

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 79 стор., 8 рис., 3 табл., 15 бібл. найм.

Розглянуті напрямки енергозбереження в електричних мережах та заходи щодо зниження втрат. Наведений порядок розробки, планування і черговість впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії. Розглянуті і проаналізовані сучасні автоматизовані системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ). Наведені напрямки оптимізації режимів в автоматизованій системі диспетчерського контролю. Розраховані сталі, допустимі і оптимальні режими в АСДК. Визначені планове і фактичне зниження втрат електроенергії від впровадження заходу щодо зниження втрат. Наведені методика, алгоритм і програмна реалізація оперативної оптимізації режиму по реактивній потужності.

Ключові слова: електрична мережа, втрати, енергозбереження, електроенергія, автоматизовані системи контролю, оптимізація, енергетичний менеджмент.

ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1	ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	10
1.1	Втрати як складова тарифу.....	9
1.2	Енергетичний менеджмент.....	15
1.3	Автоматизовані системи контролю і обліку. Загальні відомості...	20
1.4	Лічильники-датчики в системах АСКОВЕ.....	23
1.5	Основні заходи з енергозбереження.....	25
1.6	Динаміка споживання енергетичних ресурсів.....	26
1.7	Структура споживання енергетичних ресурсів.....	28
1.8	Енергетична стратегія України на період до 2030 року.....	30
1.9	Рішення проблеми втрат електроенергії в мережах в Європейському Союзі.....	33
2	АНАЛІЗ ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ПІВНІЧНОЇ ЕС.....	35
2.1	Узагальнений аналіз енергетичної системи.....	35
2.2	Аналіз виробничо-технологічної бази підприємства.....	36
3	ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ.....	43
3.1	Енергосистема як ланка енергопостачання.....	43
3.2	Принцип формування цін енергоринку.....	44
3.3	Основні цілі заходів щодо зниження втрат.....	46
3.4	Порядок розробки, планування і черговість впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	47
4	ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ В АВТОМАТИЗОВАНІЙ СИСТЕМІ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КОНТРОЛЮ.....	49
4.1	Оптимізація режимів електроенергетичних систем.....	49
4.2	Завдання оптимізації режимів.....	50
4.3	Завдання оперативно-диспетчерського управління в АСДК.....	51
4.4	Розрахунки сталих, допустимих і оптимальних режимів в АСДК...	52

4.5	Управління напругою і реактивною потужністю в АСДК в темпі процесу.....	54
4.6	Визначення планованого і фактичного зниження втрат електроенергії від впровадження заходу щодо зниження втрат.....	55
5	МЕТОДИКА, АЛГОРИТМ І ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ОПЕРАТИВНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМУ ПО РЕАКТИВНІЙ ПОТУЖНОСТІ.....	61
5.1	Методика рішення задачі.....	63
5.2	Перший підхід до рішення задачі квадратичного програмування...	64
5.3	Другий підхід до рішення задачі квадратичного програмування...	69
5.4	Введення режиму в допустиму область.....	71
5.5	Програмна реалізація.....	74
	ВИСНОВКИ.....	77
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	78

ВСТУП

На сучасному етапі розвитку промисловості, за існуючих техногенних навантажень на навколишнє середовище, є важливим гармонічний розвиток економіки, енергетики і екології. Для цього необхідно запроваджувати заходи щодо зменшення вартості і економії паливно-енергетичних ресурсів, впровадження нових технологій на основі альтернативних і відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), зменшення викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище.

У зв'язку з великим обсягом імпортованих енергоносіїв, вирішення вказаних задач, відіграє вирішальну роль у питанні енергетичної безпеки нашої країни.

Відомо, що втрати теплової енергії лише під час транспортування в централізованих мережах тепlopостачання в Україні складають 45-60 %. Низький рівень теплоізоляції збільшує ці втрати на 15-20 %, тобто споживач отримує меншу частину теплової енергії. Втрати в інших галузях енергетики також є значними, що обумовлено низькою вартістю енергоносіїв до 2000-х років, державним регулюванням енергетичного сектору, відсутністю коштів на модернізацію енергогенерувальних потужностей і транспортних мереж.

Тому першочерговою задачею для поліпшення ситуації в енергетичній і екологічній сферах є підвищення енергоефективності всіх галузей енергетики, економіки, промисловості, житлово-комунального господарства. За приблизними розрахунками це дозволить зменшити енергоспоживання мінімум у 2-3 рази. Разом з цим є доцільним поступове нарощування встановленої потужності ВДЕ, що дозволяє зменшити використання викопних джерел палива і зменшити техногенний вплив на навколишнє середовище.

Активний розвиток технологій генерації на основі ВДЕ пов'язаний з їх потенційно невичерпним обсягом енергії. Однак у порівнянні з традиційними джерелами енергії, первинними енергоносіями яких є нафта, газ або вугілля,

ВДЕ мають низьку концентрацію і малу щільність енергетичного потоку, локальний характер використання, залежно від географічного положення, нерівномірність постачання енергії в часі. Ці фактори призводять до ускладнення системи енергопостачання на основі ВДЕ і переходу від централізованого до децентралізованого генерування енергії.

У відповідність із законом України "Про електроенергетику" одним з основних напрямів державної політики в електроенергетиці є збереження цілісності і забезпечення надійного і ефективного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно технологічного) управління нею. Забезпечення виконання цих функцій в Україні покладене на Державне підприємство НЕК «Укренерго».

Основу компанії складають вісім енергетичних систем, які виконують виробничі завдання компанії на закріпленій території. Енергетична система будь – якої країни є розподіленим в просторі складним багаторівневим об'єктом управління, що описується в процесі свого функціонування безліччю різних параметрів.

Під енергетичною системою розуміється об'єднання електричних станцій за допомогою електричних мереж, що забезпечують досить надійне і економічне електропостачання споживачів.

Територію Харківської, Сумської, Полтавської областей, площа яких складає 84 тис. км² з населенням 5,84 млн. Обслуговує Північна електроенергетична система (Північна ЕС).

Основними її завданнями є створення необхідних умов для функціонування об'єктів енергетики регіону; організація централізованого диспетчерського управління в частині магістральних електромереж напругою 330 – 752 кВ, міждержавних електромереж, мереж 110 – 150 кВ, обласних енергозабезпечуючих компаній, електростанцій різної потужності усіх форм власності; забезпечення надійної паралельної роботи з сусідніми енергосистемами, попередження порушень режиму і аварій системного значення; проведення необхідних техніко–економічних розрахунків

електромереж регіону устаткування і повітряних ліній електропередачі (ПЛ) і міждержавних мереж.

У зоні обслуговування Північної ЕС розміщені енергогенеруючі джерела встановленою потужністю 3314 мВт, у тому числі:

- Зміївська ТЕС– 2150 МВт
- Харківська ТЕЦ – 5 – 470 МВт
- Кременчуцька ТЕЦ – 255 МВт
- ТЭЦ – 2 «Есхар» – 74 МВт
- Ахтирська ТЭЦ – 12 МВт
- Блок станцій і малі ТЕЦ сумарною потужністю 267МВт.

На балансі в оперативному управлінні знаходиться:

- одна підстанція 750кВ
- 14 підстанцій 330кВ сумарною потужністю 6462 МВА
- одна ПЛ 750 кВ
- 27 ПЛ 330кВ сумарною протяжністю 2379км.

Основною метою планування і впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах являється виконання планового завдання по втратах і по можливості доведення фактичного значення технічних втрат електроенергії до їх оптимального для цих мереж рівня і фактичного значення комерційних втрат до значення, допустимого рівня, що не перевищує їх.

Метою цієї дипломної роботи є мінімізація втрат активної потужності в електричній мережі Північної ЕС за рахунок зміни завантаження джерел реактивної потужності і коефіцієнтів трансформації трансформаторів з регулюванням під навантаженням.

РОЗДІЛ 1

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Втрати як складова тарифу

Витрати на виробництво і постачання споживачам електроенергії включають вартість електроенергії, що витрачається на її передачу по електричних мережах (втрати). При встановленні тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються в тариф. Очевидно, що в енергозабезпечуючих організаціях існують резерви зниження втрат, і включення в тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. У зв'язку з цим виникає завдання визначення нормативних значень втрат, включення яких в тариф обґрунтоване. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергозабезпечуючих організацій.

Через існуючі відмінності структури мереж і їх протяжності нормативом втрат для кожної енергозабезпечуючої організації є індивідуальне значення, визначуване на основі схем і режимів роботи електричних мереж і особливостей обліку вступу і відпустки електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати, як відомо, визначаються різницею свідчень лічильників вступу електроенергії в мережу і її корисної відпустки споживачам. Очевидно, що вони включають не лише технічні втрати, але і втрати комерційного характеру, обумовлені недосконалістю способів визначення корисної відпустки електроенергії споживачам (у тому числі і розкраданнями). Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їх структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальні об'єми їх можливої реалізації в планованому періоді.

