

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИТУ
Завідувач кафедри

Квасніков В. П.
«___» _____ 2021 р.

ДИПЛОМНА РОБОТА

(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «БАКАЛАВР»

Тема: Енергозберігаюча електроенергетична система житлового будинку

Виконавець _____

(підпис)

(студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник _____

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Нормоконтролер _____

(підпис)

(П.І.Б)

Київ 2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Навчально-науковий інститут інформаційно-діагностичних систем

Кафедра комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Напрямок (спеціальність) 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Квасніков В. П.

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

(П.І.Б. випускника)

1. Тема дипломної роботи: «Енергозберігаюча електроенергетична система житлового будинку» затверджена наказом ректора від « » квітня 2021 року
2. Термін виконання роботи: з 10 травня 2021 р. по 14 червня 2021 р.
3. Вихідні дані до роботи: будинок котеджного типу
4. Зміст пояснювальної записки:
 - Вступ
 - Втрати в генераторах
 - Втрати в лініях електропередач
 - Втрати в трансформаторах
 - Розподільчі підстанції 6 – 10 кв
 - Типи ТП
 - Вибір трансформаторів

- Структурна схема
- Захист від грозових перенапруг
- Енергозбереження
- Графік електричного навантаження житлового комплексу та вибір трансформатору
- Схеми і групи з'єднання обмоток
- Вибір трансформатора за максимальним навантаженням
- Висновки
- схема підключення електроприймачів та освітлення

5. Календарний план-графік

№ пор	Завдання	Термін виконання	Відмітка про виконання
1.	Вступ. Обґрунтування проблеми втрат електроенергії.	10.05.2021- 27.05.2021	Виконано
2.	Аналіз підстанцій 6 – 10 кв.	28.05.2021- 30.05.2021	Виконано
3.	Умови роботи трансформаторів та їх характеристики.	01.06.2021- 23.06.2021	Виконано
4.	Енергозбереження і графіки електричних навантажень.	01.06.2021- 03.06.2021	Виконано
5.	Розрахунок та вибір трансформаторів.	03.06.2021- 06.06.2021	Виконано
6.	Порівняння результатів після вибору трансформаторів.	06.06.2021- 07.06.2021	Виконано
7.	Оформлення пояснювальної записки.	07.06.2021- 09.06.2021	Виконано
8.	Створення ілюстративних матеріалів, оформлення презентації та плакатів.	11.06.2021- 14.06.2021	Виконано

6. Дата видачі завдання: 10 травня 2021 р.

Керівник дипломної роботи (проекту) _____

(підпис керівника) (П.І.Б.)

Завдання прийняв до виконання _____

(підпис випускника) (П.І.Б.)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

Пояснювальна записка до дипломної роботи «Енеогозберігаюча електроенергетична система житлового будинку»: ____ сторінки, ____ рисунків, ____ використаних джерел.

Об'єкт дослідження – виникнення втрат електроенергії, які супроводжують трансформацію електроенергії змінного струму однієї напруги в електроенергію іншої напруги при незмінній частоті.

Предмет дослідження – предметом дослідження є трансформаторні підстанції на яких відбувається трансформація електроенергії.

Мета роботи:–узагальнення всіх науково-технічних знань, для створення трансформаторної підстанції зі зменшеними втратами електроенергії та максимальним коефіцієнтом корисної дії.

ВСТУП	
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	
Загальні поняття про втрати	
Втрати в генераторах.....	
Втрати в лініях електропередач.....	
Втрати в трансформаторах	
Розподільчі підстанції 6 – 10 кв	
Розподільчі підстанції 6 – 10 кв.....	
Типи ТП.....	
Вибір трансформаторів.....	
Структурна схема.....	
Захист від грозових перенапруг.....	
Енергозбереження	
Енергозбереження.....	
Передача і розподіл електроенергії міськими мережами.....	
Якість електроенергії та шляхи її підвищення.....	
Нагрів води електроенергією.....	
Графіки електричних навантажень.....	
Графік електричного навантаження житлового комплексу та вибір трансформатору.....	
Номінальні напруги трансформатора.....	
Номінальні значення потужності та струму.....	
Схеми і групи з'єднання обмоток.....	
0 Напруга короткого замикання.....	
1 Вибір трансформатора за максимальним навантаженням.....	
2 Паралельна робота трансформаторів.....	
Аналіз втрат	
4.1 Порівняння параметрів трансформаторів і аналіз втрат.....	
Висновки	

Список використаних джерел.....	
Додаток А	
Додаток Б.....	
Додаток В.....	

ВСТУП

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах та ТП - одне з важливих напрямків енергозбереження.

Зростання втрат енергії в електричних мережах визначений дією цілком об'єктивних закономірностей у розвитку всієї енергетики в цілому. Основними з них є: тенденція до концентрації виробництва електроенергії на великих електростанціях; безперервне зростання навантажень електричних мереж, пов'язаний з природним зростанням навантажень споживачів і відставанням темпів приросту пропускної здатності мереж від темпів приросту споживання електроенергії і генеруючих потужностей та графіків навантаження.

У зв'язку зі складністю розрахунку втрат і наявністю істотних погрішностей, останнім часом особлива увага приділяється розробці методик нормування втрат електроенергії.

Методологія визначення нормативів втрат ще не встановилася. Не визначені навіть принципи нормування. Думки про підхід до нормування лежать в широкому діапазоні - від бажання мати встановлений твердий норматив у вигляді відсотка втрат до контролю за "нормальними" втратами за допомогою постійно проведених розрахунків за схемами мереж.

Заотриманими нормами втрат електроенергії встановлюються тарифи на електроенергію.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

КЛ - Кабельна лінія

ТП - Трансформаторна підстанція

ЛЕП - Лінії електропередач

ЩТП - Щоглова трансформаторна підстанція

КТП - Комплектна трансформаторна підстанція

АВР - Автоматичне включення резерву

АПВ – Автоматичне повторне включення

ЗА – Захисні апарати

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНЕ ПОНЯТТЯ ПРО ВТРАТИ

1.1 Втрати в генераторах

Звичайно, генератори використовують для живлення споживачів, для нормальної роботи потребують сталої напруги, незалежно від величини і характеру навантаження в колі генератора. Відомо, що регулювання напруги здійснюють зміною струму збудження. Для цього в колі збудження збудника встановлено регулювальний реостат, що дозволяє при певних умовах регулювати струм збудження в широких межах. У сучасних генераторах регулювання напруги забезпечується за допомогою автоматично діючих пристроїв. Щоб підтримати сталою напругу на затискачах генератора при збільшенні індуктивного навантаження необхідно збільшувати струм збудження і навпаки при ємнісному навантаженні - зменшувати струм збудження відповідно до розглянутих зовнішніх характеристик. Зміна струму збудження залежить як від величини навантаження, так і від коефіцієнта потужності, тому регулювальні характеристики мають вигляд кривих. Основні заходи для зниження втрат в генераторах.

Втрати в синхронних генераторах, як і в інших електричних машинах, складаються з таких:

- 1) механічних;
- 2) у сталі (магнітні втрати);
- 3) у міді (провідниках);

4) додаткових. Механічні втрати складаються з втрат на тертя в підшипниках, тертя щіток з контактними кільцями і ротора з повітрям, що поганяється через машину для її охолодження (вентилювання).

Вентилювальні втрати разом із втратами на тертя ротора з повітрям у швидкохідних генераторах становлять приблизно половину суми всіх втрат. Щоб зменшити ці втрати в синхронних машинах потужністю 25000 кВАі більше застосовують водневе охолодження. Втрати в сталі складаються із

втрат на перемагнічування і вихрові струми в сталіосердя статора, який знаходиться в обертальному магнітному полі.

У сталі ротора цих втрат майже немає, тому що він рухається синхронно з полем. Додаткові втрати спричиняються цілим рядом фізичних явищ, які виникають під час роботи синхронної машини. Основними з них є потік розсіяння статора, вищі гармоніки м. р.с. статора і ротора та втрати, зумовлені зубчастою конструкцією статора і ротора.

Магнітний потік розсіяння статора замикається як навколо частин провідників, розміщених у пазах, так і тих, що є лобовими з'єднаннями обмотки.

1.2 Втрати в лініях електропередач

Кабельна лінія електропередачі (КЛ) — лінія для передачі електроенергії або окремих її імпульсів, що складається з одного або декількох паралельних кабелів із з'єднувальними, стопорними та кінцевими муфтами (закладення) і кріпильними деталями, а для маслонаповнених ліній, крім того, з підживлюючими апаратами і системою сигналізації тиску масла. Кожна лінія електропередач фактично є металевим провідником з розподіленими параметрами, а саме:

Імпедансу, що складається з активної та реактивної складової.

