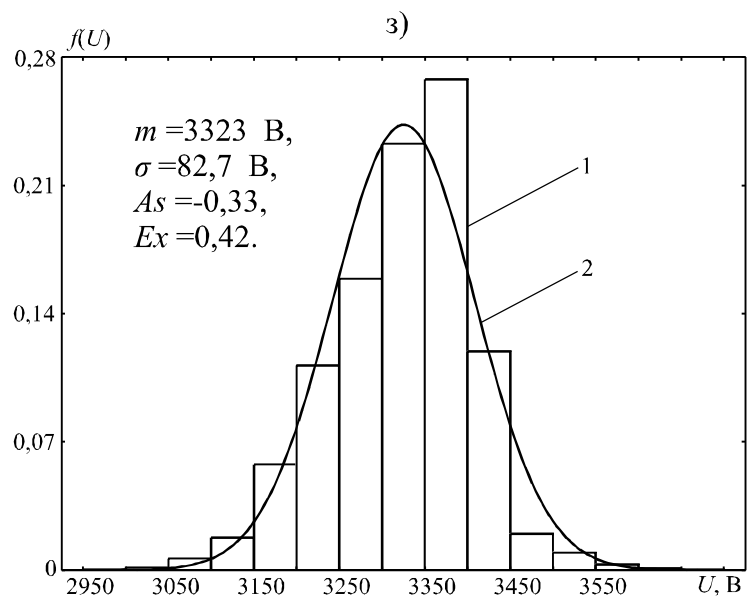
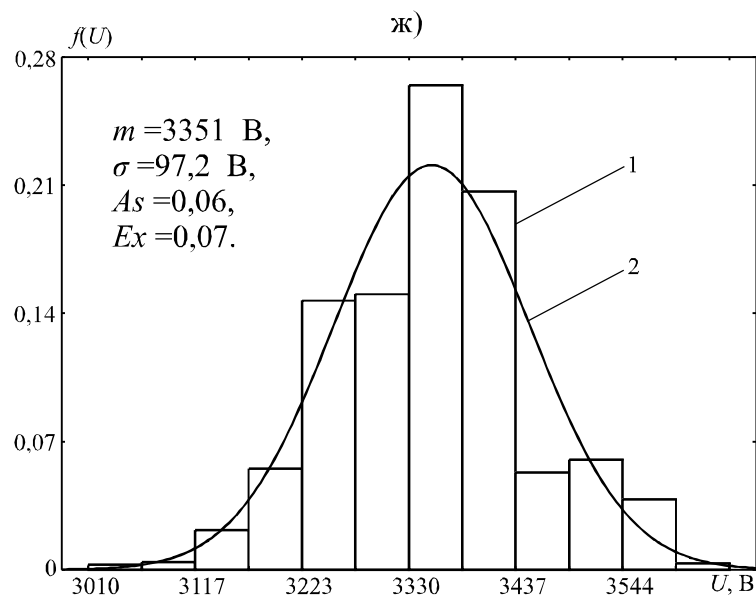
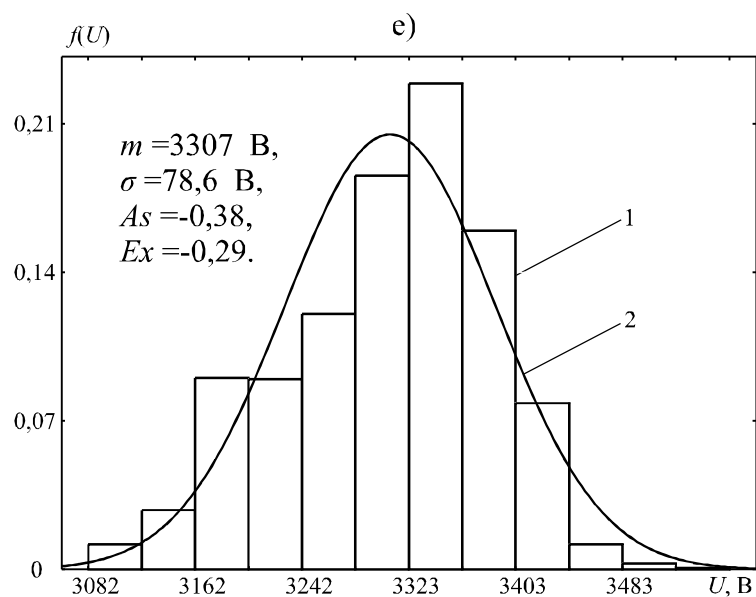
« 29 » вересня 2009 р.