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири укрупнені складові, кожна з яких має свою фізичну природу (див. рис. 1.1) :

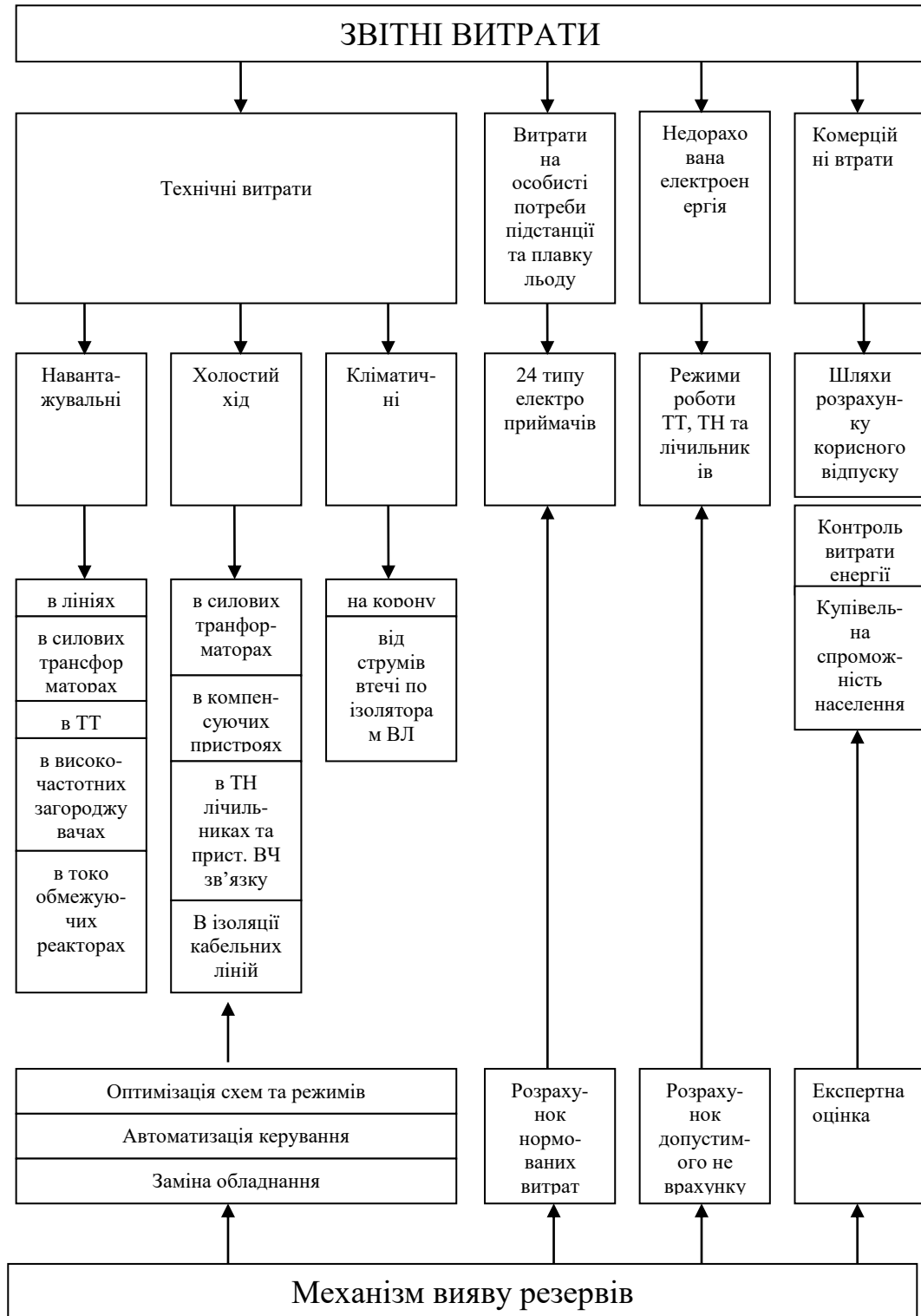


Рис. 1.1 – Структура звітних втрат електричної енергії

1) технічні втрати електроенергії – ΔW_t , обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло елементів електричних мереж;

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанції – $W_{пс}$, необхідний для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;

3) недооблік електроенергії – ΔW_y , обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку у споживачів в порівнянні з аналогічними потребами приладів, фіксуючих її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС), напруги (ТН), і сполучні дроти (кабелі), як складові вимірювального комплексу) в паспортних даних характеризуються двосторонніми погрішностями (плюс – мінус), проте через низку обставин, про яких буде сказано нижче, виникає систематична негативна погрішність системи обліку електроенергії на об'єкті, включаючої сотні і тисячі вимірювальних комплексів. Ця похибка призводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін «втрати». Слід зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії виявляється істотним;

4) комерційних втрати – ΔW_k , обумовлені розкраданням електроенергії, невідповідністю між свідченнями лічильників і платою за електроенергію побутовими споживачами і іншими причинами у сфері організації контролю за споживанням енергії.

У справжні час витрата електроенергії на власні потреби підстанції відбивається в звітності у складі технічних втрат, а втрати, обумовлені погрішностями системи обліку електроенергії – у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, оскільки не забезпечує ясного уявлення про структуру втрат і про доцільні напрями робіт по їх зниженню.

Технічні втрати можуть бути розраховані на підставі відомих законів електротехніки, оскільки усі їх складові мають математичний опис і алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їх економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви зниження.

Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій реєструється лічильниками, встановленими на трансформаторах власних потреб. Є і нормативний документ, що встановлює норми витрати, хоча і досить старий. Різниця між цими величинами є резервом зниження цієї складової втрат.

Втрати, обумовлені погрішностями обліку, також можуть бути розраховані на основі даних про метрологічні характеристики і умови роботи використовуваних приладів. Розроблена методологія таких розрахунків дозволяє визначити їх економічно обґрунтований рівень і оцінити резерви зниження.

Суму описаних трьох складових втрат, обумовлених технологією виробничого процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її вступу і відпустки, назовемо технологічними втратами. Четверта складова – комерційні втрати – є дією «людського чинника» і включають усі прояви такої дії: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни свідчень лічильників, визначення розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, що тимчасово підключаються без лічильників, і тому подібне

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Їх значення визначають як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Визначити економічно обґрунтований їх рівень математичними способами украй складно, оскільки ці втрати значною мірою визначаються чинниками, що погано формалізуються. В той же час відомо, що, наприклад, в США і Франції розкрадання, 1 –1,5% споживання енергії, що не перевищують, фізичними особами, включаються в тариф. Вважається економічно доцільним шукати

конкретні місця розкрадань в таких об'ємах, оскільки витрати на їх пошук виявляються більше вартості знайденої електроенергії. Законослухняна частина споживачів (усі споживачі, а не тільки населення) фактично оплачують розкрадання і, хоча це представляється несправедливим, справедливий шлях виявляється «собі дорожче».

Розглянемо детальніше технічну складову втрат.

Ця складова втрат найбільш суттєва і не може бути виміряна, а може бути визначена тільки за допомогою розрахунку. Вона є найбільш складною для оцінки її достовірності співробітниками контролюючих органів, оскільки є сумою втрат в сотнях і тисячах елементів, для розрахунку яких необхідно володіти електротехнічними знаннями. Виходом з положення є використання нормативних характеристик технічних втрат (НХТП), що є залежностями втрат від основних чинників, що визначають їх значення (відпустка електроенергії у власну мережу, отримання енергії від власних станцій, міжсистемні перетікання електроенергії і тому подібне). Такі характеристики отримують на основі варіантних розрахунків технічних втрат. Параметри НХТП досить стабільні і тому, одного дня розраховані, перевірені експертами, узгоджені і затверджені, вони можуть використовуватися протягом тривалого періоду – до тих пір, поки не стануться істотні зміни схем мереж. При існуючому рівні мережевого будівництва нормативні характеристики, розраховані при існуючих схемах мереж, можуть використовуватися протягом 5–7 років. При цьому похибка віддзеркалення ними втрат не перевищує 4 – 6%. У разі ж введення в роботу або виводу з роботи в цей період істотних елементів електричних мереж такі характеристики дають надійні базові значення втрат, відносно яких може оцінюватися вплив проведених змін схеми.

Для усіх складових звітних втрат є свої механізми їх зниження, але пріоритетними є організаційні заходи, оскільки не вимагають капітальних вкладень. Одним з таких заходів для зниження технологічних втрат є оптимізація режиму мережі енергосистеми по напрузі. Регулювання напруги – це один з найбільш ефективних заходів зниження втрат активної потужності

живлячої мережі, Це захід і буде надалі розглянуто в цьому дипломному проекті.

1.2 Енергетичний менеджмент

Основним інструментом скорочення споживання енергії і, відповідно, підвищення ефективності використання енергії на промислових підприємствах являється енергетичний менеджмент. Шляхом впровадження енергетичного менеджменту можна отримати детальнішу картину споживання енергії, що дозволить виробити порівняння рівнів споживання із споживанням енергії на інших підприємствах для точної оцінки проектів економії енергії, що плануються для впровадження на цьому підприємстві.

Необхідно відзначити, що успішне впровадження енергетичного менеджменту більшою мірою залежить від відношення до нього керівництвом підприємства. У випадку якщо відношення позитивне, і керівництво проявляє ініціативу, можуть бути отримані відчутні результати.

Енергетичний менеджмент – це система управління, заснована на поведінці типових вимірів і перевірок, забезпечуюча таку роботу підприємства, при якій споживається абсолютно необхідна для виробництва кількість енергії.

Енергетичний менеджмент – це інструмент управління підприємством, який забезпечує постійне дослідження і, отже, знання про розподіл і рівні споживання енергоресурсів на підприємстві, а також про оптимальне використання енергоресурсів, як для виробництва, так і для потреб опалювання і інших виробничих потреб.

Енергетичний менеджмент починається з призначення керівництвом підприємства на посаді особи, відповідальної за впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві, – енергетичного менеджера. На цьому ж етапі формулюються основні цілі і передбачувані результати, очікувані в наступні декілька років.

1.2.1 Багаторівнева система підготовки ухвалення енергозберіжних рішень

Рішення прикладних завдань підвищення енергоефективності виробничої і соціальної інфраструктури відбувається в умовах дії різних впливаючих чинників, причому рішення, пов'язані з енергозбереженням, як правило, приймаються в умовах багатьох альтернатив і обмежень, визначуваних технологічними і фінансовими можливостями їх практичної реалізації. Проблема зростає в умовах конфліктного конкурентного середовища, коли діючі обмеження можуть залежати (у динаміці) від багатьох зовнішніх і внутрішніх впливаючих факторів. У цих випадках розрахунок тільки на досвід і інтуїцію енергоменеджерів нерідко призводить до істотних втрат.

Принциповою особливістю підходів, що розвиваються, до побудови багаторівневої системи підготовки ухвалення енергозберігаючих рішень являється те, що критерії, на підставі яких на різних рівнях формулюються відповідні задачі, інтегровані в єдиний функціональний простір, що дозволяє забезпечувати взаємні переходи від регіональних завдань до приватних (на рівні підприємств, проектів і тому подібне) і навпаки. Так, наприклад, на основі регіональних індикаторів (енергоємність валового регіонального продукту (ВРП), енергозабезпеченість регіону як показник енергетичної безпеки економіки, питоме споживання теплової і електричної енергії і тому подібне) цільова функція енергозбереження може бути визначена як досягнення необхідної питомої енергоємності регіонального валового продукту (доля споживаних енергоресурсів в розподіленому ВРП) за заданих початкових умов і існуючих обмежень (технологічних, фінансових, ресурсних та ін.). В результаті може бути створена основа для системної реалізації енергозберіжних проектів як безперервного процесу, що зв'язує виробничо – фінансову діяльність підприємств з енергозберіжним бізнесом.