Найточнішим представленням лінії є врахування одиничних параметрів, розподілених по всій довжині лінії. Однак практично для рівнів напруги до 330 кВ при довжині до 300 км, що використовуються на сьогодні, достатнім є використання П-подібної схеми заміщення з нерозподіленими параметрами. Фактична похибка при використанні цієї схеми є несуттєвою та фактично не впливає на результат.

Активний опір — параметр описує опір металевого провідника, з якого виконана лінія.

Реактивний опір — величина, що виникає під дією ЕРС самоіндукції та ЕРС взаємодіючої, що протидіє самоіндукції. Залежить у значній мірі від розташування фаз (прямо пропорційно) та радіусу проводів (обернено

пропорційно). Також залежить від матеріалу, що застосовується. Має індуктивний характер. У кабельних ліній менше у 2-3 рази, ніж у повітряних через меншу відстань між провідниками.

Активна провідність — величина, що обумовлюється втратами активної енергії через недосконалість ізоляції та на коронний розряд. Фактично може не враховуватись за нормальної вологості в мережах до 110 кВ та за будь-яких умов для мереж напругою менше 35 кВ через незначну величину.

Ємнісна провідність — величина, що виникає як ємність між фазами та між фазою та землею. Ємність кабельних ліній є більшою через близькість фаз між собою та наявність металевих екранів. Не враховується у ПЛ 35 кВ та нижче.

Усі ці параметри, з огляду на стандартизацію матеріалів (алюміній або мідь), перерізів проводів та опору (зокрема стандартизоване розташування провідників відносно землі та один відносно одного), можуть бути знайдені у таблицях вже розраховані на певну довжину, як правило на 1 чи 100 км.

Окремої уваги потребують сталеві проводи, у яких реактивний опір змінюється в залежності від струму, що протікає по ним.

В Україні використовуються наступні класи змінної напруги при передачі та розподілі електричної енергії:

Низька напруга — 220 В, 0,4 кВ (відомі як 380В/220В);

Середня напруга — 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ,

Висока напруга — 110 кВ, 150 кВ, 220 кВ, 330 кВ,

Надвисока напруга — 400 кВ, 500 кВ, 750 кВ

Також є одна лінія постійної напруги 800 кВ (± 400 кВ) ПС Михайлівська — Волгоградська ГЕС (лінія «Волгоград — Донбас»).

Основною шкалою напруг в ОЕС України є 10, 35, 110, 330, 750 кВ.

У Луганській області використовується шкала 10, 35, 110, 220, 500 кВ, у Криму — 10, 35, 110, 220, 330 кВ (на сході Криму відсутній клас напруги 330 кВ). Розвиток мереж 220, 400 та 500 кВ у перспективі допускається лише для даних регіонів.

Основні заходи для зниження втрат в лініях електропередач

- Застосування проводів більшого поперечного перерізу
- Застосовувати замкнені схеми ліній 0,4 кВ;
- зменшувати опір струмам нульової послідовності;
- збільшувати переріз нульового проводу;
- використовувати батареї статичних компенсаторів, призначених для підвищення коефіцієнта потужності

1.3. Втрати в трансформаторах

Трансформатор — статичний електромагнітний пристрій, що має дві або більше індуктивно зв'язані обмотки і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї або кількох систем (напруг) змінного струму в одну або декілька інших систем (напруг) змінного струму без зміни частоти системи (напруги) змінного струму.

Трансформатори широко застосовуються в лініях електропередач, в розподільних та побутових пристроях. При високій напрузі й малій силі струму передача електроенергії відбувається з меншими втратами. Тому, зазвичай лінії електропередач є високовольтними. Водночас побутові й промислові машини вимагають великої сили струму й малої напруги, тому перед споживанням електроенергії перетворюється в низьковольтну.

Трансформатори знайшли застосування також у різних випрямних, підсилювальних, сигналізаційних та інших пристроях.

У реальних трансформаторах енергія не передається від первинного кола до вторинного без втрат. Існує низка фізичних причин, що їх зумовлюють.

Однією з причин втрат є активний опір обмоток. При протіканні струму через трансформатор, він нагрівається і віддає теплооточенню. При високій частоті опір збільшується завдяки скін-ефекту та ефекту близькості, які зменшують площу перерізу провідника, через який протікає струм.

Ще одна причина втрат — перемагнічування осердя завдяки гістерезису. Ці втрати для конкретної речовини осердя пропорційні частоті й залежать від пікового потоку магнітного поля через осердя.

Інша причина втрат — струми Фуко. Змінне магнітне поле в осерді породжує змінне вихрове електричне поле, яке викликає додаткові вихрові струми, що теж призводять до нагрівання. Для зменшення струмів Фукоосердя виготовляють із тонких пластинок, оскільки втрати, пов'язані зі струмами Фуко, обернено квадратично залежать від товщини матеріалу.

Частина енергії втрачається на механічні коливання. Феромагнітний матеріал осердя розширюється і стискається у змінному магнітному полі завдяки явищу магнітострикції. Цим пояснюється гудіння трансформатора, що супроводжує його роботу. Додатково, первинна й вторинна обмотка притягаються й відштовхуються у змінному магнітному полі, змушуючи також коливатися і корпус трансформатора.

Магнітний потік, що виходить за межі осердя, сам по собі не призводить до втрати енергії, але він може призводити до появи вихрових струмів Фуко в металевих деталях корпусу й кріплення, що теж зумовлює невеликі втрати енергії.

Загалом, великі трансформатори мають коефіцієнт корисної дії, до 98%. Трансформатори з надпровідних матеріалів можуть збільшити цей коефіцієнт до 99,85%.

Втрати у трансформаторах залежать від навантаження. Втрати без навантаження зумовлені в основному опором обмоток, тоді як причиною втрат при повному навантаженні зазвичай є гістерезис та вихрові струми. Втрати при відсутності навантаження можуть бути значними, тому навіть, якщо до вторинної обмотки нічого не підключено, трансформатори повинні задовольняти умовам економної роботи. Конструювання трансформаторів із малими втратами вимагає великого осердя, високоякісної електротехнічної сталі, товстіших провідників, що збільшує початкові затрати, але окупається при експлуатації.

Втрати холостого ходу:

(на гістерезис та вихрові струми)

Використання сучасних схем шихтовки

Використання електротехнічних сталей

Використання аморфного матеріалу

Покращення технології різання сталі

Втрати короткого замикання:

Збільшення поперечного перерізу провідників

Застосування великої кількості транспонованих провідників із загальною ізоляцією.

РОЗДІЛ 2

РОЗПОДІЛЬЧІ ПІДСТАНЦІЇ 6 – 10 КВ

2.1 Розподільчі підстанції 6 – 10 кв

Трансформаторна підстанція (ТП) — електрична підстанція, яка призначена для трансформування електричної енергії в мережі змінного струму та для розподілу електроенергії. Трансформаторні підстанції поділяються на підвищувальні та знижувальні. Підвищувальні трансформаторні підстанції (споруджувані зазвичай при електростанціях) перетворюють напругу, що виробляється генераторами, у вищу напругу (одного або декількох значень), необхідну для передачі електроенергії по лініях електропередачі (ЛЕП). Знижувальні трансформаторні підстанції перетворюють первинну напругу електричної мережі в нижчу вторинну. Залежно від призначення і від величини первинної і вторинної напруги знижувальні трансформаторні підстанції підрозділяються на районні, головні знижувальні місцеві (цехові). Районні трансформаторні підстанції приймають електроенергію безпосередньо від високовольтних ЛЕП і передають її на головні знижувальні ТП, а ті (знизивши напругу до 35, 10 або 6 кВ) — на місцеві цехові підстанції, на яких здійснюється останній рівень трансформації (з пониженням напруги до 660, 400 або 230 В) і розподіл

електроенергії між споживачами. До складу ТП входять силові трансформатори (зазвичай один або два), розподільні пристрої, пристрої автоматичного управління і захисту, а також допоміжні приміщення. В ряді потужних знижувальних ТП (на 220–330—500—750 кВ) застосовують автотрансформатори, що забезпечує зниження втрат електроенергії (на 30—35%), витрату міді (на 15—25%) і сталі (на 50—60%). Розподільний пристрій ТП може мати одну або дві системи збірних шин або не мати їх. Найбільш поширені ТП з однією системою збірних шин, що зазвичай секціонується вимикачами і роз'єднувачами; на деяких ТП додатково встановлюють обхідну (байпасну) систему шин, що дозволяє вести профілактичні ремонтні роботи, не припиняючи електропостачання споживачів.

2.2 Типи ТП

В залежності від місця і способу приєднання трансформаторні підстанції до електричної мережі нормативні документи не встановлюють класифікації підстанцій. Однак ряд джерел дає класифікацію виходячи із застосування типів конфігурацій мережі та можливих схем приєднання.

Тупикові — живлення поодній або двом радіальним лініям.

Відгалужувальні — приєднуються дооднієї або двох ліній на відгалуженнях.