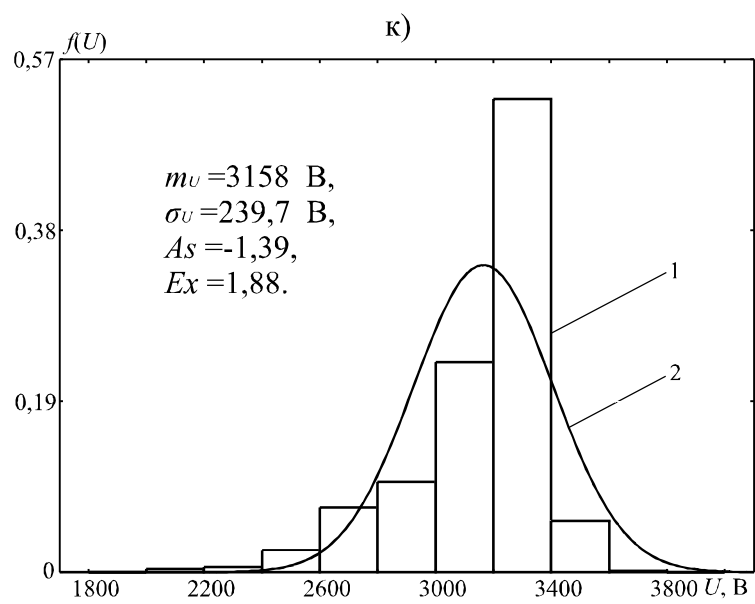
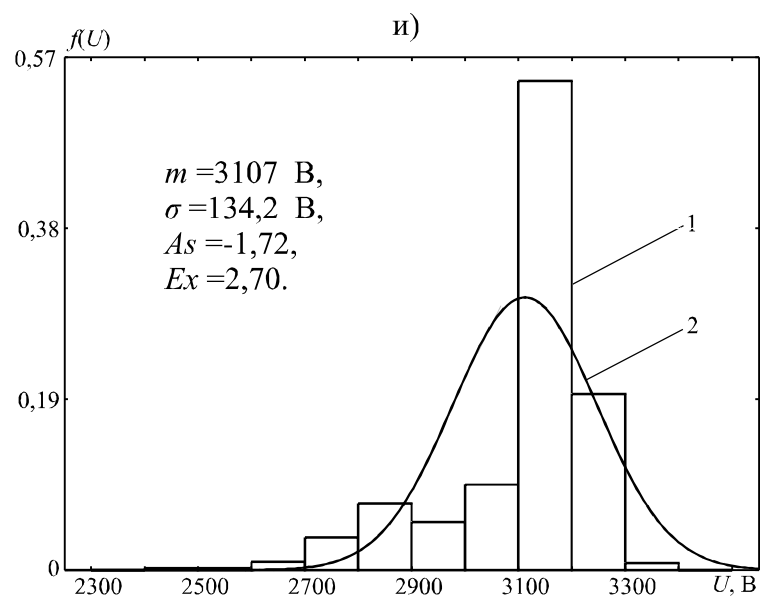
ДОДАТОК В

Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення фідерних напруг ТП «Горяіново» в різні доби (а – ж), по сукупності значень за 10 діб (з), ПСК-12 (и) та ПСК «Брагинівка» (к) за добу.