Інформаційно – аналітичне забезпечення таких завдань здійснюється на основі технологій, що забезпечують підтримку підготовки прийняття оперативних і стратегічних рішень. Практична реалізація таких технологій

дозволяє звести вірогідність помилки в рішеннях, що приймаються, до мінімуму – досягаються істотні поліпшення в ключових показниках, забезпечуючих енергоефективність виробництва – один з основних факторів конкурентоздатної діяльності.

Технології засновані на інтеграції окремих операцій в єдині бізнес – процеси – сукупність різних видів енергозбережної діяльності, які, узяті разом, приймають участь в створенні кінцевого продукту. На практиці ці методи доки майже не застосовуються, причому одним з суб'єктивних чинників цього являється неочевидність наслідків рішень, що приймаються. З іншого боку, оцінки зарубіжних аналітиків свідчать, що один долар, вкладений на підтримку ухвалення рішень, приносить в середньому три долари прибутку. Якщо врахувати, що подібні висновки зроблені для стабільних економік, то в умовах перехідної економіки України ефективність може бути у декілька разів більшою.

У ухваленні рішень (оперативних, стратегічних) в виробничій сфері ключова роль відводиться знаходженню оптимального балансу між завданнями максимального завантаження виробничих потужностей, наявних енергетичних і матеріальних ресурсів і отримання максимального доходу. Вочевидь, що процес ухвалення рішення в реальному масштабі часу у кожному конкретному випадку потребує операції з множиною показників, як правило, побудованих довільним чином, і нерідко оцінюваних на підставі суб'єктивних представлень особи, що приймає рішення (ОПР) про ті або інші переваги у вирішуваній проблемі.

Рішення задачі базується на формалізованому описі функціонування підприємства (міста, регіону) – інтеграції різнорідних даних у рамках єдиної бізнес – моделі, що дозволяє проводити оперативну оцінку і багатофакторний аналіз параметрів, що впливають на встановлені результуючі, у тому числі енергетичні, показники (статичні, динамічні).

Основна мета технології – інформаційна підтримка кількісно обґрунтованих оптимальних рішень, тобто таких рішень, які, з тих або інших

міркувань (критеріям), вважаються (приймаються) кращими за інших. Само ухвалення рішення відноситься до компетенції ОПР, якому надано право остаточного вибору.

У рамках технології має бути забезпечений формалізований опис системи структурованих взаємозв'язаних бізнес – процесів об'єктів. Системні завдання мають бути розглянуті в постановці, передбачаючій вимоги досягнення інтегральної ефективності з урахуванням наявних обмежень (технологічних, ресурсних, фінансових, екологічних, ринкових). Тут враховується, що техніко – економічні показники, що характеризують енергоефективність, можуть описуватися безліччю несумісних показників, з яких деякі бажано максимізувати, а інші мінімізувати – рішення, що обертає в максимум один якийсь показник, як правило, не обертає ні в максимум, ні в мінімум інші показники.

Відповідні дані базуються на первинних документах, встановлених нормативах, регламентах, показниках, інших даних, що формуються на усіх рівнях управління і контролю виробничих процесів. Тим самим виключається можливий вплив проміжних ланок на формування реальної інформації – для ОПР забезпечується можливість операції даними з будь –я кою мірою деталізації (в залежності від змісту і мети завдання). У виробничій сфері для цього повинні бути заздалегідь формалізовані і пов'язані у рамках єдиного функціонального опису різноманітні операції, пов'язані з технологічним і фінансовим забезпеченням виробництва і реалізації продукції.

Операційний аналіз даних повинен забезпечити можливість оцінки керованості енергетичними чинниками, що безпосередньо впливають на собівартість продукції, – вплив зміна об'єму і структури виробництва, технічного рівня, організації і управління виробництвом, показників використання ресурсів, норм витрати енергоресурсів і матеріалів, загальновиробничих витрат. Виділяються завдання підтримки ресурсу основних фондів (поточні і капітальні витрати).

Ще одну проблему складають багатопараметричні задачі прогнозу

споживання електронної енергії, строгого формального опису, що не мають. Застосування класичних методів прогнозування, розроблених для аналізу динаміки тимчасових рядів, для реальних систем, що функціонують в умовах невизначеності при впливаючих чинниках, викликає ускладнення. Тому таке завдання повинне вирішуватися із залученням спеціальним чином сконструйованої динамічної бізнес – моделі, на основі багатофакторного аналізу параметрів в якій спочатку визначається стійкість показників до варіації чинників, а потім формуються відповідні оцінки показників.

Подальший розвиток методів рішення таких завдань зв'язується із застосуванням спеціальних алгоритмів адаптивного управління, а також штучних нейронних мереж, показуючих високу ефективність роботи з нечіткими даними.

Підсистему моніторингу споживання електричної і теплової енергії можна реалізувати з використанням OLAP – додатків, а картографічні завдання – на основі геоінформаційних технологій, наприклад, на основі інтеграції MapInfo MapX і Oracle Express Objects з організацією зберігання показників в багатомірній базі даних Oracle Express. Забезпечується представлення інформації на електронній карті, а також традиційні засоби графічного представлення даних в вільних розрізах (просторових, тимчасових, об'єктивних), встановлюваних користувачем.

Практична реалізація багаторівневої системи підготовки ухвалення енерго зберігаючих рішень в регіональному масштабі могла б бути, наприклад, здійснена за відомою схемою створення демонстраційних зон високої енергоефективності. Такі експериментальні полігони покликані відпрацьовувати нормативно–правову базу енергозбереження, створювати організаційну і фінансову базу реалізації сучасних проектів імплементації енергоефективних технологій і устаткування.

Практика свідчить, що реалізації подібних технологій дозволяє вирішувати принципово нові завдання керування, у тому числі пов'язаних з енергозбереженням, забезпечує оперативність виконання виникаючих завдань з

урахуванням ризиків і невизначеності в рішеннях, що приймаються; адаптацію до внутрішніх і зовнішніх чинників, реалізує достатній набір виконуваних функцій при мінімумі складності структури управління, структурно-технологічну оптимізацію завдань.

1.3 Автоматизовані системи контролю і обліку. Загальні відомості

Сучасні АСКОЕ є масштабними системами, які виконують одночасно вимір і облік кількості енергії і енергоресурсів різного роду по територіально розподіленим точкам обліку і працюють в реальному часі з подальшою передачею інформації за ієрархічним рівнем. Особливу значущість АСКОЕ отримала в електроенергетиці.

Фактор високої вартості енергоресурсів обумовив в останні роки кардинальні зміни у ставленні до організації енергообліку.

Під тиском ринку споживачі приходять до розуміння тієї простої істини, що першим кроком в економії енергоресурсів і зниження фінансових втрат є точний облік.

Сучасна цивілізована торгівля енергоресурсами заснована на використанні автоматизованого приладового енергообліку, що зводить до мінімуму участь людини на етапі вимірювання, збору і обробки даних і забезпечує достовірний, точний, оперативний і гнучкий, адаптований до різних тарифних систем облік як з боку постачальника енергоресурсів, так і з боку споживача. З цією метою як постачальники, так і споживачі створюють на своїх об'єктах автоматизовані системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ)

При наявності сучасної АСКОЕ промислове підприємство повністю контролює весь свій процес енергоспоживання і має можливість за погодженням з постачальниками енергоресурсів гнучко переходити до різних тарифних систем, мінімізуючи витрати. Слід зазначити, що розвиток тарифних систем, які гармонізують суперечливі інтереси постачальника і споживача енергоресурсів, відповідає світовій практиці.

Рішення проблеми обліку електроенергії вимагає створення автоматизованих систем контролю і обліку, які в загальному випадку містять два або три рівні (рис. 1.2):



Рис. 1.2 – Узагальнена схема тривірневої АСКОЕ

нижній рівень – первинні вимірювальні перетворювачі (ППП) з телеметричним виходами, безперервно або з мінімальним інтервалом усереднення вимірюють параметри електроенергії;

середній рівень – контролери (спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі) з вбудованим програмним забезпеченням обліку, здійснюють в заданому циклі інтервалу усереднення цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ППП, накопичення, обробку та передачу цих даних на верхній рівень;

верхній рівень – персональний комп'ютер (ПК) із спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, який здійснює збір інформації з контролера (або групи контролерів) середнього рівня, підсумкову обробку цієї

інформації як по точкам обліку, так і за їх групами (підрозділам і об'єктам підприємства), відображення і документування даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і прийняття рішень (управління) оперативним персоналом служби головного енергетика та керівництвом підприємства.

Нижній рівень АСКОЕ пов'язаний із середнім рівнем вимірювальними каналами, в які входять всі вимірювальні засоби і лінії зв'язку від точки обліку до контролера.

Середній рівень АСКОЕ пов'язаний з верхнім рівнем каналом зв'язку, в якості якого можуть використовуватися фізичні дротяні лінії зв'язку. Схема побудови АСКОЕ ринку електроенергії приведена на рис. 1.3.