Прохідні — підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двохстороннім живленням.

Вузлові — підключаються до мережі не менше ніж трьома лініями живлення.

Також трансформаторні підстанції розділяють на підстанції відкритого типу і на закритого типу.

Закрита трансформаторна підстанція — ТП, обладнання якої розміщене в приміщенні або в металевій оболонці.

Прибудована трансформаторна підстанція — закрита трансформаторна підстанція, що має тільки один будівельний елемент, спільний з суміжними приміщеннями (стіну, перегородку або підлогу, що є перекриттям суміжного приміщення знизу).

Вбудована трансформаторна підстанція має два або більше будівельних елементів, спільні з суміжними приміщеннями.

Щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП) — трансформаторна підстанція (у тому числі в конструктивному виконанні КТП), все устаткування якої встановлене на конструкціях (або опорах повітряної лінії електропередач (ЛП) просто неба на висоті, що не потребує наземного огороження).

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) — підстанція, що складається з трансформаторів (вмонтованих у шафи або встановлених просто неба), блоків розподільних пристроїв та інших елементів, які поставляються у зібраному або повністю підготовленому до збирання вигляді.

2.3 Вибір трансформаторів

При виборі трансформаторів необхідно проводити уніфікацію їх типорозмірів і потужностей для зручності експлуатації, зменшення вартості та полегшення резервування. Типи і виконання трансформаторів вибираються в залежності від умов їх установки, температури, стану навколишнього середовища тощо. Для зовнішньої установки найбільш економічні та надійні масляні трансформатори. В забруднених зонах підприємств при зовнішній установці застосовуються трансформатори з підсиленою ізоляцією ввідів. Для внутрішньої установки застосовуються сухі трансформатори. Сухі трансформатори мають обмежену область використання, оскільки вони дорожче масляних. Їх доцільно використовувати при первинній напрузі не вище 10 кВ при потужності до 1000 кВА. В основному вони застосовуються там, де недопустима установка масляних трансформаторів через пожежонебезпеку, наприклад в адміністративних будівлях, клубах і в інших місцях, де збирається багато людей, а також у виробничих приміщеннях, небезпечних в пожежному відношенні.

2.4 Структурна схема

Структурна схема трансформаторної підстанції — це частина головної схеми, що визначає шлях передавання електроенергії від генераторів, до розподільчих пристроїв різних напруг і зв'язок поміж них, і навіть, від РУ до споживачів. Структурна схема підстанції залежить від складу обладнання (числа трансформаторів тощо) і розподілу навантаження між РУ різної напруги. Функціонування даної структурної схеми передачі електроенергії трансформаторної підстанції така: електроенергія йде від енергосистеми ОРУ високої напруги і крізь трансформатор надходить на ЗРУ низької напруги і розподіляється між споживачами. При розробці схем прагнуть до максимального спрощення схем і застосування мінімуму комутаційних апаратів в них. Такі схеми не тільки дешевші, але і надійніші, що підтверджується практикою експлуатації. Спрощенню схем надзвичайно сприяє застосування автоматики (АВР, АПВ), що дозволяє швидкої безпомилково здійснювати резервування окремих елементів.

2.5 Захист від грозових перенапруг

ТП повинні мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних повітряних ліній електропередач. Цей захист виконують з урахуванням кількості грозових годин на рік за допомогою стрижневих і тросових блискавковідводів і захисних апаратів (ЗА), встановлених в розподільних пристроях, а також грозозахисних тросів і ЗА, установлених на підходах повітряних ліній до розподільних пристроїв. До захисних апаратів належать ОПН, РВ і захисні іскрові проміжки (ІП). Дозволено застосовувати ОПН сумісно з РВ в одній РУ під час реконструкції існуючих ТП із заміною РВ на ОПН за умови, що залишкова напруга ОПН за номінального розрядного струму становлять менше 90% залишкової напруги РВ. На різних фазах одного приєднання потрібно встановлювати ЗА одного типу (трифазний комплект ОПН). У разі встановлення додаткових ОПН під час реконструкції існуючого РУ з ОПН усі ЗА даного РУ потрібно координувати між собою за номінальною і

залишковою напругами, а також за питомою енергоємністю. ВРУ напругою від 15,75 кВ до 750 кВ і ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ, а також будівлі ЗРУ і ЗТП потрібно захищати від прямих ударів блискавки. На відкритих ТП напругою 35 кВ з трансформаторами одиничною потужністю ДО 1,6 МВА незалежно від кількості таких трансформаторів, а також на відкритих ПС напругою від 3 кВ до 10 кВ з трансформаторами будь-якої потужності захист від прямих ударів блискавки не виконують. Захист будівель закритих розподільчих пристроїв (ЗРУ) і закритих трансформаторних підстанцій (ЗТП), які мають металеві покриття покрівлі, потрібно виконувати заземленням цих покриттів. У разі наявності залізобетонної покрівлі безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконують заземленням її арматури. Захист будівель ЗРУ і ЗТП, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів з безперервним електричним зв'язком окремих їх елементів, потрібно виконувати стрижневими блискавковідводами або укладанням грозозахисної сітки безпосередньо на даху будівлі. У разі встановлення стрижневих блискавковідводів на будівлі, яку захищають, від кожного блискавковідводу потрібно прокладати не менше двох заземлювальних провідників переважно по протилежних боках будівлі.

РОЗДІЛ 3

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

3.1 Енергозбереження

Зростання втрат енергії в електричних мережах визначається об'єктивними закономірностями розвитку енергетики в цілому. Основними з них є: тенденція до концентрації виробництва електроенергії на великих електростанціях; безперервне зростання навантажень електричних мереж, пов'язане з зростанням навантажень споживачів і відставанням темпів приросту пропускної здатності мережі від темпів приросту споживання електроенергії і генеруючих потужностей. Різке загострення проблеми втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, головне, до організації роботи із зниження втрат. Відомо, що нерівномірність графіка навантаження здійснює істотний вплив на рівень втрат електроенергії. Втрати електричної енергії характерні для всіх систем розподілу електричної енергії. Правильне проектування та експлуатація електричних систем дозволяють не тільки звести їх до мінімуму, а й забезпечити зниження витрат на електроенергію.

Важливою економічною передумовою електрифікації побуту комунального господарства є подорожчання палива і теплової енергії. Це дозволяє в певних випадках говорити про економічність електрифікації водонагріву та опалення. З іншого боку, зростання споживання електроенергії вимагає введення нових генеруючих потужностей, будівництва ліній електропередач і підвищення витрат палива, залучення значних капітальних витрат. Розглянемо нерівномірність споживання електроенергії по годинах доби та по сезонах. У житлових будинках близько 60 % електроенергії витрачається в період між 18 і 22 год; влітку електроенергії витрачається на 15–25 % менше ніж взимку. Добовий графік навантаження міських електричних мереж має яскраво виражений нерівномірний характер з

істотним зростанням навантаження ввечері та вранці спадом в нічні години. Швидка зміна електричного навантаження комунально-побутових споживачів висуває особливі вимоги до системи виробництва і розподілу електроенергії. Енергосистема повинна забезпечити вироблення і передачу електроенергії з урахуванням навантаження комунально- побутових споживачів. Разом з тим однією з особливостей вироблення електроенергії є її відповідність рівню споживання в кожен момент часу. Енергосистема повинна мати можливість управляти виробленням електроенергії у відповідності до графіка її споживання, що вимагає наявності відповідних мобільних потужностей. В якості таких потужностей використовують ГАЕС, пікові паротурбінні газотурбінні агрегати та інші установки. Енергоблоки теплових електростанцій, особливо великої потужності, допускають розвантаження не більше ніж на 20%. Робота цих блоків на більш низькій потужності не тільки є технічно важким завданням, але й викликає додаткові витрати палива і зниження терміну служби агрегатів. Перехід на режим номінальної потужності або повторний пуск агрегату після зупинки займає певний час і пов'язаний з перевитратою палива. Ще складніша справа з атомними електростанціями, які в даний час практично не мають можливості знижувати потужність енергоблоків. Тому підвищується можливість вирівнювання графіка навантаження споживачів, в тому числі, комунально- побутових, заповнення нічних знижень графіків навантаження енергоблоків та електричних мереж. Як паливо на теплових електростанціях України використовують вугілля, газ, мазут. У загальних витратах на виробництві розподіл електроенергії по мережах системного значення витрати палива складають 35–50 %. Тому при подорожчанні палива ціна на електроенергію зростає повільніше. Дана обставина в ряді випадків виявляється вирішальною при виборі енергоносіїв для житлово-комунального господарства в умовах дефіциту якісного палива. Вартість на нічну електроенергію, яка виробляється в години провалу графіка навантаження енергосистеми, за трьохставочним тарифом розраховується з урахуванням коефіцієнта 0,4, що є економічним стимулом вирівнювання графіка навантаження та використання