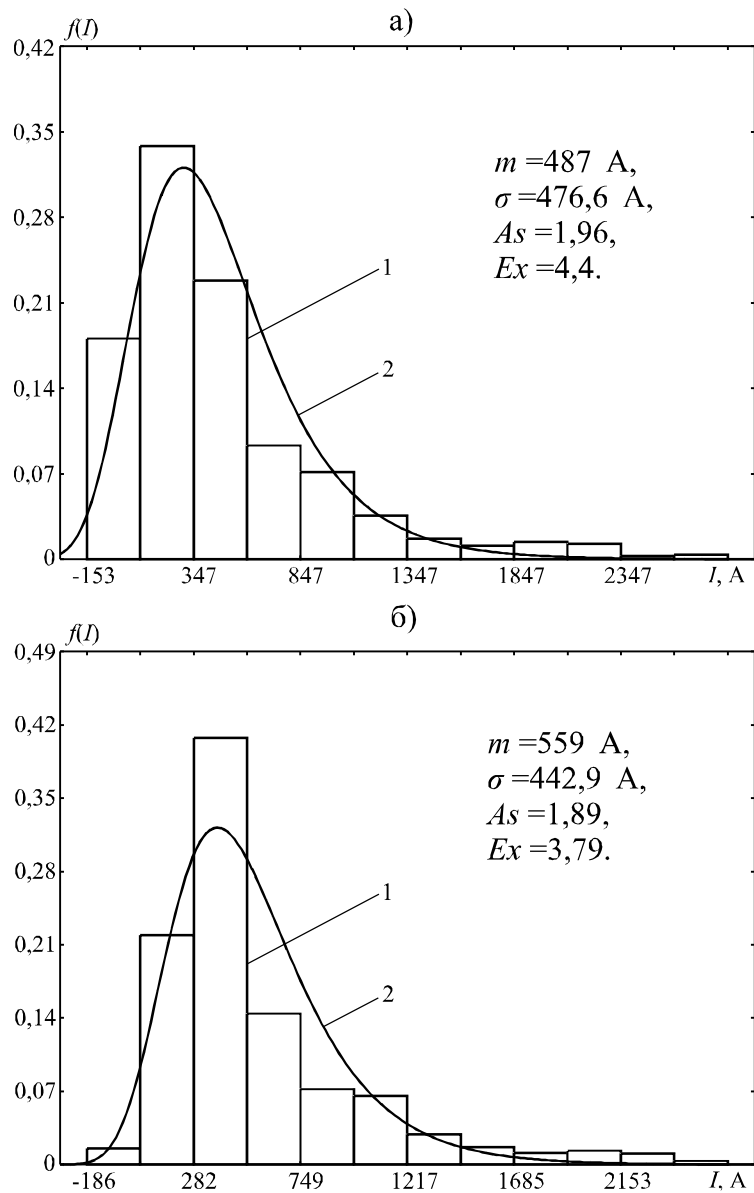


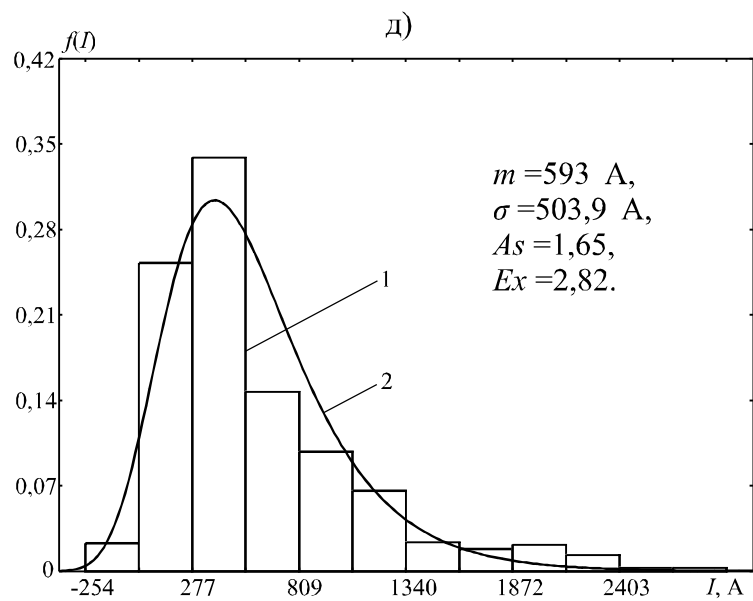
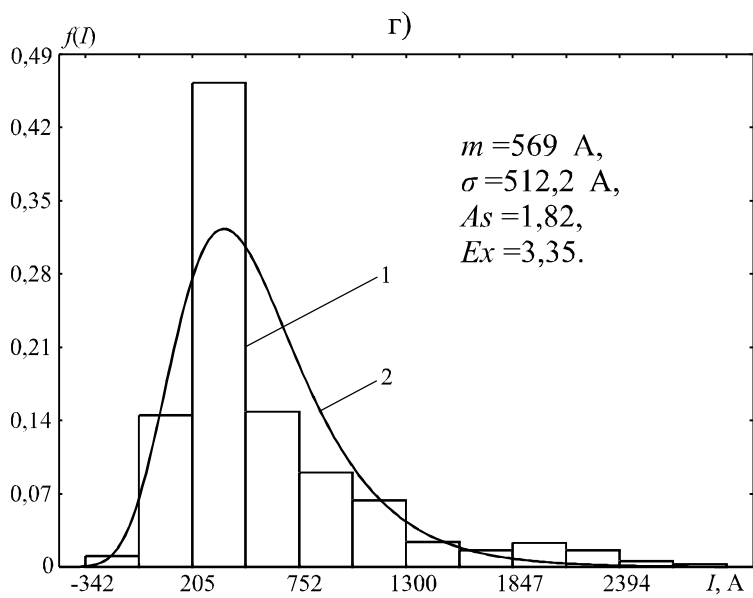
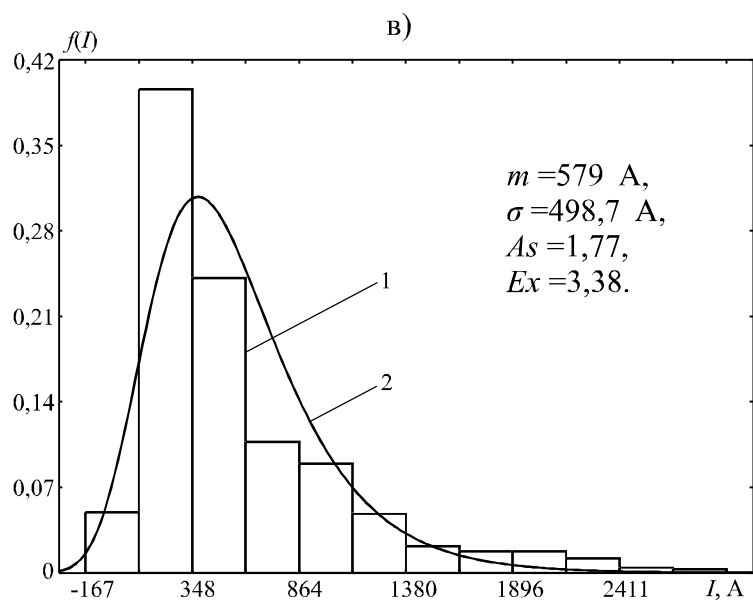