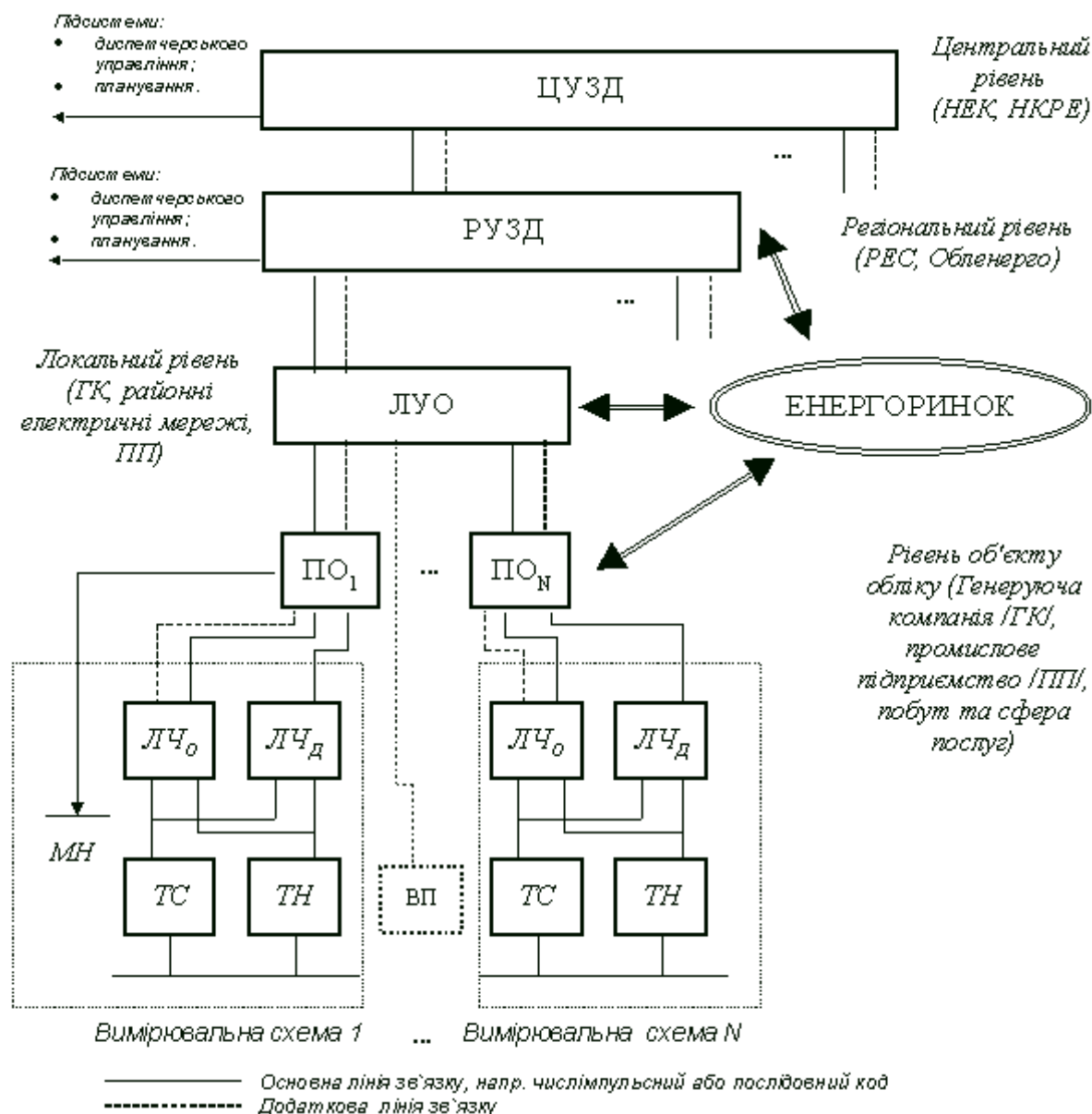


Рис. 1.3 – Схема побудови АСКОЕ ринку електроенергії

1.4 Лічильники-датчики в системах АСКОЕ

В даний час при стрімкому розвитку мікроелектроніки і зниження цін на електронні компоненти цифрові системи управління поступово витісняють своїх аналогових конкурентів. Одні з головних переваг цифрових систем управління на базі мікроконтролерів – гнучкість і багатофункціональність, досягається не апаратно, а програмно без додаткових матеріальних витрат, а також підвищення точності і надійності обліку. Цифровий лічильник електроенергії на базі найпростішого мікроконтролера має очевидні переваги: надійність за рахунок повної відсутності тертьових елементів, компактність, можливість виготовлення корпусу з урахуванням інтер'єру сучасних житлових будинків; збільшення періоду повірок в кілька разів; ремонтпригідність і простота в обслуговуванні і експлуатації. При невеликих додаткових апаратних і програмних витратах навіть найпростіший цифровий лічильник може мати ряд сервісних функцій, відсутніх у всіх механічних, наприклад можливість реалізації багатотарифної оплати за споживану енергію, автоматизованого обліку та контролю споживаної електроенергії.

Залежно від вимог сучасні цифрові лічильники повинні в будь-який момент часу оперативно передавати необхідні дані по різних каналах зв'язку на диспетчерські пункти енергопостачальних підприємств для оперативного контролю та економічних розрахунків споживання електроенергії.

Не менш важливу роль відіграють всілякі сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, до інформації про спожиту енергію і багато інших. Наявність цифрового дисплея, керованого від мікроконтролера, дозволяє програмно встановлювати різні режими виведення інформації, наприклад виводити на дисплей інформацію про спожиту енергію за кожен місяць, за різними тарифами і так далі.

Промисловістю в Україні і за кордоном випускаються для потреб АСКОЕ лічильники-давачі на мікропроцесорній основі різного типу і призначення – одно- та трифазні, одно- та багатотарифні, комбіновані інтелектуальні

багатофункціональні. На рис. 1.4 показано загальний вигляд лічильників-датчиків, що використовуються в АСКОЕ.

Завдяки застосуванню передових технологій проведення вимірювань та використанню мікрокомп'ютерних технологій сучасні високоточні електронні лічильники призначені для проведення вимірювань в широкому діапазоні і виконання тарифних функцій. Будучи комбінованими і включаються через трансформатори струму і напруги, лічильники реєструють активну і реактивну енергію в обох напрямках з класом точності 0,2 і 0,5 – при вимірюванні активної енергії і 1,0 – реактивної енергії. За допомогою сервісної програми, якою оснащується ПК, всі робочі параметри встановлюються індивідуально.



Рис. 1.4 – Загальний вигляд лічильників-датчиків, використовуваних в АСКОЕ

Впровадження автоматизованих систем контролю й обліку енергоресурсів (АСКОЕ) є стратегічним напрямком підвищення ефективності енергетичного потенціалу країни.

1.5 Основні заходи з енергозбереження

Індустріалізація світової економіки призвела до стрімкого збільшення споживання енергетичних ресурсів протягом останніх 100-150 років. Оскільки в структурі споживання енергетичних ресурсів найбільшу частку займають викопні джерела енергії: нафта, газ, вугілля – це призводить до їх швидкого вичерпування та поступового зростання ціни на ці енергоносії. В зв'язку з цим стало зрозуміло, що для стабільного економічного розвитку необхідно вживати заходи щодо раціонального використання енергії. Тому в більшості розвинених країн впровадження енергозберігаючих і енергоефективних (ЕЕ) технологій фінансують з державного бюджету.

Основні заходи для підвищення ЕЕ:

1. Технічні:

- використання пристроїв та устаткування з малим споживанням енергії;
- використання енергоефективних технологій для генерування та транспортуванні енергії;
- теплоізоляція будівель;
- заміна викопних джерел енергії на відновлювальні.

2. Економічні:

- введення денного і нічного тарифів;
- оплата енергії, що виробляється відновлювальними джерелами енергії за «зеленим» тарифом;
- введення прогресивної тарифікації (більше споживаєш – більше сплачуєш);
- державні дотації на впровадження енергоефективних технологій.

3. Організаційні:

- встановлення лічильників;
- використання зимового і літнього часу;
- економія електроенергії.

4 Правові:

- ратифікація міжнародних угод і конвенцій в галузі енергозбереження;
- розробка і впровадження національних програм з енергозбереження.

Ефект від заходів з ЕЕ:

- заощадження енергії;
- зменшення викидів шкідливих речовин;
- зменшення витрат на впровадження нових енергопотужностей.

1.6 Динаміка споживання енергетичних ресурсів

Зростання економічних показників світової економіки призводить до поступового збільшення споживання енергетичних ресурсів. Динаміка зміни енергоспоживання для розвинутих країн світу і країн, що розвиваються показана на графіках рис. 1.5.

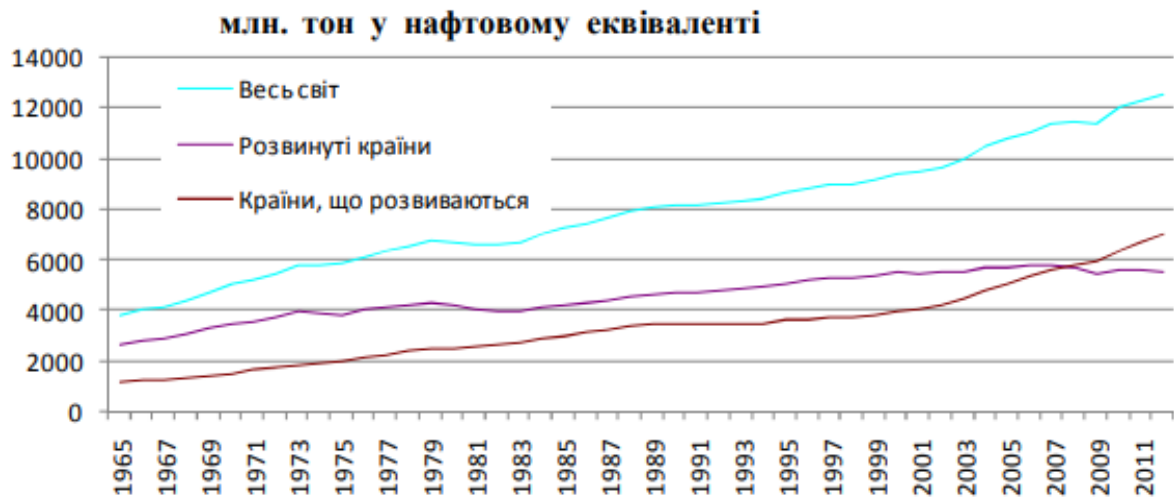


Рис. 1.5 – Динаміка енергоспоживання у світі

З рис. 1.5 видно, що країни, які розвиваються, спричиняють загальне збільшення енергоспоживання в останні 10-15 років. Причинами цього є більший приріст ВВП цих країн і достатньо висока енергоемність виробництва. Основними споживачами енергії серед країн, що розвиваються, є Китай та Індія. Динаміку енергоспоживання України наведено на рис. 1.6.