нічної електроенергії споживачами і відображає важливість проблеми вирівнювання графіка навантаження енергосистеми, особливо, для районів, розташованих поблизу атомних електростанцій. На низькотемпературні процеси опалення, водонагріву, вентиляції, кондиціонування витрачається приблизно 90 % корисної енергії. 72 % теплової енергії, що витрачається на низькотемпературні процеси, подається в будинок у вигляді пари та гарячої води від централізованих джерел. Решта покривається за рахунок прямого спалювання палива в квартирних генераторах теплоти. Використання окремих видів електроопалення та електроводонагріву (аккумуляційне) у ряді випадків може знизити витрату електроенергії та підвищити економічність системи електротеплопостачання. Капітальні витрати крім вартості технологічного обладнання, приладів, їх установки, наладки, перевезення та зберігання враховують витрати, пов'язані з збільшенням потужності генеруючих електростанцій і посиленням електричних мереж всіх напруг, включаючи внутрішньобудинкові. Технічні рішення щодо економного витрачання електроенергії часто вимагають для своєї реалізації установки нового або модернізації існуючого технологічного обладнання та приладів, реконструкції електричних мереж, впровадження засобів автоматизації і управління, організаційних заходів щодо підвищення рівня експлуатації. Критерієм ефективності є приведені витрати, причому в значення річних витрат включають витрати на компенсацію втрат електроенергії в мережах.

3.2 Передача і розподіл електроенергії міськими мережами

Міські електричні мережі є замикаючим елементом системи передачі електроенергії. До елементів міських мереж безпосередньо приєднуються вводи споживачів: житлових будинків, адміністративно-громадських будівель, комунальних підприємств. Побудова міської електромережі, вибір параметрів електромережних споруд, електричних ліній і способів їх прокладання визначаються вимогами надійності електропостачання, обсягами споживання електроенергії, рівнем електричних навантажень на всіх елементах і характером графіка навантаження комунально-побутових

споживачів. Особливість електроспоживання квартир полягає в йогоїстотній нерівномірності за часом. Основне електроспоживання припадає на вечірні години. Нічне навантаження побутових та комунально-громадських споживачів становить не більше 25 % вечірнього. При встановленні можливості підключення додаткового споживача доіснуючої лінії, ТП або РП, що часто зустрічається в експлуатації, важливо знати існуючий зимовий і літній добовий графіки елементів мережі. Завдяки графікам навантаження можнааналізувати роботу елементів мережіабо групи споживачів заокремих проміжок часу, проводити заходи щодо зниження максимуму навантаження, тобто переводити роботу окремих електроустановок з годин максимуму навантаження енергосистеми на нічніабо певні денні години. Для оцінки параметрів міських електромереж застосовують 30-хвилинні графіки навантаження в період зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження. Ступінь завантаження електромережевогообладнання, насамперед силових трансформаторів 10/0,4 кВ, визначають за середніми графіками навантаження за кілька діб. Знаючи характер графіків навантаження споживачів, приєднаних до даної ТП, можна вирішувати питання про збільшення завантаження ТП. Систематичний контроль за рівнем навантаження в елементах мереж дозволяє реалізувати заходи щодо економії електроенергії, стежити за динамікою росту навантажень і своєчасно визначати необхідність реконструкції або заміни окремих елементів і електричної мережі в цілому. Схема міської електричної мережі визначається складом, потужністю і режимом роботи споживачів, вимогами безперебійності їх електропостачання з урахуванням економічних показників. До міських мереж відносяться розподільні мережі 10 (6) кВ від збірних шин центрів живлення, понижуючі трансформаторні підстанції (ТП) і розподільні пункти (РП), розподільчі мережі 0,4 кВ до введів споживачів [3]. Масляні трансформатори, встановлені в ТП, працюють з наступним навантаженням:

- в резервованих розподільних мережах в аварійних режимах – до 1,7–1,8 номінальної потужності;

- в нерезервованих розподільних мережах – систематично до 1,5–1,7 номінальної потужності. Процес постачання споживачів електроенергією характеризується струмом, напругою, потужністю (активною та реактивною) і втратами потужності та електроенергії в елементах мережі. Зміну за часом вказаних величин визначають режими роботи електричних мереж міста. Оскільки графіки навантаження споживачів безперервно змінюються, режим роботи міських електричних мереж є нестаціонарним. До цього слід додати, що зростання насичення квартир побутовими електроприладами, зміна складу споживачів електроенергії комунальних і громадських будівель і підприємств викликають перевантаження одних елементів і недовантаження інших, що супроводжується зростанням втрат потужності та електроенергії, перевантаженням елементів мережі, прискоренням старіння ізоляції та виходом з ладу ліній і трансформаторів і може призвести до виникнення аварійних ситуацій. Нерівномірність добових графіків навантаження комунально-побутових споживачів з підвищенням навантаження у вечірні години та різким зниженням в нічні становить серйозні проблеми перед енергосистемами і знижує техніко-економічні показники роботи міських електричних мереж. Ущільнення графіка навантаження розподільних мереж і трансформаторів дає змішане живлення житлових і комунально-громадських будівель, які мають різні добові графіки навантаження. Однак такі заходи впливають тільки на ущільнення графіка навантаження в денні години. Велике зростання навантаження у вечірні години викликає збільшення втрат потужності та електроенергії в мережах. Вирівнювання графіка навантаження повинне відбуватися без збільшення розрахункового навантаження в даному елементі (трансформаторі, розподільній лінії, центрі живлення). Вирівнювання графіка навантаження споживачів з метою поліпшення показників роботи міських мереж може включати:

- перенесення часу роботи устаткування з денних або вечірніх годин на інші години, переважно нічні;

- відключення частини або всього навантаження споживачів в години максимуму;

- зменшення потужності встановленого обладнання зі збільшенням тривалості його роботи;

- застосування спеціальних споживачів-регуляторів, що працюють з примусовим графіком в нічні години. Впровадження заходів з вирівнювання графіка навантаження повинно стимулюватися системою тарифів на електроенергію і бути економічно вигідним не лише для міської електромережі, а й, насамперед, для споживачів. Як споживачі-регулятори (СР) можна використовувати електроустановки для нагріву води з організованим споживанням електроенергії, теплоаккумуляційні електропечі з примусовим режимом включення в нічні години, насосні станції міського водопроводу, які мають збірні резервуари чистої води та ін. Заходи щодо вирівнювання графіка навантаження в більшості випадків вимагають додаткових витрат на установку приладів автоматичного підключення електроприймачів в заданому режимі, будівництво акумулюючих ємностей, заміну технологічного обладнання на обладнання з іншими параметрами. Рівень втрат енергії в розподільних мережах визначається їх параметрами, які закладені при спорудженні мережі, та фактичними режимами роботи споживачів. На втрати енергії в цілому по мережі її елементах впливає величина і характер зміни електричних навантажень споживачів і елементів мережі. Для визначення втрат в трансформаторах напругою 10/0,4 кВ необхідно мати такі вихідні дані:

- кількість активної енергії, що надійшла в силові трансформатори ТП за розрахунковий період;

- кількість енергії, що надійшла в мережеві трансформатори;

- максимальне навантаження (струм) в зимовий максимум кожного мережевого трансформатора;

- номінальні дані кожного трансформатора (за паспортними даними).
Втрати активної електроенергії в мережевих трансформаторах складаються із змінних та постійних втрат. За результатами вимірювань в період зимового максимуму розраховують:

- максимальний струм трансформатора;
- кількість активної енергії, що надійшла в абонентські трансформатори;
- характер приєднаного до ТП навантаження.

Відомо, що оптимальна загрузка трансформаторів, що працюють в режимі постійного включення, становить 75 % номінальної і більше. Такий режим завантаження приблизно відповідає рівності втрат холостого ходу і короткого замикання. Зниження втрат електроенергії в малозавантажених трансформаторах можна досягти шляхом підключення до них СР з регульованим споживанням потужності.

3.3 Якість електроенергії та шляхи її підвищення

Обмежене застосування трансформаторів з пристроями РПН на ЦП призводить до того, що в години максимуму навантаження напруга у споживачів стає нижче номінального значення, а в години провалу графіка - рівень напруги перевищує номінальний на величину до 12 %. Як вже було сказано, електричні навантаження мають добову і сезонну нерівномірність. Зниження навантаження влітку викликає підвищення напруги у споживачів, збільшення взимку – зниження її. У цьому разі істотну роль у зміні напруги на затискачах електроприймачів відіграє характер графіка електричних навантажень. Тому додатковим способом підвищення якості електроенергії слід вважати вирівнювання графіка, перенесення часу роботи енергоємного устаткування з годин максимуму. Таку роботу енергопостачальні організації повинні проводити систематично. Частково компенсувати ці зміни напруги можна підключенням СР з організованим споживанням електроенергії, зокрема, за рахунок її використання у системах гарячого водопостачання.