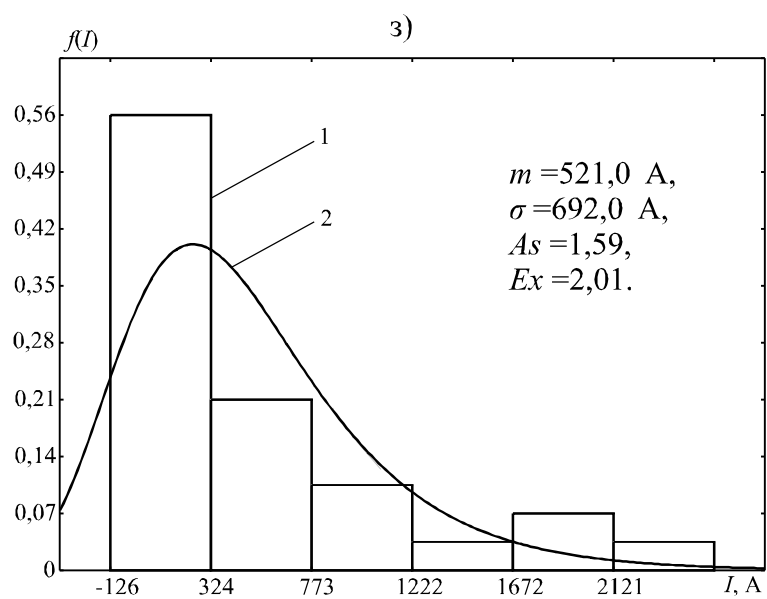
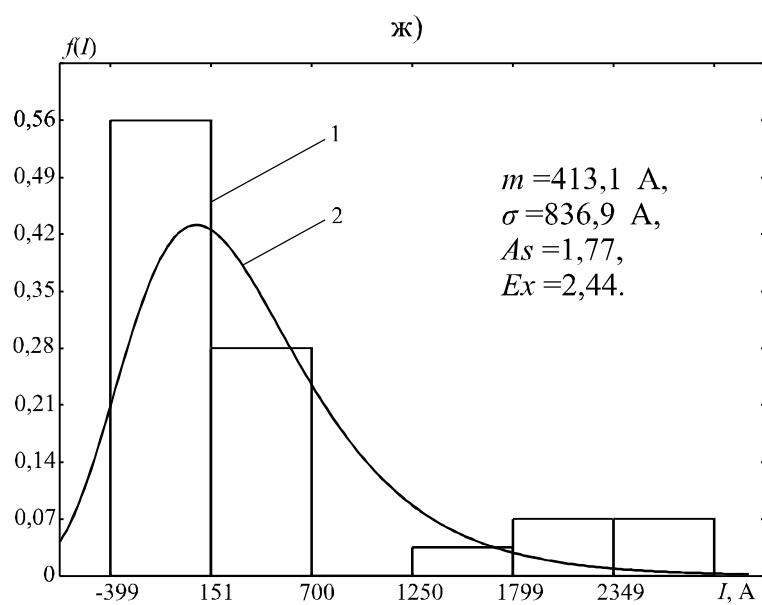
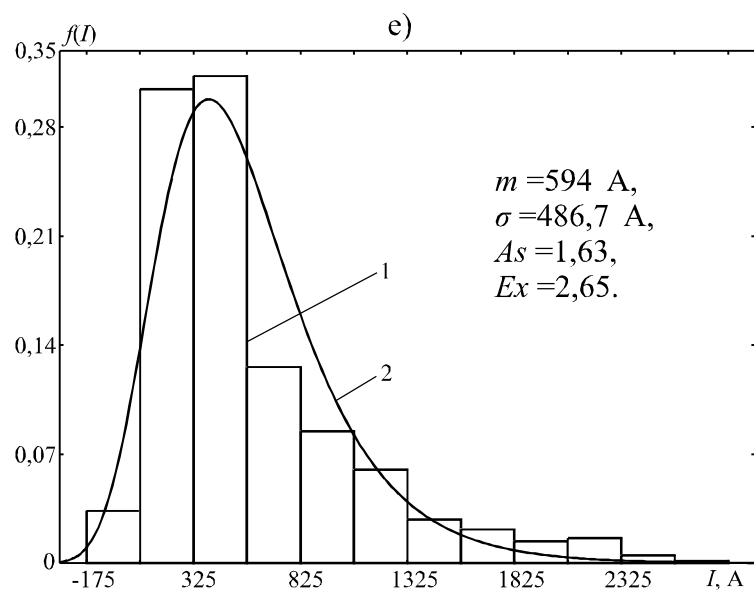