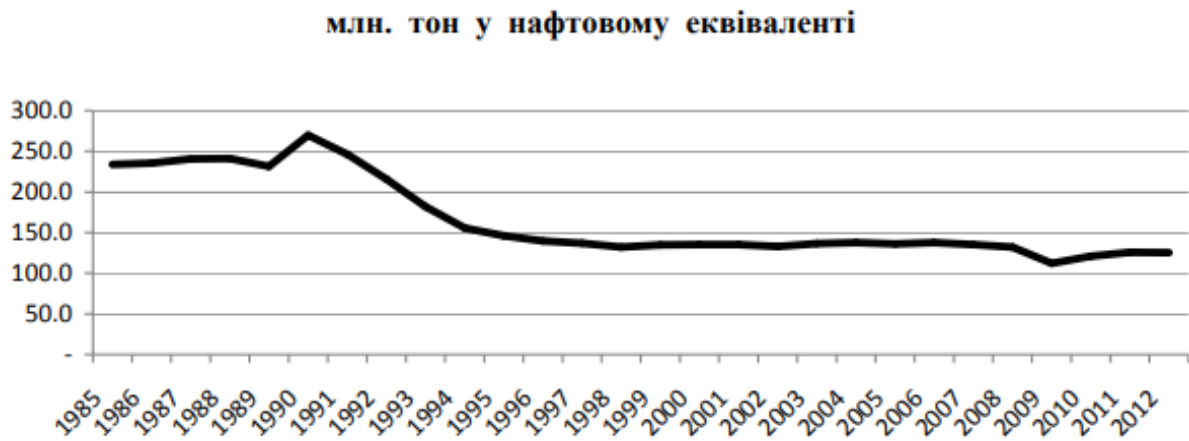


Рис. 1.6 – Динаміка енергоспоживання України

Як видно з рис. 1.6 динаміка енергоспоживання України як і більшості країн СНД після 1991 стрімко зменшилась, причиною чого є економічна криза. У середині 90-х років з початком економічної стабілізації енергоспоживання України складає 140 млн. тон нафтового еквіваленту (т.н.е) і лише після подорожчання енергоресурсів після 2007 року енергоспоживання зменшується внаслідок проведення ряду заходів з ЕЕ. Слід зауважити, що навіть після цього промисловість України є однією з найенергоємніших у світі: енергоємність виробництва у перерахунку на одиницю ВВП вдвічі більша ніж у країн-експортерів нафти, таких як Росія, ОАЕ, Венесуела. Тоді як в розвинутих країнах США, Японії, Німеччині цей показник у 5-8 разів менший. Дані з енергоємності промисловості на 2020 рік наведено на рис. 1.7.

Висока енергоємність України спричинена використанням застарілого енергоємного обладнання у металургійній, машинобудівній і хімічній промисловостях, а також значними втратами в теплових (30 %) та електричних мережах (12 %).

Зважаючи на це, основними заходами з ЕЕ для України є заміна застарілого обладнання промислових і енергогенерувальних потужностей на сучасні енергоефективні аналоги.

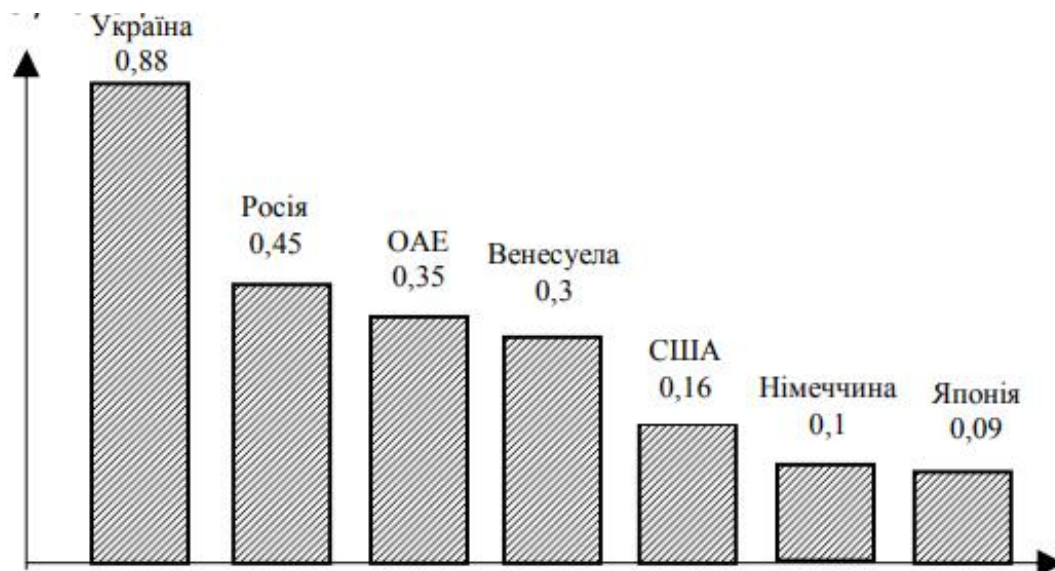


Рис. 1.7 – Питома енергоємність промисловості деяких країн

1.7 Структура споживання енергетичних ресурсів

Важливим показником енергозбереження є структура споживання енергетичних ресурсів, які поділяють на такі групи енергоносіїв:

- нафта;
- природний газ;
- кам'яне вугілля;
- ядерна енергія;
- гідроенергетика;
- відновлювальні джерела енергії.

Нафту, природний газ і кам'яне вугілля виділяють в окрему групу викопних джерел енергії. Викопні енергоносії необхідно економно використовувати через обмеженість їх запасів, зростання ціни на них і шкідливі викиди оксиду вуглецю, сірки, азоту.

Якщо обсяг споживання викопних джерел енергії буде залишатись на рівні 2020 року, то розвіданих запасів вистачить на наступну кількість років:

- нафти – на 53 роки,
- природного газу – на 56 років,
- вугілля – на 109 років.

Запасів урану, основного ядерного палива, за нинішніх темпів споживання вистачить на декілька тисяч років. Ціна енергії, отримана від цього виду палива є одною з найнижчих. За умови дотримання всіх заходів з техніки безпеки атомна енергетика значно менше впливає на навколишнє середовище, ніж викопні джерела енергії. Однак ризик техногенних катастроф, можливість створення ядерної зброї на основі палива для атомних електростанцій, сповільнюють розвиток цього виду енергетики.

Гідроенергетика також належить до відновлювальних джерел енергії. Однак історично її розглядають як окремий вид енергетичного ресурсу. Це пов'язано з тим, що вона почала активно розвиватись з 30-х років ХХ сторіччя, тоді як інші види відновлювальної енергетики – з 70-80 років. Розрізняють велику і малу гідроенергетику. Потенціал великої енергетики в світі використовують на досить високому рівні (біля 50%) з поступовим введенням в експлуатацію нових потужностей. Мала гідроенергетика почала активно розвиватись лише наприкінці ХХ ст., оскільки має меншу окупність. Однак техногенний вплив на навколишнє середовище за умови експлуатації об'єктів малої гідроенергетики мінімальний, оскільки дозволяє отримувати енергію без зміни русла і затоплення прибережних територій.

Отже, для виробництва енергії переважно використовують викопні джерела (біля 87 % усієї енергії). Доля відновлювальної енергетики складає лише 8,6 %. До того ж відновлювальна енергетика активніше розвивається у розвинутих країнах світу внаслідок державних дотацій.

Залежність енергетики України від викопних джерел складає 82 %, що дещо менше загальносвітових показників. Це пояснюється великою часткою енергоресурсів, отримуваних від ядерної енергетики – 16 %. Однак українська промисловість має велику залежність від природного газу. Зважаючи на його високу ціну, споживання природного газу доцільно замінити на кам'яне вугілля, запасів якого Україні вистачить більше ніж на 300 років.

Використання відновлювальних джерел енергії (крім гідроенергетики) в Україні нижче загальносвітових (2 %). Проте цей сегмент енергетики швидко

зростає протягом останніх декількох років. Зокрема з 2012 році загальний обсяг енергії, вироблений об'єктами відновлювальної енергетики (окрім гідроенергетики) зріс у 4 рази.

За прогнозами аналітиків компанії British Petroleum до 2030 року частка енергоносіїв, отриманих з викопних джерел енергії, зменшиться до 82 %, частка відновлювальної енергетики зросте до 12 %, а відносна кількість енергії, отримана від ядерної енергетики, зміниться не значно. Динаміку зміни споживання енергії показано на рис. 1.8.

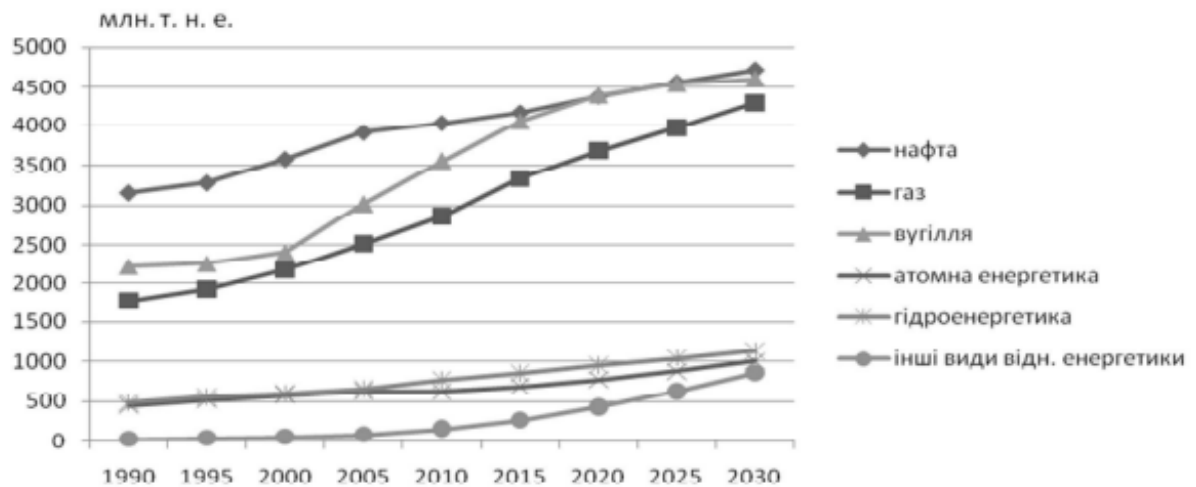


Рис. 1.8 – Прогноз споживання енергоресурсів до 2030 року

З аналізу прогнозних даних рис. 1.8, можна зробити такі висновки:

- використання відновлювальних джерел енергії найближчі 20 років дасть змогу заощадити викопні енергоресурси;
- цілковита відмова від викопних джерел енергії – справа далекої перспективи.