3.4 Нагрів води електроенергією

Більше 50 % населення нашої країни забезпечується гарячою водою від централізованих джерел: ТЕЦ, районних, квартальних і будинкових котельних. Для отримання гарячої води для господарських потреб і особистої гігієни застосовують також стаціонарні електроводонагрівачі (ЕВН). Вони підрозділяються на проточні та ємнісні. Проточні ЕВН призначені для нагріву води при її безпосередньому використанні в процесі нагрівання. Для отримання високих температур при великій витраті гарячої води нагрівачі таких приладів повинні мати значну потужність. Це тягне за собою посилення внутрішньоквартирних, внутрішньо будинкових, і в меншій мірі, зовнішніх електричних мереж. Ємнісні ЕВН (ЄЕВН) мають робочий бак, в якому поступово нагрівається вода. За часом використання нагрітої води ЄЕВН, в свою чергу, поділяються на швидкодіючі (ШЕВН) і акумуляційні (АЕВН). ШЕВН – прилад з ємністю бака 5–10 л, в якому відбувається спочатку нагрів води, а потім повне її витрачання. АЕВН являє собою прилад, бак якого має шар теплоізоляції, що забезпечує можливість тривалого нагрівання води з високим ККД і потім її тривале збереження в нагрітому стані. АЕВН місткістю 40–100 л в якості нагрівачів застосовні трубчасті електронагрівачі (ТЕНи) потужністю 1,25 і 2 кВт. АЕВН принципово відрізняються від проточних і ємнісних швидкодіючих ЕВН. Навантаження двох останніх видів ЕВН потрапляє в максимум навантаження енергосистем, викликаючи необхідність збільшення генеруючих потужностей і посилення всіх ланок системи електропостачання. Короткий час використання ПЕВН і ШЕВН збільшує нерівномірність графіка електричного навантаження, погіршуючи економічні показники роботи електричних мереж. Електричні мережі існуючих житлових будинків не розраховані на масове застосування ємнісних ЕВН, тому їх установка може здійснюватися тільки в незначному числі квартир (в межах 2–5 %) і тільки з дозволу енергопостачальної організації. Впровадження ЕВН у великій

кількості в багатоповерхових житлових будинках в даний час економічно недоцільно, оскільки це пов'язано з великим електроспоживанням ЕВН і необхідністю посилення електричних мереж. Запропоновані СР, а саме, електроустановки для нагріву води з організованим споживанням електроенергії можуть споживати електроенергію у нічні або денні години зниження навантаження міських електромереж та енергосистеми. Даний захід не викликає необхідності збільшення перерізу внутрішньобудинкової проводки, тому що електроустановка для нагріву води підключається до ТП, а споживачі безпосередньо отримують гарячу воду. Нагрівати воду можна до 90 С, за рахунок чого, як наслідок, зменшити обсяг бака. Завдяки його теплоізоляції температура води знижується дуже повільно. Для раціонального витрачання електроенергії зазначені електроустановки для нагріву води працюють в режимі автоматичного управління.

3.5 Графіки електричних навантажень

Будь-які зміни електричних навантажень (це зміна в часі Р, Q, S, I) класифікуються:

- 1) за видом фіксованого параметра;
- 2) за тривалістю (добові, сезонні, річні);

3) за місцем вивчення або елементом енергосистеми (графіки навантаження споживачів, мережі, графіки навантаження вузлових, районних і місцевих станцій, графіки навантаження електростанцій, енергосистеми)

Добовий графік. Для його побудови необхідно мати дані про встановлену потужність електроприймачів якою розуміють їх сумарну номінальну потужність. Для активного навантаження

$$P_{вст} = \sum P_{ном}.$$

Приєднана потужність на шинах підстанції споживачів

$$P_{роз} = \frac{\sum P_{ном}}{\eta_{лн} \cdot \eta_{лп}},$$

де $\eta_{лп}$ і $\eta_{лн}$ - відповідно середній ККД електроустановок споживачів і місцевої мережі при номінальному навантаженні.

В практиці експлуатації звичайно дійсне навантаження споживачів менше сумарної встановленої потужності. Ця обставина враховується коефіцієнтами одночасності і завантаження. Тоді

$$P_{роз} = \frac{k_0 \cdot k_3}{\eta_{лн} \cdot \eta_{лп}} \cdot \sum P_{ном} = k_{п} \cdot \sum P_{ном}$$

де $k_{п}$ - коефіцієнт попиту для даної групи споживачів.

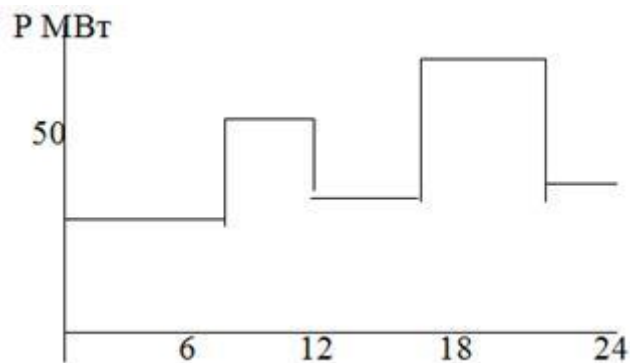


Рис. 1. Добовий графік активного навантаження споживача

Коефіцієнт попиту визначається для окремих груп навантажень чи підприємств на основі статистичних даних отриманих від однотипних об'єктів

$P_{роз}$ це є розрахункова максимальна потужність яка відповідає, як правило, зимовому максимуму навантаження. При проектуванні нових об'єктів

електропостачання крім максимальної потужності слід знати характер її зміни який визначається за типовими графіками.

Типовий графік це є усереднений характер зміни потужності для окремої групи споживачів підприємства, галузі. Для зручності розрахунків виконуються ступінчастими і найбільшій потужності відповідає 100%, $P_p = P_M = 100\%$.

Для того, щоб перетворити типовий графік у реальний слід відштовхуючись від відсотків визначити величини ступеней в іменованих одиницях:

$$P_i = \frac{n\%}{100} P_M; \quad Q_M = P_M \operatorname{tg} \varphi; \quad Q_i = \frac{n\%}{100} Q_M;$$
$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}; \quad S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}.$$

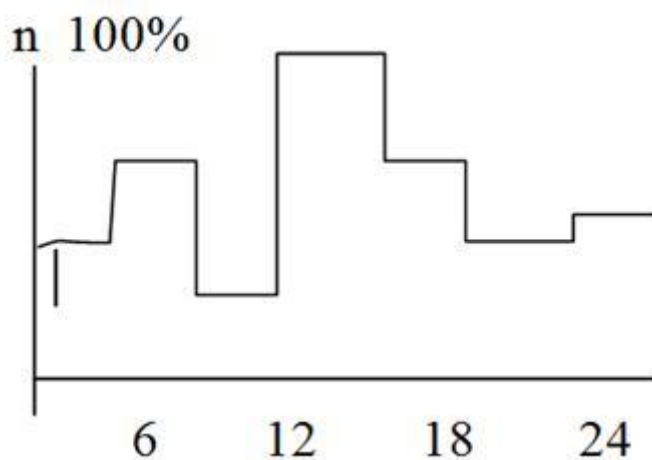


Рис. 2. Приклад добового типового графіка.

Графіки районних підстанцій. Ці графіки визначаються з врахуванням втрат активної і реактивної потужності в лініях і трансформаторах при розподілі електроенергії. Втрати мають постійну і змінну складову. Постійна визначається в основному втратами не робочого ходу трансфор

маторів. Змінні втрати визначаються втратами потужності від протікання струму в лініях обмотках трансформаторів. Сумарні втрати для будьякої ступені графіка навантаження підстанції можуть бути визначені за наступними формулами:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_{pi}^{пост.} + \sum \Delta P_{pi}^{зм.} \left(\frac{S_i}{S_{i,max}} \right)^2$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum \Delta Q_{pi}^{пост.} + \sum \Delta Q_{pi}^{зм.} \left(\frac{S_i}{S_{i,max}} \right)^2$$

де $\Delta P_{pi}^{пост.}$, $\Delta Q_{pi}^{пост.}$ - постійні втрати;

$\Delta P_{pi}^{зм.}$, $\Delta Q_{pi}^{зм.}$ - змінні втрати;

S_i - навантаження і-го елемента мережі, яка відповідає n-ій ступені сумарного графіка навантаження;

$S_{i,max}$ - навантаження елемента (лінії, трансформатора), при якій були визначені $\Delta P_{pi}^{зм.}$, $\Delta Q_{pi}^{зм.}$.

Добові графіки навантаження електростанцій.

Отримуються при сумуванні графіків навантаження споживачів і витрат розподілу в електричних мережах в цілому по енергосистемі. Графік навантаження генераторів отримують із графіка навантаження потужності і що відпускаються з шин з врахуванням додаткових витрат електроенергії на власні потреби.