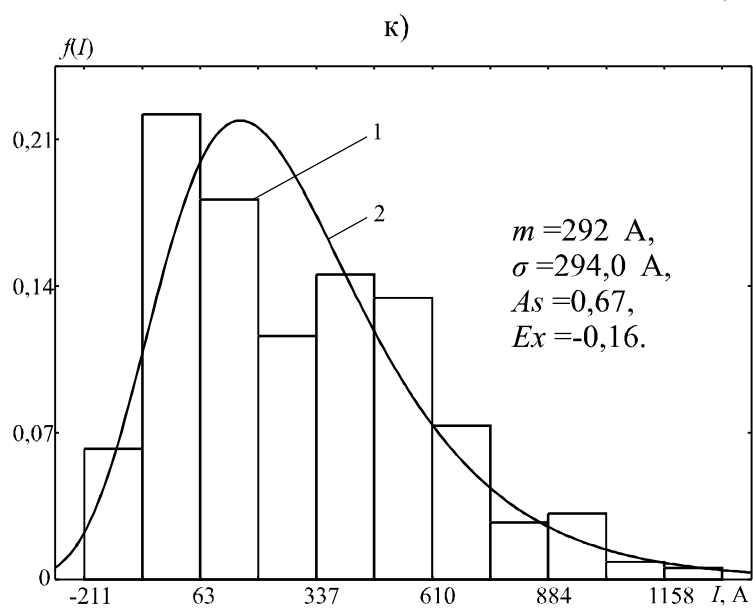
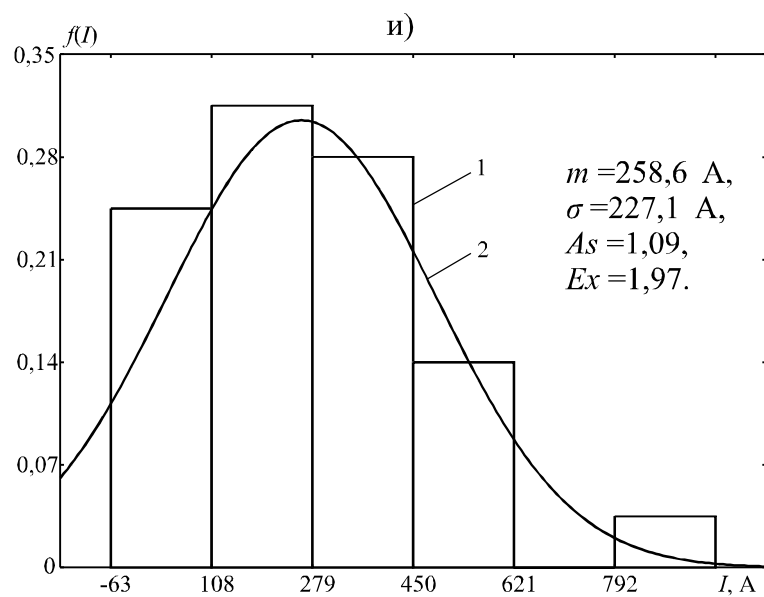
ДОДАТОК С

Статистичні (1) і теоретичні (2) розподілення фідерних струмів ТП «Горяіново» в різні доби (а – е), в перерізі 30- ти реалізацій (ж – и) та ТП «Слав’янка» (к) за добу.