1.8 Енергетична стратегія України на період до 2030 року

Цілі Енергетичної стратегії

- створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;

- визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля та забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки паливно-енергетичного комплексу;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів внаслідок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій;
- інтеграція Об'єднаної енергосистеми України до європейської енергосистеми з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави нафти і газу;
- збільшення частки енергії від відновлювальних джерел енергії до 12 %.

Завдання та напрями Енергетичної стратегії

1. Формування цілісної та дієвої системи управління і регулювання в паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв.
2. Створення передумов для докорінного зменшення енергоємності вітчизняної продукції внаслідок впровадження нових технологій.
3. Розвиток експортного потенціалу енергетики, переважно, завдяки продажу електроенергії з поступовою модернізацією та оновленням генеруючих потужностей, ліній електропередач, в тому числі міждержавних.
4. Розвиток вітчизняного енергетичного машинобудування, приладобудування та енергобудівельного комплексу як передумови конкурентоспроможності підприємств України в енергетичних проектах, в т.ч. за кордоном.
5. Оптимізація видобутку власних енергоресурсів.
6. Диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергетичних продуктів, а також диверсифікація маршрутів їх транспортування.

7. Створення єдиної державної системи статистики, стратегічного планування, моніторингу виробництва і споживання енергетичних продуктів, формування балансів їх попиту та пропозицій.

8. Збалансування цінової політики щодо енергетичних продуктів.

9. Нормативно-правове забезпечення реалізації цілей Енергетичної стратегії з врахуванням існуючих міжнародних зобов'язань, передбачених Договором до Енергетичної Хартії, Кіотським протоколом, численними двосторонніми міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

В Україні діють такі податкові пільги для відновлювальної енергетики:

- звільнення від оподаткування 80 % прибутку підприємств у сфері відновлювальної енергетики отриманого від продажу на митній території України товарів власного виробництва за переліком, встановленим Кабінетом Міністрів України.

- звільнення від оподаткування 50 % прибутку, отриманого від здійснення енергоефективних заходів та реалізації енергоефективних проектів підприємств, що включені до Державного реєстру підприємств, установ, організацій, які займаються розробкою, впровадженням та використанням енергозберігаючих заходів та енергоефективних проектів.

- звільнення від оподаткування операцій із ввезення на митну територію України енергозберігаючих матеріалів, обладнання, устаткування та комплектуючих.

- звільнення від сплати податку на додану вартість операцій із постачання техніки, обладнання, устаткування, визначених статтею 7 Закону України «Про альтернативні види палива» строком до 1 січня 2019;

- звільнення від оподаткування прибутку виробників біопалива.

Для всіх виробників у сфері відновлювальної енергетики діє зелений тариф.

Зважаючи на наведені заходи, Україна найближчим часом має збільшити частку енергії, отримуваної від відновлювальних джерел, до загальносвітового

рівня. Обов'язковим складником систем електроживлення на основі відновлювальних джерел енергії є хімічні джерела струму, які накопичують і перерозподіляють у часі нестабільну енергію. Вибір типу хімічних джерел і розрахунок їх параметрів залежить від режиму роботи.

1.9 Рішення проблеми втрат електроенергії в мережах в Європейському Союзі

Попит на електроенергію в Європі складає близько 2500 млрд. кВт*година в рік. Чотирьох країн (Німеччина, Франція, Італія, Великобританія) припадає на частку 2/3 загальні попиту. Не дивлячись на те, що попит ріс в 60–і і 70–і роки, до теперішнього часу темпи його зростання значно знизилися. На сьогодні темпи щорічного зростання попиту на електроенергію в Європі складають близько 1,7% проти, наприклад, 4,3% в 70–х або 2,7% в 80–х роках. Зрозуміло, достовірно передбачити зміну темпів зростання неможливо, але об'єднання компаній виробників і розподільників електроенергії (UNIPED) вважає, що в найближчі 15 років ця величина буде мало відрізнятися від згаданих 1.7%.

Загальна величина втрат складає близько 150 млрд. кВт*година, або близько 6,5% від усієї виробленої електроенергії, що приблизно дорівнює роботі вхолосту 15 великих електростанцій. Але величина втрат стійко знижувалася з рівня 7,5% в 1970 році. Найменші втрати в Німеччині, де цією проблемою системно займалися з 70–х років. У свою чергу, в країнах Східної Європи середні величини втрат приблизно в 2 рази вище за середні значення Західної Європи. Так, в колишній ГДР в 1992 році величина втрат складала близько 10,2% проти 4,7% у ФРН, хоча вже з 1995 року вона знизилася до рівня 9,5%.

Загальне чисельне вираження ресурсу енергозбереження в Європейському Союзі при застосуванні енергозбережних трансформаторів складає 22 млрд. кВт*година в рік, що в цінах 1999 року складало близько 1,171

млрд. євро в грошовому вираженні. Незважаючи на ефективність окремих установок, в цілому втрати в розподільних трансформаторах складають 2% від усієї виробленої електроенергії, або 1/3 від усіх втрат взагалі. Потенціал енергозбереження в області розподільних трансформаторів порівняємо з потенціалом збереження електроприводу (електродвигунів) і побутових електроприладів.

Для оцінки розміру втрат досить сказати, що вони співмерні з річним споживанням електроенергії 5,1 млн. будинків або річного виробництва трьох найбільших європейських вугільних ГРЕС.

Через довгий життєвий цикл розподільних трансформаторів оновлення відбувається досить повільно, але навіть при цьому до 2010 року очікується ефект енергозбереження у розмірі 7,3 млрд. кВт*година за рахунок застосування нових енергозбережних моделей.

Прикладом активної політики в області енергозбереження по зниженню непродуктивних втрат в трансформаторах можна рахувати США, де такі організації, як Міністерство енергетики (DOE) і Агенство, з довкілля (US EPA) охорони системно взаємодіють з енергетичними компаніями, поширюють інформацію і відповідне математичне забезпечення.

Однією з природних перешкод на шляху широкого і швидкого впровадження енергозбережних моделей розподільних трансформаторів є висококонкурентний ринок. При цьому помічено, що професійні учасники ринку, як правило, сприйнятливі до раціональної аргументації за наявності точного економічного розрахунку і достовірних методик виміру і оцінки параметрів конкретної моделі трансформатора. Іншими словами, коли їм переконливо демонструють економічні переваги енергозбереження.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ПІВНІЧНОЇ ЕС

2.1 Узагальнений аналіз енергетичної системи

Енергетична система будь-якої країни є розподілений в просторі складний багаторівневий об'єкт управління, описуваний в процесі свого функціонування безліччю різних параметрів.

Електроенергетика України – потужний, складний і розгалужений технологічний комплекс, який є основою функціонування всього суспільного виробництва, для забезпечення умов цивілізованого життя населення України.

Функціонування цієї системи є базою для розвитку національного господарства. Ні для кого не секрет, що наша країна переживає в даний час сильний енергетичний криза. Рішення проблем з енергетичної ситуацією дуже сильно впливає на економічне та політичне становище як зараз, так і в майбутньому.

Вся система енергетики як галузь виробництва не схожа на інші галузі по виду продукції і, особливо, за технологічними процесами. У зв'язку з цим існують галузеві особливості, які допомагають розкрити розуміння сутності економічних проблем енергетичних підприємств в умовах реформ, попередити помилки при аналізі господарської діяльності енергетичного підприємства, при формуванні нових економічних взаємин в галузі.

Особливостями енергетики є те, що, по-перше, процес виробництва, транспортування та використання електроенергії не може бути фізично розділений, він безперервний; по-друге, продукція галузі не може складатися, і залежить від обсягу максимальних навантажень в режимі споживання за минулими сезонами року.

Виходячи з головного завдання – розвитку безперебійного енергопостачання, актуальним є виявлення позитивних і негативних сторін діяльності підприємства, дослідження витрат, шляхи пошуку резервів для зменшення собівартості продукції, планування діяльності підприємства в нових економічних умовах для підвищення ефективності роботи галузі в цілому.

Економічний аналіз є важливим фактором для підвищення ефективності роботи і поліпшення її якості. З плином часу і з застосуванням різних видів аналізу підприємство може вибрати певну стратегію обґрунтовувати свої управлінські рішення і переконатися в їх правильності за допомогою перевірки.

Сучасний етап розвитку економіки країни характеризується її переходом до ринкових відносин. Відбулися глибокі економічні зміни. У зв'язку з цим на зміну адміністративно-командної системи управління прийшли ринкові механізми. У цих умовах істотно зросла роль керуючих структур – менеджменту.

2.2 Аналіз виробничо-технологічної бази підприємства

Будь-який економічний суб'єкт є складною системою з безліччю взаємозв'язків, як між його власними складовими, так і з зовнішнім середовищем. Набагато важливіше інше: за допомогою аналітичних процедур виявляються найбільш значущі характеристики і сторони діяльності підприємства і робляться прогнози його майбутнього стану, після чого на основі цих прогнозів будуються плани виробничої та ринкової активності і розробляються процедури контролю за їх виконанням.

2.2.1 Аналіз стану підприємства

Північна енергетична система (далі - Північна ЕС) це окрема структурна одиниця Державного підприємства «Національна енергетична компанія» Укренерго », і створена відповідно указу Міністерства енергетики України від 02 червня 1998 року №107« Про створення відокремлених структурних

одиниць Державного підприємства НЕК «Укренерго» на базі регіонального північного диспетчерського центру електроенергетики України та Північних магістральних електричних мереж.

Північна ЕС заснована на державній власності і підзвітний Державній компанії НЕК «Укренерго». У своїй діяльності підприємство керується даними законодавства України та статуту НЕК «Укренерго».