При значних коливаннях навантаження слід знати характер зміни споживання потужності системи власних потреб:

$$P_{\text{шт}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_i}{P_{\text{вст}}} \right) P_{\text{вст, макс}}$$

де P_i – потужність що відпускається з шин станцій;

$P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність генераторів;

$P_{\text{вст, макс}}$ - максимальні витрати на власні потреби.

Річний графік тривалості навантаження. Будується на основі двох графіків, кількість ступеней визначається добовими графіками отриманими на протязі року. Це по суті графіки тривалості навантаження.

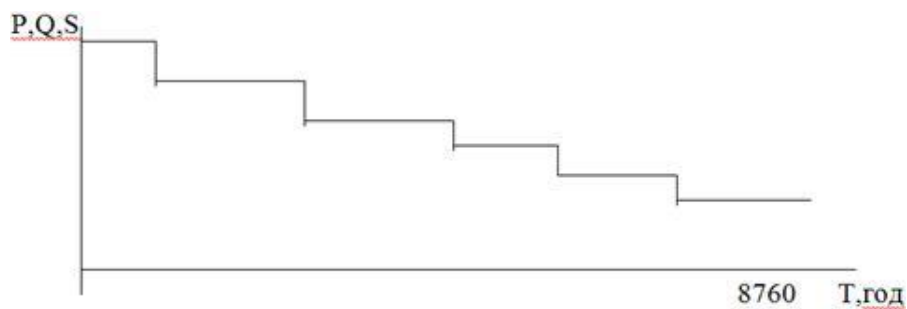


Рис. 3. Приклад річного графіка навантаження.

Річний графік містить 183 зимових дні і 182 літніх.

Зима: $T_1=183 \cdot t_1$; $T_2=183 \cdot t_2$; $T_3=183 \cdot t_3$.

Літо: $T_4=182 \cdot t_4$; $T_5=182 \cdot t_5$; $T_6=182 \cdot t_6$; $T_7=182 \cdot t_7$.

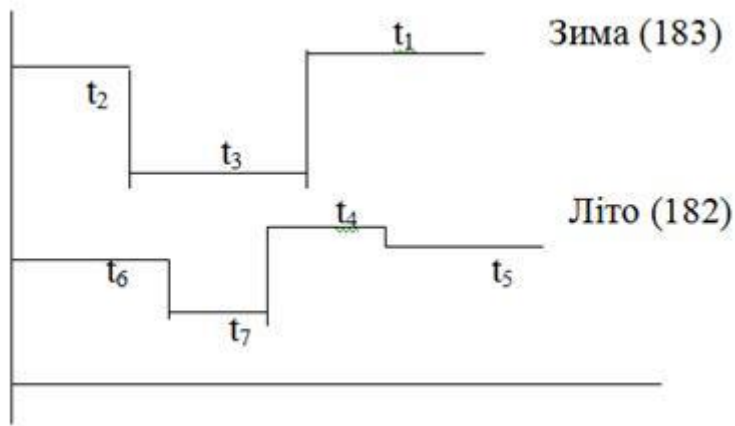


Рис. 4. Побудова річного графіка за двома добовими графіками за режимні дні.

Площа обмежена кривою графіка активного навантаження чисельно рівна енергії, що вироблена або спожита за певний період:

$$W_i = \sum P_i \cdot T_i$$

Середня потужність:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W}{T_i}$$

Коефіцієнт нерівномірності графіку роботи установки оцінюють коефіцієнтом заповнення:

$$k_{\text{зап}} = \frac{W}{P_{\text{мак}} \cdot T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{мак}}}$$

Для характеристики річного графіка навантаження використовують поняття часу використання максимальної потужності T_m

$$T_m = T \cdot \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{мак}}} = T \cdot k_{\text{зап}}$$

Час за який при постійному максимальному навантаженні споживав ась та ж кількість енергії як і при реальному навантаженні за весь розглянутий період називається часом використання максимальної потужності. Якщо $k_{зм} \leq 0,5$, то графік нерівномірний.

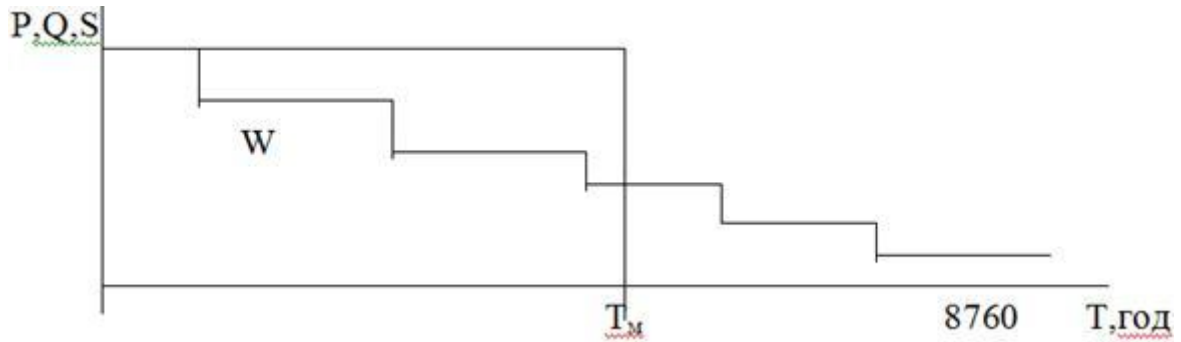


Рис. 5. Графічне відображення змісту часу споживання максимальної потужності.

3.6 Графік електричного навантаження житлового комплексу та вибір трансформатору

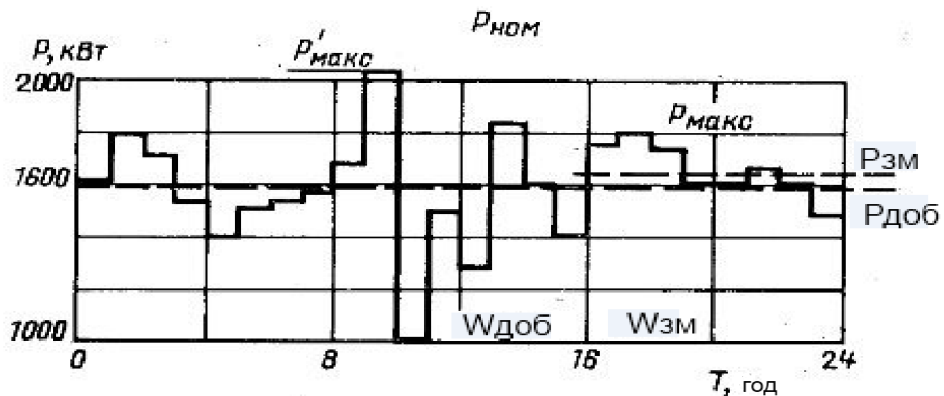


Рис. 6.Добовий графік навантаження ЖК.

Для даного ЖК було встановлено трансформатор ТМ 3200/6 з такими параметрами:

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансформатора кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансформатора кг
	ВН	НН					L	B	H	
ТМ-3200/6	6	0.4	У/Ун-0 Д/Ун-11	11 000	37 000	5,5	2560	1680	2620	7300

Таблиця 1. Параметри трансформатора ТМ 3200/6

Відповідно до «Правил улаштування електроустановок» всі силові трансформатори повинні мати захист від коротких замикань і ненормальних режимів. Для вибору видів захисту та розрахунку їх характеристик спрацювання необхідно насамперед точно знати тип і параметри трансформатора, що захищається.

Найважливіші параметри трансформатора відображені в його умовному позначенні, яке є і в паспорті, і на табличці, прикріпленій до трансформатора на видному місці. Відповідно до ГОСТ 11677-85 «Трансформатори силові» прийнята єдина структурна схема умовного позначення трансформаторів. Букви на початку позначають однофазний (О) або трифазний (Т) трансформатор, вказують вид ізолюючого/охолоджуючого середовища (наприклад, буква М відповідає масляного трансформатора з природною циркуляцією повітря і масла, буква С - сухому трансформатору), а також виконання трансформатора і вид перемикачів відгалужень: літера З - захисне виконання, Г - герметичне, Н - можливість регулювання напруги під навантаженням.

Після буквеній частини позначення через тире вказується номінальна потужність трансформатора в кіловольт-амперах (кВ-А), потім через дріб - клас напруг боку вищої напруги (ВН) в кіловольт (кВ) і далі через тире - кліматичне виконання і категорія розміщення обладнання по ГОСТ 15150-69. Згідно з цим стандартом буквою У позначають виконання для помірного клімату, ХЛ - холодного, Т - тропічного. Категорії розміщення позначаються цифрами: 1-для роботи на відкритому повітрі, 2 - для роботи в приміщеннях, де температура і вологість такі ж, як на відкритому повітрі, 3 - для закритих

приміщень з природною вентиляцією, 4 - для роботи в приміщеннях з штучним регулюванням клімату, 5 - для роботи в приміщеннях з підвищеною вологістю.