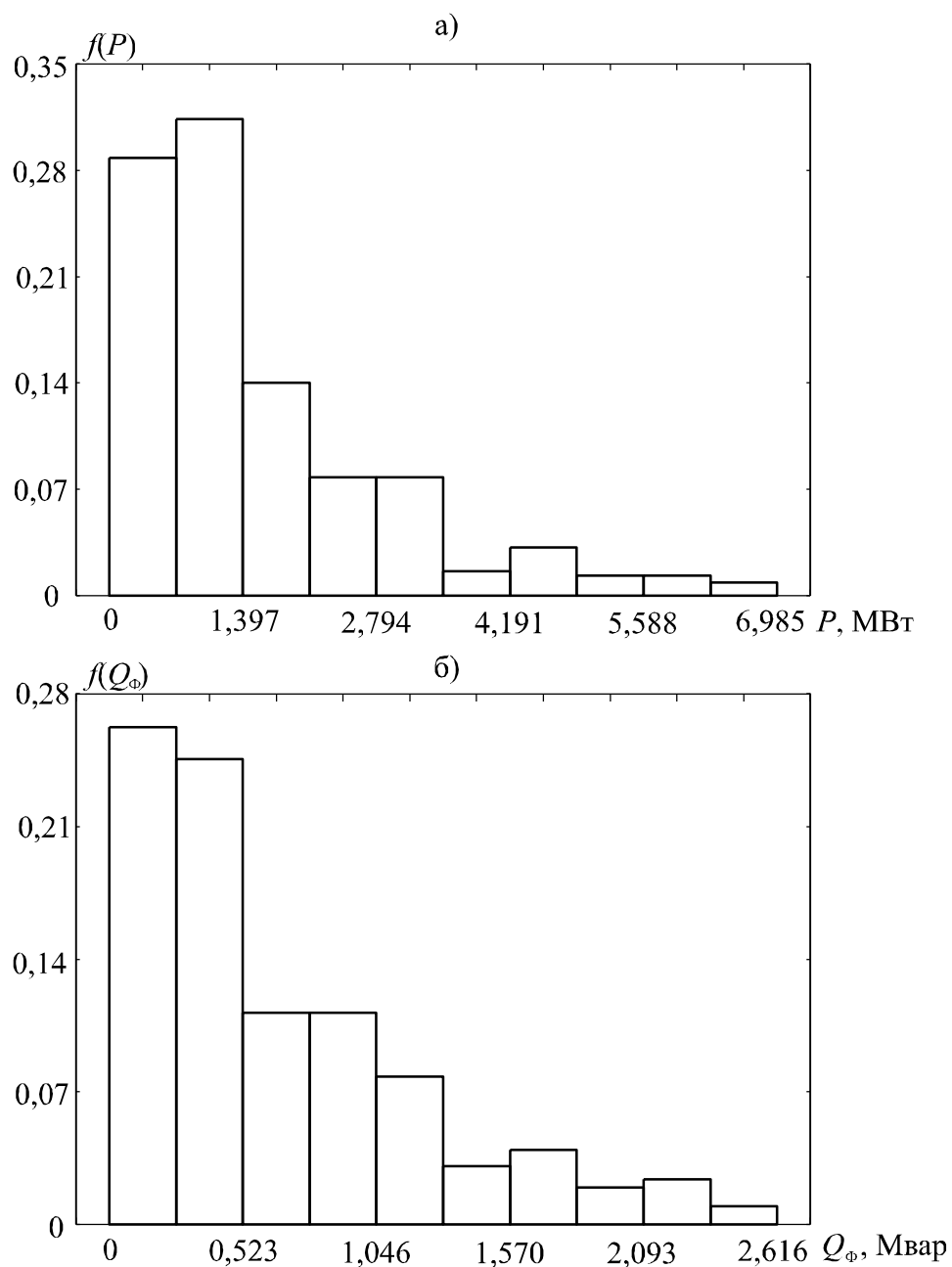


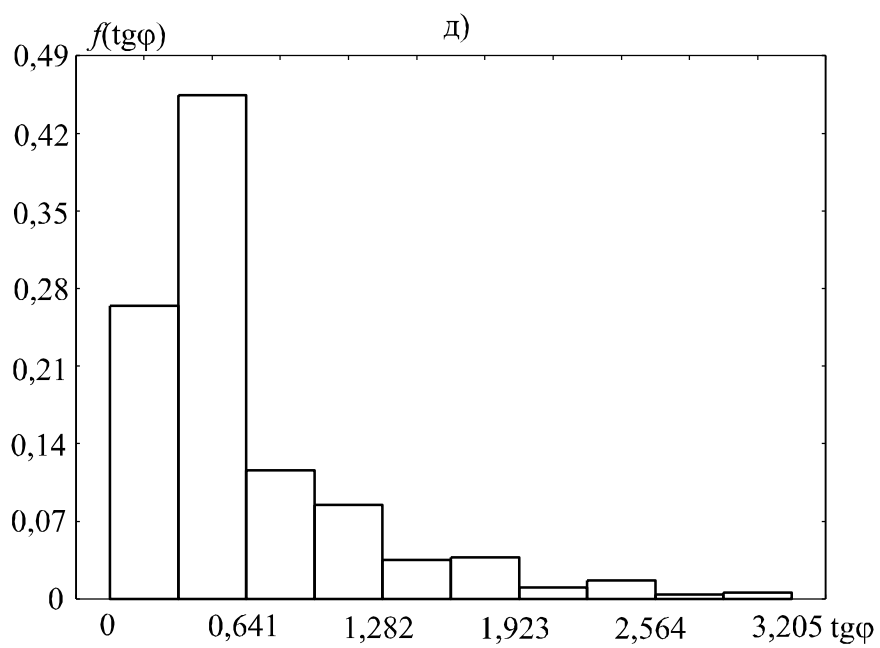
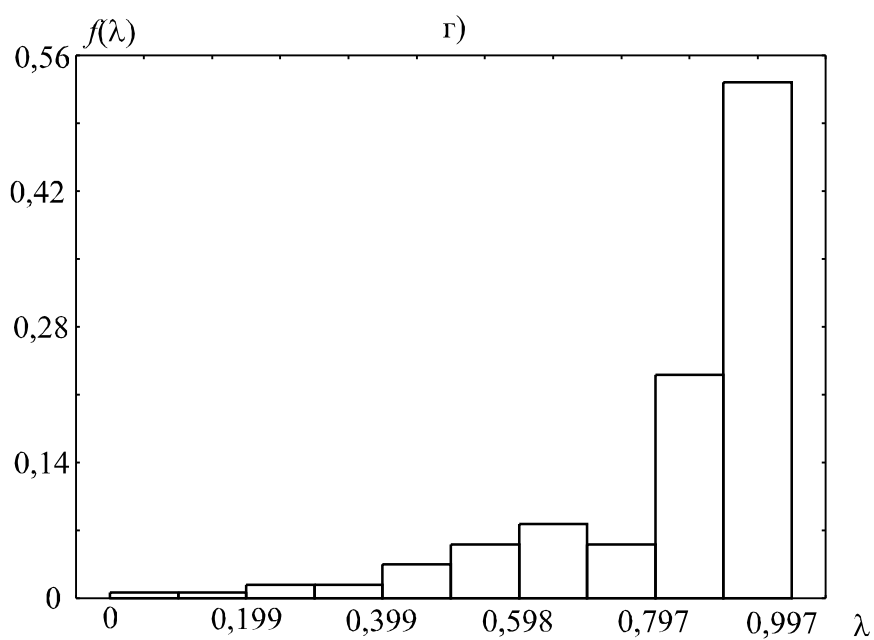
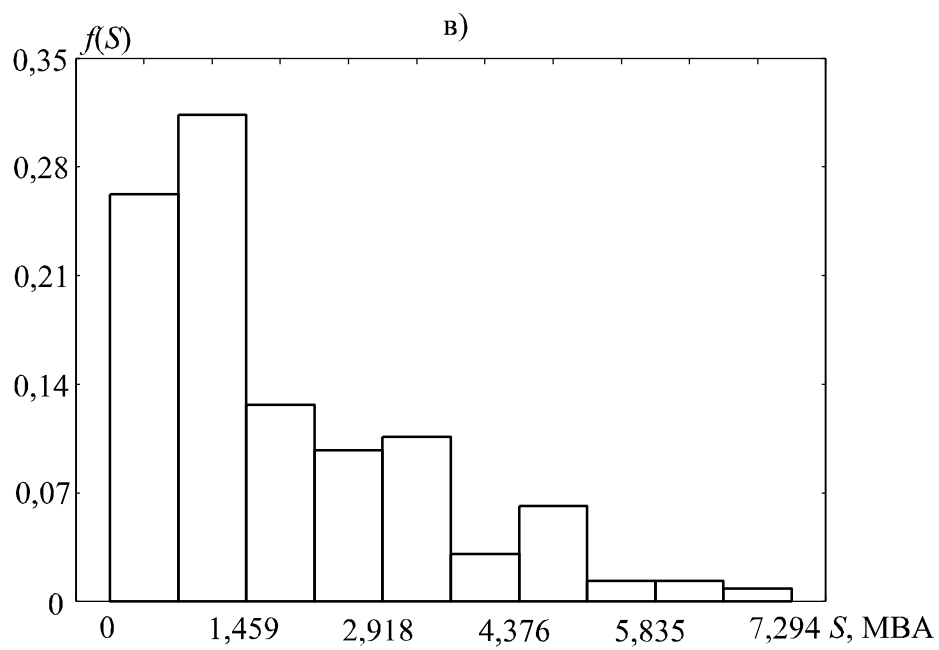