2.2.2 Мета і напрям діяльності енергосистеми

Північна ЕС створена з метою забезпечення функціонування електроенергетичної системи регіону на території Харківської, Полтавської та Сумської областей України як складової частини цілісної об'єднаної енергосистеми України, задоволення інтересів енергопостачальних підприємств всіх форм власності в сфері забезпечення їх електроенергією енергії по високовольтних електромережах 330 кВ і вище, а також по високовольтних електромережах, за якими здійснюється обмін електроенергією з іншими державами.

Дана ЕС займається здійсненням таких видів діяльності, як:

1) Здійснення централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління енергосистемою регіону в частині Магістральних та Міждержавних електромереж, основний електромережі 110-150кВ, електростанцій усіх форм власності та різної потужності, з забезпеченням надійної роботи прилеглих енергосистем, запобігання порушенням режиму і аварій системного значення, а також ліквідація можливих аварій з найменшими втратами.

2) Забезпечення надійної і ефективної роботи електромереж регіону напругою 330 кВ і вище, а також електромереж, за якими здійснюється обмін електроенергією з іншими державами, як складової частини інфраструктури ринку електроенергетики України.

3) Виконання необхідних техніко-економічних розрахунків електричних режимів регіону, їх оптимізація та розробка заходів щодо зниження втрат електроенергії в основній мережі.

4) Забезпечення надійної передачі електроенергії відповідно до диспетчерського графіку по Магістральним і Міждержавним електромереж.

5) Забезпечення в межах своїх повноважень функціонування оптового ринку електроенергії щодо диспетчеризації, ведення розрахункових платежів учасників ОРЕ згідно з договором між ними, облік розрахунків за поставлену в ОРЕ і відпущену з ОРЕ електроенергію, відпуск електроенергії оптовим споживачам, а також за прямими договорами.

6) Основні напрямки діяльності Північної ЕС - це задоволення потреб енергопостачальних підприємств та підприємств, які підписали договори з Північної ЕС на поставку електроенергії, всіх форм власності, в електричній енергії і потужності за умови повної оплати, шляхом оперативного диспетчерського управління енергопостачальними та енергогенеруючими підприємствами регіону і притоками потужності по магістральним і Міждержавним електромереж.

7) Організація надійної та ефективної роботи енергосистеми і регіону як складової частини цілісної об'єднаної енергосистеми України шляхом управління процесом балансування виробництва електроенергії в регіоні і сальдового перетікання з енергоспоживанням.

8) Забезпечення оперативного-технологічного управління енергосистемою регіону в умовах ліквідації системних аварій, порушення режиму і наслідків стихійного лиха.

9) Виконання ремонту, налагоджувальних робіт по обслуговуванню енергетичного обладнання розподільчих пристроїв і повітряних ліній магістральних електричних мереж і виробництво необхідних запасних частин.

10) Проведення проектно-вишукувальних та ремонтно-будівельних робіт на виробничих і соціально-побутових об'єктах, які мають відношення до Магістральним і Міждержавним електромереж, а також розробка і реалізація

програм модернізації, технічного перетворення і реконструкції цих електромереж, розробка і реалізація відповідних технологій і нормативно - технічної документації, інші напрямки і форми інноваційної діяльності.

11) Північна ЕС проводить необхідні протиаварійні роботи, розробляє методи підвищення стійкості електричних мереж регіону, забезпечує проведення аварійно-відновлювальних робіт, займається організацією випуску технологічної оснастки необхідної для проведення аварійно-відновлювальних робіт.

12) Також одним з напрямків діяльності компанії є розробка в міру своїх повноважень перспективних, методичних і інструктажних матеріалів, обов'язкових для керівництва енергокомпаній і електростанцій регіону всіх форм власності та різної потужності. Здійснення діяльності та організації збору та обробки інформації і прогнозу обсягів і режимів споживання електричної енергії та потужності. Здійснення державного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії проводиться відповідно до Закону України «Про електроенергетику» і Положення, затвердженого Кабінетом Міністрів України. Проводиться здійснення контролю енергопостачальних підприємств усіх форм власності по організації збору та обробки інформації, прогнозу обсягів і режимів споживання електроенергії та потужності по галузевим і режимним ознаками для обробки режимів споживання, прогнозування попиту на електроенергію, і її відпустку в ОРЕ.

13) Діяльність компанії також спрямована на задоволення економічних і соціальних потреб співробітників, передбачених колективним договором: підготовку та підвищення кваліфікації фахівців для потреб Північної ЕС, організацію та проведення роботи з охорони праці і пожежної безпеки, забезпечення безпечних умов праці, розслідування, облік і аналіз випадків травматизму, розробку і реалізацію необхідних заходів щодо підвищення безпеки експлуатації Магістральних та Міждержавних електромереж.

2.2.3 Коротка характеристика звітних енергетичних показників (електроспоживання, електричні навантаження, генеруючі потужності)

Електроенергетика Північного регіону (Харківська, Полтавська і Сумська області) характеризується наступними звітними показниками:

- електроспоживання, млрд. КВт-год 15,5
- максимум електричного навантаження, МВт 2900
- встановлена потужність електростанцій, МВт 3313

За минулий десятирічний період Енергетична ситуація в Північній енергосистемі (СЕС), як і в цілому по енергооб'єднанню України, характеризується триваючим спадом електроспоживання та електричних навантажень. Причому величина зниження цих показників в СЕС істотно вище, ніж в об'єднанні – якщо по ОЕС зменшення сумарного електроспоживання та максимуму електричних навантажень склало 38% і 36%, то по Північній енергосистемі, відповідно, 46% і 45%.

У 2001 році в Україні намітилася деяка стабілізація енергетичної ситуації з незначним збільшенням електроспоживання (на 1%) і максимуму навантаження (на 6%), а по Північному регіону ці показники зросли на 1% і 4% відповідно. Навіть з огляду на цей приріст, зменшення електроспоживання по СЕС, в порівнянні з 1990 р, склало 1,8 рази, а максимуму навантаження - 1,7 рази.

Такий спад енергетичних показників визначається як зниженням попиту на електроенергію через тривалу загальноекономічну кризу, так і вимушеним обмеженням навантажень в зв'язку з масовими неплатежами за спожиту електроенергію, і, отже, відсутністю коштів на закупівлю палива для електростанцій.

Незважаючи на зниження електроспоживання і наявність великого обсягу встановленої потужності, Північна енергосистема є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Так протягом 2020 р величина дефіциту потужності становила від 400 до 1400 МВт. Це визначається, в основному, наступними причинами:

1. Відсутністю коштів на покупку палива для електростанцій в необхідному обсязі (так через відсутність палива з 10-ти енергоблоків Зміївської ТЕС одночасно беруть участь в покритті навантажень за все від 2-х до 6-ти блоків);

2. Високий знос основного енергетичного обладнання і, відповідно, простій в різного роду ремонтах;

3. Робота ТЕЦ по тепловому графіку.

Нижче подано коротку характеристику основних джерел генерації регіону. Всі електростанції регіону працюють на органічному паливі.

Найбільш потужні станції, Зміївська ТЕС і ТЕЦ-5, розташовані на території Харківської області. Всього на території цієї області зосереджено понад 85% встановленої потужності регіону.

На Зміївській ТЕС експлуатується 10 енергоблоків (6x200 МВт і 4x300 МВт), введені в період з 1960 по 1969 рр. Напрацювання за часом (при розрахунковому ресурсі 100 тис. Годин) для блоків 200 МВт перевищує 250 тис. годин (найбільша за ТЕС ОЕС України), для блоків 300 МВт - понад 200 тис. годин. Високий знос устаткування, а також використання низькосортного палива визначили зниження потужності енергоблоків 200 МВт до 175 МВт, а блоків 300 МВт – до 275 МВт. Однак частина енергоблоків не може забезпечити скільки-небудь тривалу робочу кампанію. Коефіцієнт використання блоків знизився до 30-35% (в порівнянні з 75% в період до 1990 р).

В даний час на Зміївській ТЕС ведуться роботи по підтриманню енергетичного обладнання в робочому стані. У квітні 2003 року закінчено реконструкцію енергоблоку №8, в результаті чого поліпшено його техніко-економічні показники і потужність доведена до номінальної – 300 МВт.

У 2000-2001 рр. виконані також роботи по заміні двох енергоблоків по 24 МВт на Харківській ТЕЦ-3, які відпрацювали свій фізичний і моральний ресурс (час напрацювання – 400 тис. годин з 1949 р), на сучасне обладнання.

Слід зазначити, що, з огляду на значний знос обладнання, для забезпечення надійного електропостачання споживачів, роботи по реконструкції електростанцій регіону повинні вестися більш інтенсивно.

Перелік електростанцій Північної енергосистеми із зазначенням встановленої і розташовується потужності станом на 01.01.2020 р наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Перелік електростанцій Північної ЕС із зазначенням встановленої і наявної потужності

№ п/п	Найменування електростанції	Потужність, МВт	
		Встановлена	Наявна
1	Зміївська ТЕС	2150	2066
2	Харківська ТЕЦ-2	74	74
3	Харківська ТЕЦ -5	470	470
4	Кременчуцька ТЕЦ	255	200
5	Харківська ТЕЦ -3	86	31
6	Ахтирська ТЕЦ	12	10
7	Шосткинська ТЕЦ	115	25
8	ТЕЦ Первомайського ХК	50	44
9	Крюківська ТЕЦ	12	2
10	Сумська ТЕЦ	28	26
11	ТЕЦ цукрових заводів	12	0
12	ТЕЦ заводу Фрунзе	16	5
13	Полтавська ТЕЦ	10,5	2
14	Блокстанції	3,7	0
15	ГЕС	1	1
16	Разом	3313	2956

Дефіцит потужності Північної енергосистеми покривається зі зв'язків регіону з суміжними енергосистемами: Дніпровській, Донбаській, Центральній.

РОЗДІЛ 3

ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ

3.1 Енергосистема як ланка енергопостачання

Під енергетичною системою розуміється об'єднання електричних станцій за допомогою електричних мереж, що забезпечують досить надійне і економічне електропостачання споживачів. Електрична частина енергетичної системи називається електричною системою. Основним призначенням електричних мереж є електропостачання споживачів. Під цим зазвичай розуміють передачу електроенергії від джерел живлення і розподіл її між споживачами. З основного призначення електричної мережі виходить, що вона повинна забезпечувати достатню надійність електропостачання, оскільки є істотною ланкою в ланцюзі електропостачання споживачів і тому впливає на зміни показників якості електроенергії. Тому електрична мережа як будь – яка інженерна споруда має бути економічною. При цьому вимоги економічності повинно забезпечуватися за умови виконання вказаних вище технічних вимог. Це означає, що повинні прийматися найбільш досконалі технічні рішення, повинно забезпечуватися повніше і раціональніше використання вживаного устаткування, за роботою електричної мережі повинен здійснюватися систематичний контроль.