3.7 Номінальні напруги трансформатора

Трансформатори з вищою номінальною напругою 10 кВ, яким присвячена ця книга, випускаються з номінальною напругою боку нижчої напруги, рівним 0,4 або 0,69 кВ, - для живлення електроприймачів, а також 3,15 або 6,3 кВ, або 10, 5 кВ - для зв'язку живлять електричних мереж різних напружень, аінодії для живлення великих електродвигунів напругою вище 1000 В. Наприклад, на підстанції 110 / 10кВ електродвигуни напругою 6 кВ можуть працювати тільки через трансформатори 10 / 6,3 кВ. Однак більшість трансформаторів 10 кВ випускається з нижчим напругою 0,4 кВ для живлення електроприймачів напругою 380 і 220 В.

В обмотці ВН трансформаторів 10 кВ, як масляних, так і сухих, передбачається можливість зміни напруги ВН в діапазоні $\pm 5\%$ номінального ступенями по 2,5%. Змінюють напруги перемиканням відгалужень обмотки ВН, що виробляється обов'язково при відключенні всіх обмоток трансформатора від мережі. Вид, діапазон і число ступенів регулювання напруги на стороні ВН умовно позначаються буквами і цифрами: ПБВ $\pm \pm 2X2,5\%$, де ПБВ означає перемикання без збудження (на відміну від РПН - регулювання під напругою, яке виконується на трансформаторах більш високих класів напруги, починаючи з 35 кВ).

3.8 Номінальні значення потужності та струму

Номінальні потужності трансформаторів повинні відповідати ГОСТ 9680-77. Трансформатори масляні 10 кВ для живлення електроприймачів випускаються з номінальною потужністю до 2,5 МВ-А, а для зв'язку між електромережами різних напруг - до 6,3 МВ-А: наприклад, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400 , 630 кВ-а, а також 1; 1,6 і 2,5 МВ-А. Трансформатори сухі

(ТСЗ) випускаються з номінальною потужністю 160, 250, 400, 630 кВ-А, а також 1 і 1,6 МВ-А.

Потужність (у вольт-амперах) трифазного трансформатора при рівномірній навантаженні фаз визначається виразом

$$S = \sqrt{3} UI,$$

де U - номінальне міжфазова напруга, В; I - Струм у фазі, А.

З виразу по відомим з паспортних даних номінальним значенням потужності напруг сторін ВН і НН можуть бути визначені значення номінальних струмів (в амперах) обмоток ВН і НН трансформатора

$$I_{\text{ном. ВН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном. ВН}});$$
$$I_{\text{ном. НН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном. НН}}),$$

Як правило, під час роботи трансформатори не повинні перевантажуватися, т.д. Значення робочих струмів в обмотках трансформатора не повинні перевищувати номінальні. Однак допускаються в певних межах короточасні тривалі перевантаження.

3.9 Схеми і групи з'єднання обмоток

Трансформатори 10 кВ випускаються з наступними схемами і групи сполук обмоток

зірка - зірка з виведеною нейтраллю $Y / Y-0$; трикутник - зірка з виведеною нейтраллю $\Delta / Y-11$; зірка з виведеною нейтраллю - трикутник $Y / \Delta-11$; зірка-зигзаг Y / Y

Трансформатори 10 / 0,4 кВ зі схемою з'єднання обмоток $Y / Y-0$ підключаються до живильної трифазної мережі 10 кВ, що працює з ізольованою нейтраллю, і живлять трифазну чотирьох дротову мережу з наглухо заземленою нейтраллю, в якій номінальну напругу між лінійними

проводами дорівнює 0,38 кВ, а між кожним лінійним і нульовим проводом (нейтраллю трансформатора) -0,22 кВ. При симетричному навантаженні всіх фаз струм в нульовому проводу (нейтралі) невеликий і називається струмом небалансу. Значення струму небалансу в трансформаторів Y / Y не повинно перевищувати 0,25 номінального струму обмотки НН щоб уникнути перегріву і пошкодження трансформатора (ГОСТ 11677-85). На практиці не завжди вдається виконати цю умову. З цієї та деяких інших причин (див. § 4 і 9) трансформатори зі схемою з'єднання обмоток Y / Y не повинні застосовуватися починаючи зі потужності 400 кВ-А і більше.

Трансформатори зі схемою і групою з'єднання обмоток $\Delta / Y-11$ підключаються таким же чином, як і трансформатори $Y / Y-0$. Особливість схеми і групи сполук $\Delta / Y-11$ полягає в тому, що між векторами напруг і струмів на сторонах НН і ВН існує фазовий зсув на кут 30° , Тому трансформатори $\Delta / Y-11$ не можуть працювати паралельно з трансформаторами $Y / Y-0$, у яких немає фазового зсуву між цими векторами. При помилковому включенні їх на паралельну роботу фазовий зсув на кут 30° між векторами вторинної напруги цих трансформаторів викличе зрівняльний струм між трансформаторами однакової потужності, приблизно в 5 разів перевищує номінальний струм кожного з них.

Завдяки поєднанню обмотки ВН в трикутник для цих трансформаторів допускається тривале несиметрія навантаження і струм в нейтралі обмотки НН до 0,75 номінального струму в обмотки НН (ГОСТ 11677-85). Соединення обмотки ВН в трикутник забезпечує також значно більші значення струмів при однофазних КЗ на землю в мережі НН, що працює з заземленою нейтраллю, ніж при харчуванні мережі НН через трансформатор з такими ж параметрами, але зі схемою з'єднання $Y / Y-0$. Це сприяє падежній роботі пристроїв релейного захисту від однофазних КЗ (§ 3). Тому починаючи з потужності 400 кВ-А повинні застосовуватися трансформатори 10 / 0,4 кВ зі схемою з'єднання обмоток $\Delta / Y-11$ (як сухі, так і масляні). Трансформатори з

цією схемою з'єднання обмоток можуть випускатися також з номінальною напругою обмотки НН, рівним 0,69 кВ.

Для зв'язку між мережами різних напруг і для живлення великих електродвигунів понад 1000 В випускаються трансформатори 10 / 3,15, 10 / 6,3 і 10 / 10,5 кВ зі схемою і групою з'єднання обмоток Y / Δ -11; деякі трансформатори для спеціального призначення можуть мати схеми з'єднання Y / Y -0, Δ / Δ -0, а також Y / Δ -11 (обмотки ВН з виведеною нейтраллю застосовуються в трансформаторах, наприклад для включення дугогасного реактора в мережі 10 кВ з компенсованою нейтраллю). Особливу групу складають трансформатори для власних потреб електростанцій, релейний захист яких в цій книзі не розглядається.

Трансформатори 10 кВ невеликої потужності для сільських електромереж можуть випускатися з особливою схемою з'єднання обмотки НН, званої зигзаг. Обмотка ВН при цьому з'єднується в зірку: Y / Y . Соединення вторинної обмотки понижувального трансформатора в зигзаг забезпечує більш рівномірний розподіл несиметричного навантаження НН між фазами первинної мережі ВН. При цьому забезпечуються найбільш сприятливі умови роботи трансформатора. Для виконання схеми зигзаг вторинна обмотка кожної фази складається з двох половин, одна з яких розташована на одному стрижні муздраттеатру, друга - на іншому. Виконання трансформаторів зі схемою з'єднання обмотки НН в зигзаг обходиться дорожче, ніж зі схемою з'єднання обмотки НН в зірку (Y / Y), оскільки з'єднання в зигзаг вимагає більшого (на 15%) числа витків обмотки НН. Це пояснюється тим, що ЕРС обмоток, розташованих на різних стрижнях, складаються геометрично під кутом 120° і їх сумарне значення на 15% менше, ніж при алгебраїчному складенні ЕРС двох обмоток, розташованих на одному стрижні муздраттеатру. Щоб отримати ЕРС одногоі того ж значення при з'єднанні в зигзаг, потрібно на 15% більше витків, ніж при з'єднанні обмотки НН в зірку. Через більшу складності виготовлення і більш високої вартості трансформатори зірка - зигзаг застосовується рідко.

3.10 Напруга короткого замикання

Цей найважливіший параметр трансформатора необхідний для розрахунків струмів КЗ на виводах вторинної обмотки НН трансформатора в питаємій мережі ПН. Напруга короткого замикання відповідає значенню міжфазного напруги, яка треба докласти до висновків обмотки ВН трансформатора для того, щоб при трифазному замиканні на виводи НН через трансформатор пройшов струм КЗ, рівний його номінального значення. Напруга короткого замикання позначається U_k виражається у відсотках номінального значення напруги обмотки ВН. Якщо, наприклад, $U_k = 5\%$, це означає, що до обмотки ВН трансформатора 10 кВ за замкненою обмоткою НН треба прикласти напругу 0,5 кВ, щоб струм трансформатора дорівнював номінальному.