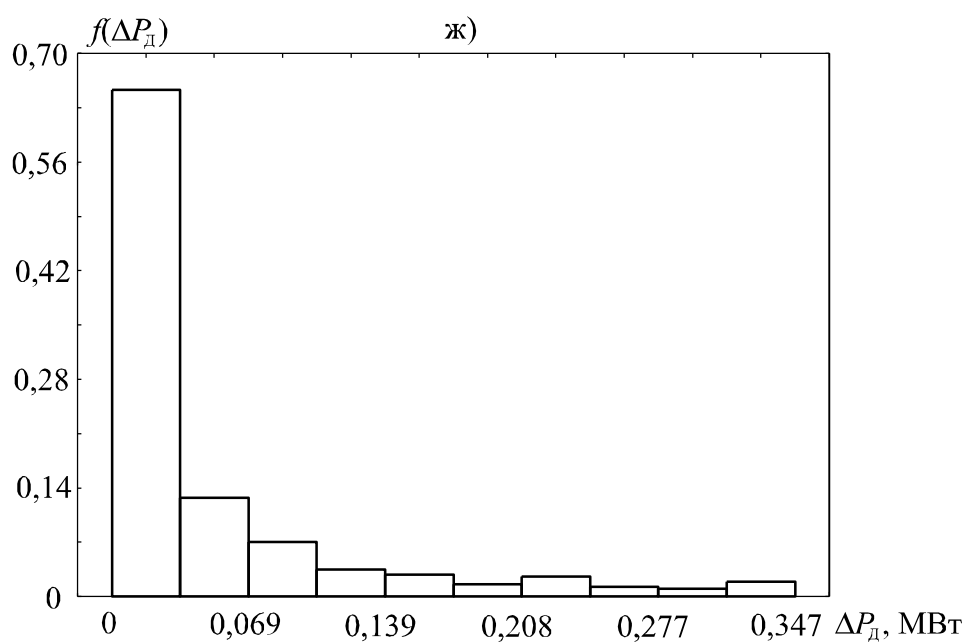
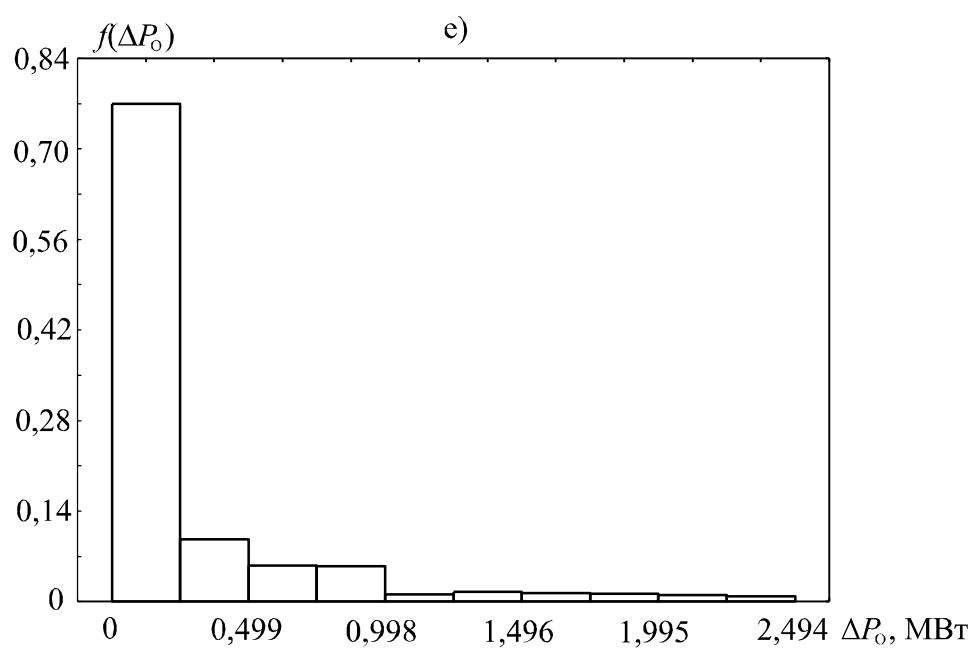


ДОДАТОК D

Статистичні розподілення «миттєвих» значень активної P (а), реактивної Q_{ϕ} (б) і повної S (в) потужностей, коефіцієнтів λ (г) та $\operatorname{tg} \varphi$ (д), продуктивних ΔP_O (е) та непродуктивних $\Delta P_{\bar{A}}$ (ж) втрат активної потужності ТП «Письменна».







ДОДАТОК Е

Чисельні значення різних видів втрат електроенергії для ділянок тягового електропостачання «Горяїново-Сухачівка» (табл. 1) та «Слав'янка-Миколаївка» (табл. 2) у різні доби

Таблиця 1

№ доби	Середня потужн. за добу	Споживана активна ел. ен.	Втрати потужності за добу, середнє значення		Втрати електроенергії за добу, середнє значення		Відношення		
			Продукт.	Непрод.	Продукт.	Непрод.	$\frac{\Delta W_{\text{А}}}{\Delta W}$	$\frac{\Delta W_{\text{І}}}{\Delta W}$	$\frac{\Delta W_{\text{А}}}{\Delta W_{\text{І}}}$
	P , кВт	W , кВт·год	$\Delta D_{\text{І}}$, кВт	$\Delta D_{\text{А}}$, кВт	$\Delta W_{\text{І}}$, кВт·год	$\Delta W_{\text{А}}$, кВт·год	%,	%,	%,
1	884,6	21230,4	41,1	121,6	986,4	2918,4	13,7	4,6	295,9
2	1011,8	24283,2	53,1	125,3	1274,4	3007,2	12,4	5,2	236,0
3	888,2	21316,8	41,4	111,2	993,6	2668,8	12,5	4,7	268,6
4	841,8	20203,2	36,9	115,2	885,6	2764,8	13,7	4,4	312,2
5	820,2	19684,8	35,4	111,2	849,6	2668,8	13,6	4,3	314,1
6	573,0	13752,0	17,4	113,9	417,6	2733,6	19,9	3,0	654,6
7	610,1	14642,4	19,2	112,0	460,8	2688,0	18,4	3,1	583,3
8	716,2	17188,8	27,0	116,5	648,0	2796,0	16,3	3,8	431,5
9	783,4	18801,6	32,6	134,0	782,4	3216,0	17,1	4,2	411,0
10	633,5	15204,0	21,3	126,3	511,2	3031,2	19,9	3,4	593,0
11	1618,2	38836,8	137,5	132,1	3300,0	3170,4	8,2	8,5	96,1
12	1858,4	44601,6	181,4	113,8	4353,6	2731,2	6,1	9,8	62,7
13	1908,7	45808,8	191,3	144,7	4591,2	3472,8	7,6	10,0	75,6
14	1887,7	45304,8	187,2	152,7	4492,8	3664,8	8,1	9,9	81,6
15	1968,6	47246,4	203,5	147,8	4884,0	3547,2	7,5	10,3	72,6
16	1973,5	47364,0	204,5	137,5	4908,0	3300,0	7,0	10,4	67,2
17	1708,7	41008,8	153,3	127,9	3679,2	3069,6	7,5	9,0	83,4
18	1661,2	39868,8	144,9	138,8	3477,6	3331,2	8,4	8,7	95,8
19	2121,9	50925,6	236,5	160,7	5676,0	3856,8	7,6	11,1	67,9
20	1107,9	26589,6	64,5	104,5	1548,0	2508,0	9,4	5,8	162,0
21	989,1	23738,4	51,4	103,0	1233,6	2472,0	10,4	5,2	200,4
22	1101,5	26436,0	63,7	94,9	1528,8	2277,6	8,6	5,8	149,0
23	989,6	23750,4	51,4	92,5	1233,6	2220,0	9,3	5,2	180,0
24	896,1	21506,4	42,2	104,6	1012,8	2510,4	11,7	4,7	247,9
25	1044,5	25068,0	57,3	89,9	1375,2	2157,6	8,6	5,5	156,9
26	1087,4	26097,6	62,1	106,6	1490,4	2558,4	9,8	5,7	171,7
27	1271,9	30525,6	85,0	139,0	2040,0	3336,0	10,9	6,7	163,5
28	816,2	19588,8	35,0	74,0	840,0	1776,0	9,1	4,3	211,4
29	887,0	21288,0	41,3	90,9	991,2	2181,6	10,2	4,7	220,1
Ср. знач.	1195,2	28684,9	86,9	118,7	2085,0	2849,5	11,2	6,3	135

Таблиця 2

№	Види втрат електроенергії	Доба 1	Доба 2	Доба 3	Середнє значення
1	Споживана активна електроенергія, W , кВт·год.	37440	34800	41346	37872,0
2	Продуктивні втрати, W_i , кВт·год.	2737,1	2366,1	3271,8	2791,7
3	Непродуктивні втрати, $W_{\text{ä}}$, кВт·год	3476	2841,5	3332,8	3216,8
4	Співвідношення, $\frac{W_i}{W}$, %	7,31	6,8	7,9	7,34
5	Співвідношення, $\frac{W_{\text{ä}}}{W}$, %	9,28	8,17	8,06	8,50
6	Співвідношення, $\frac{W_{\text{ä}}}{W_i}$, %	127,0	120,1	101,9	116,2
7	Співвідношення, $(\Delta W_i + \Delta W_{\text{ä}}) / W$, %	16,6	14,96	15,96	15,84