За значенням напруги короткого замикання, як впливає з визначення цього параметра, можна обчислити максимальне значення струму при трифазному КЗ на стороні НН трансформатора, причому як без урахування опору живильної енергосистеми до шин 10 кВ, де включений трансформатор, так і з урахуванням цього опору. За значенням U_k визначається повний опір трансформатора Z_{tr} (§ 3). Значення U_k приводяться в стандартах, а також у паспортах і на паспортних табличках кожного трансформатора (за результатами заводських випробувань). Середні значення U_k для масляних трансформаторів 10 кВ рівні приблизно 4,5% - за потужності до 400 кВ-А, 5,5% - при потужності 630 кВ-А і 1 МВ-А і 6,5% - при потужності більше 1 МВ-А. У сухих трансформаторів потужністю від 160 кВ-А до 1,6 МВ-А значення напруги короткого замикання рівні приблизно 5,5%.

3.11 Вибір трансформатора за максимальним навантаженням

Згідно з цим методом вихідними даними для вибору потужності трансформаторів на підстанціях є максимальні розрахункові навантаження, визначені з врахуванням їх зміни у перспективі (найчастіше за п'ятирічний період). Потужність трансформаторів вибирається за умовами:

при встановленні одного трансформатора

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{МАКС}}$$

при встановленні двох трансформаторів

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{МАКС}}$$

при встановленні n трансформаторів

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot \frac{S_{\text{МАКС}}}{(n-1)}$$

де $S_{\text{МАКС}}$ - найбільше навантаження. Трансформатори, що вибрані за відповідними умовами, забезпечують живлення всіх споживачів у нормальному режимі при оптимальному завантаженні, а в аварійному режимі залишений в роботі один трансформатор забезпечує живлення споживачів із урахуванням його допустимого перевантаження.

Згідно з добовим графіком максимальна навантаженість трансформатора $S_{\text{МАКС}} = 2200$ кВт.

$$S_{\text{НОМ}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{МАКС}}}{(n-1)}$$

$$S_{\text{НОМ}} = 770 \text{ кВт}$$

Номінальна потужність одного трансформатора повинна бути не менше 770 кВт.

Виходячи з добового графіка навантаженості, та номінальної потужності, для заміни даного трансформатора було обрано наступні трансформатори

ТГМ 12-1000/6 У1 (ЗЛ1) кількість 2шт

ТГМ 12-630/6 У1 (ЗЛ1) кількість 1шт

Наступним кроком є перевірка трансформаторів вибраної потужності на допустимість систематичних перевантажень.

Уточнюємо коефіцієнт початкового навантаження

$$k = \frac{S_{\min}}{n \cdot S_{\text{ном}}}$$

З графіка навантаження $S_{\min} = 1000$ кВт.

$$k = \frac{1000}{2630} = 0.3866$$

Допустима потужність, яку зможуть пропускати трансформатори (трансформатор) в нормальному режимі визначається за формулою

$$S_{\text{доп}} = n \cdot S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п,доп}}$$

$k_{\text{п,доп}}$ – вибирається з додатку В.

$$S_{\text{доп}} = 2630 \cdot 1.5 = 3900 \text{ кВт}$$

З урахуванням що підвищення температури верхніх шарів масла над температурой повітря в момент перегрузки скала 18°C і триватиме 0.15 год.

Режим роботи трансформаторів вважають допустимим, якщо

$$S_{\text{доп}}^{\text{нст}} \geq S_{\text{нст}}$$

$$3900 \geq 2200$$

Отже, робота даних трансформаторів допустима і не суперечує встановленим нормам.

3.12 Паралельна робота трансформаторів

Паралельною роботою двох або декількох трансформаторів називається робота при паралельному з'єднанні не менш ніж двох основних обмоток одного з них з таким же числом основних обмоток іншого трансформатора (інших трансформаторів).

З метою правильного розподілу навантаження між паралельно працюючими трансформаторами пропорційно їх номінальним потужностям паралельна робота двообмоткових трансформаторів рекомендується для випадків:

- Рівності номінальних первинних і вторинних напруг (допускається різниця коефіцієнтів трансформації не більше $\pm 0,5\%$);
- Тотожності груп сполуки обмоток;
- Рівності напруг КЗ (допускається відхилення не більше ніж на $\pm 10\%$ середньої величини).

При недотриманні першого і другого умов в обмотках трансформаторів виникають зрівняльні струми, які в окремих випадках, особливо при розбіжності груп, можуть досягти і навіть перевищити значення струму КЗ. Недотримання третьої умови приводить до того, що загальне навантаження розподіляється між трансформаторами непропорційно їх номінальним потужностям. Рекомендується, щоб ставлення номінальних потужностей паралельно працюючих трансформаторів не перевищувало 3: 1.

На трансформаторних підстанціях зазвичай встановлюється декілька паралельно працюючих трансформаторів. Це обумовлено наступними причинами:

- умовами забезпечення надійності електропостачання шляхом резервування
- необхідністю розширення підстанції;
- зменшенням втрат при малих навантаженнях шляхом відключення частини паралельно працюючих трансформаторів.

При паралельній роботі трансформаторів виникає проблема забезпечення рівномірного розподілу навантаження між ними.

Рівномірність розподілу навантаження забезпечується в тому випадку, якщо трансформатори мають:

- однакові групи з'єднання обмоток;
- рівні коефіцієнти трансформації;
- рівні напруги короткого замикання

Розділ 4

АНАЛІЗ ВТРАТ

4.1 Порівняння параметрів трансформаторів і аналіз втрат.

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансфор- матора кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напря- жение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансфор- матора кг
	ВН	НН					L	В	Н	
ТМ-3200/6	6	0.4	У/Ун-0 Д/Ун-11	11 000	37 000	5,5	2560	1680	2620	7300

Таблица 2. Характеристики ТМ-3200/6

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансфор- матора кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напря- жение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансфор- матора кг
	ВН	НН					L	В	Н	
ТМГ12-630/6 У1 (ХЛ1)	6	0.4	У/Ун-0 Д/Ун-11	800	6750	5.5	1390	1000	1710	1870

Таблица 3. Характеристики ТМГ 12-630/6

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансфор- матора кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напря- жение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансфор- матора кг
	ВН	НН					L	В	Н	
ТМГ12-1000/6 У1 (ХЛ1)	6	0.4	У/Ун-0 Д/Ун-11	1100	10500	5.5	1600	1000	1970	2820

Таблица 4. Характеристики ТМГ 12-1000/6

Втрати холостого ходу при умові трьох працюючих трансформаторів.

11000 > 3000

У відсотковому еквіваленті 70%

Втрати при к.з.

37000>27750

У відсотковому еквіваленті 25%

ВИСНОВОК

У даній дипломній роботі було досліджено виникнення втрат електроенергії, які супроводжують трансформацію електроенергії змінного струму однієї напруги в електроенергію іншої напруги при незмінній частоті.

Розглянувши графік навантаження житлового комплексу, було встановлено трансформатор ТМ 3200/6 з такими параметрами:

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансформатора кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора мм			Масса трансформатора кг
	VH	HN					L	B	H	
ТМ-3200/6	6	0.4	У/Ун-0 Д/Ун-11	11 000	37 000	5,5	2560	1680	2620	7300

Наступним кроком був вибір трансформатора з максимальним навантаженням. Згідно з добовим графіком максимальна навантаженість трансформатора $S_{\max} = 2200$ кВт.

Виходячи з добового графіка навантаженості, та номінальної потужності, для заміни данного трансформатора було обрано наступні трансформатори

ТГМ 12-1000/6 У1 (ЗЛ1) кількість 2шт

ТГМ 12-630/6 У1 (ЗЛ1) кількість 1шт

Наступним кроком є перевірка трансформаторів вибраної потужності на допустимість систематичних перевантажень. А заключному етапі роботи я порівняв параметри трансформаторів і аналізу втрат.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А.А. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1990.

Околович Н.М. Проектирование электрических станций. М.: Энергоатомиздат, 1982.

Электрические системы. Электрические сети /Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. М: Высш. шк., 1998.

Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.

Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1978.

Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Овчаренко Н.И. Элементы автоматических устройств энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995.

Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис В. Л. / Автоматика электроэнергетических систем. М.: Энергоиздат, 1981.

Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электро-энергетических систем /Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2000.

Веников А.В. Теория подобия и моделирования. М.: Высш. шк., 1976.
Электрические сети и системы. Математические задачи электроэнергетики.
/Под ред. В.А. Веникова. М.: Высш. шк., 1981.

Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах надежности систем электро-снабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985.