Вимога економічності є найбільш загальною. Кінець кінцем, вимоги обґрунтованої надійності електропостачання і забезпечення найвигідних показників якості електроенергії також зводяться до умов забезпечення більшої економічності.

Для характеристики економічності роботи електричних мереж визначаються відносні значення найбільших втрат електроенергії за рік. При заданому складі устаткування електрична мережа може працювати з різними

техніко – економічними показниками. Завдання експлуатаційного персоналу полягає в тому, щоб при виконанні усіх технічних вимог забезпечити найбільш економічну роботу електричних мереж. Для енергетичної системи в цілому найвигідним є такий режим її роботи, при якому сумарні витрати за тривалий період часу на енергопостачання споживачів з виконанням усіх технічних вимог виходять найменшими. При цьому найменшою виходить питома собівартість відпущеної абонентам електроенергії.

Строго кажучи, умова економічності роботи повинна поширюватися на усю енергетичну систему, до складу якої входять усі її елементи. Проте між деякими завданнями є порівняно слабкий зв'язок, тому вони можуть вирішуватися взаємно незалежно. До їх належить: найвигідний розподіл активної потужності навантаження енергетичної системи між її електричними станціями, найвигідний розподіл реактивної потужності навантаження енергетичної системи між джерелами живлення, поліпшення умов роботи неоднорідних замкнутих частин електричної мережі або її окремих частинах, вибір складу включеного в роботу устаткування.

Значною мірою незалежними можна вважати завдання зниження втрат активної потужності зміною умов роботи неоднорідних замкнутих частин мережі і регулювання рівня напруги в окремих частинах мережі. Це справедливо в тих випадках, коли помітного впливу на розподіл активної і реактивної потужності між джерелами живлення при цьому не виходить.

3.2 Принцип формування цін енергоринку

Засадничий принцип енергоринку – це те, що гуртова ціна на електроенергію не встановлюється «згори» державою, а утворюється безпосередньо в процесі виробництва.

Щодня в Національний диспетчерський центр електроенергетики України (НДЦ) від усіх електростанцій поступають цінові заявки – тобто повідомлення, скільки коштуватиме електроенергія в наступну добу. А це залежить від

багатьох показників – вартості палива, стану устаткування, завантаження потужностей і так далі. На підставі цінових заявок, які подаються генеруючими компаніями, і заявок робочої потужності відповідно до правил ринку визначається гранична ціна системи і плата за робочу потужність, тобто плата за електричну енергію, яка відпускається в енергоринок. Потім по принципах оптимізації розробляється і здійснюється режим роботи не лише кожної електростанції, але і кожного енергоблоку.

У енергоринку формується гуртова ціна на електроенергію на почасовій основі виходячи з платежів:

- виробниками електроенергії;
- імпортерами електроенергії;
- підприємству, яке здійснює диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою і передачу електроенергії магістральним і міждержавним мережам;
- іншим особам, які мають право на отримання коштів відносно законодавства.

І вже потім за цією ціною постачальники купують її і далі продають за роздрібними цінами безпосередньо споживачам. Роздрібна ціна на електроенергію формується постачальниками електроенергії згідно з умовами і правилами здійснення підприємницької діяльності і постачання електроенергії.

Безпосереднім «прилавком» на оптовому ринку електроенергії виступає Державне підприємство «Енергоринок», що створюється на базі Національного диспетчерського центру. Його основні функції – це:

- диспетчеризація, тобто оперативне управління виробленням і споживанням електроенергії в країні;
- формування гуртової ціни на електроенергію;
- організація прийому і виходу суб'єктів підприємницької діяльності в члени Енергоринку, а також деякі інші функції.

Вочевидь, що дотримання подібних правил, можливо, за наявності елементарної платоспроможності споживачів і, як наслідок, виробників

електроенергії. Відсутність такої позбавляє електростанції найпершої і необхідної умови існування енергоринку – живих грошей для закупівель палива.

3.3 Основні цілі заходів щодо зниження втрат

Основною метою планування і впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах являється виконання планового завдання по втратах і по можливості доведення фактичного значення технічних втрат електроенергії до їх оптимального для цих мереж рівня і фактичного значення комерційних втрат до значення, допустимого рівня, що не перевищує їх.

Оптимальний рівень технічних втрат електроенергії – різниця між технічними втратами електроенергії в електричній мережі за розрахунковий період і сумарним зниженням технічних втрат електроенергії від впровадження усіх техніко – економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат, а також технічних заходів з супутнім зниженням втрат, передбачених схемами розвитку мереж. Оптимальний рівень технічних втрат є тією межею, до якої повинен прагнути персонал енергосистеми, розробляючи і виконуючи план заходів щодо зниження втрат.

З організаційних заходів найбільш ефективними вважаються ті, виконання яких дає більше абсолютне зниження втрат електроенергії, з технічних – заходів з меншим терміном окупності витрат на їх впровадження.

Організаційні заходи – заходи, забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж і електростанцій, вдосконалення їх технічного обслуговування.

3.4 Порядок розробки, планування і черговість впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії

Заходи щодо зниження втрат розробляються у вигляді довгострокових п'ятирічних планів, а так само річних планів, з розбиттям по кварталах.

Основою для розробки проектів планів заходів щодо зниження втрат являються проекти планів по втратах електроенергії, результати розрахунків втрат, нормальних режимів електричних мереж за звітний і планований період, пропозиції до проектів планів заходів щодо зниження втрат нижчестоящих підрозділів, схеми розвитку електричних мереж, проекти планів по капітальному будівництву, ремонту і реконструкції електричних мереж.

Існує наступна послідовність включення заходів в проекти планів.

В першу чергу планується виконання організаційних заходів по оптимізації режимів, а також заходи щодо вдосконалення систем розрахункового і технічного обліку електроенергії.

В межах виділених фондів, матеріальних і трудових ресурсів планується технічні заходи, передбачені планами капітального будівництва і реконструкції електричних мереж, забезпечені проектно – сметної документацією і узгоджені з підрядчиками. Перевага першочергового включення в проекти планів і наступного впровадження має технічні заходи з меншим терміном окупності витрат на впровадження.

Після проведення технічних заходів, що істотно змінюють схему мережі і режим її роботи, річний економічний ефект повинен оптимізуватися за новою схемою.

Заходи щодо оптимізації схем і режимів електричних мереж включаються в проект плану щорічно, якщо по них проводяться оптимізаційні розрахунки і якщо є додатковий ефект від впровадження планованих заходів щодо оптимізації в порівнянні з існуючим оптимальним режимом.

Ефективність кожного наступного заходу визначається з урахуванням вже досягнутого ефекту, отриманого від впровадження усього передуючого комплексу організаційних і технічних заходів.

Технічні заходи, пов'язані з капітальним будівництвом ліній і підстанцій, введенням компенсуючих пристроїв, призводять до зниження втрат в мережах більше 500 тис. кВт.годин в рік, приводяться в наказах пооб'єктно з вказівкою конкретного місця впровадження.

Основні технічні заходи, пов'язані з введенням ліній, підстанцій, батарей статичних конденсаторів 35кв і вище і синхронні компенсатори, вимагають залучення підрядних організацій, затверджуються також у складі щорічного наказу про виконання плану електромережевого будівництва.

Для планування режимів роботи енергосистем на довгострокові і короткострокові періоди проводять контрольні виміри перетікань потужності, навантаження і рівнів напруги в контрольних вузлах енергосистеми, які повинні проводитися двічі в рік в робітничі дні червня і грудня.

РОЗДІЛ 4

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ В АВТОМАТИЗОВАНІЙ СИСТЕМІ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КОНТРОЛЮ

4.1 Оптимізація режимів електроенергетичних систем

Проблема оптимізації режимів енергосистем отримала повне становлення і розвиток за останні 30 років, хоча перші теоретичні дослідження в цій області були початі значно раніше. Ще тоді були встановлені принципи оптимального розподілу активних потужностей між агрегатами на станціях і станціями в системі, що базуються на зіставленні питомих приростів витрат умовного палива. Були встановлені критерії оптимального розподілу активних потужностей в енергосистемах при обліку впливу втрат активної потужності в мережах і при обмеженні енергоресурсів.

Вже на етапі, коли була визнана необхідність обліку втрат активної потужності в мережах при оптимізації режиму, стала очевидною неможливість не лише оперативної оптимізації, але навіть і попередніх розрахунків оптимального режиму енергосистем без застосування обчислювальної техніки. У зв'язку з цим багато уваги приділялося спеціалізованим аналоговим обчислювальним пристроям, які, проте, були витиснені універсальними цифровими обчислювальними машинами.

Нині для різних завдань оптимізації режиму накопичений певний досвід розробки і зіставлення методів, а також практичних розрахунків в електроенергетичних системах. Найчастіше вирішуються завдання оптимізації режиму систем по активній потужності і режиму електричної мережі, тобто оптимізації по напрузі, реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації (U , Q і K_T), а також загальніше завдання комплексної оптимізації режиму електроенергетичних систем. Ці завдання вирішуються при оперативному і

автоматичному, тобто в темпі процесу, управлінні режимами електроенергетичних систем і мереж.

Накопичений досвід рішення завдань оптимізації режиму на ЕОМ показує, що для цих завдань найбільш ефективно застосування методу приведенного градієнта при розрахунку сталого режиму методом Ньютона.

4.2 Завдання оптимізації режимів

Оптимальне управління нормальними режимами в енергетичній системі полягає в тому, щоб за даний відрізок часу забезпечити надійне електропостачання споживача електричною енергією необхідної якості (тобто при дотриманні необхідних обмежень) при мінімально можливих експлуатаційних витратах в системі.

Виняткова складність оптимального управління режимами визначається не лише надзвичайно великою кількістю керованих елементів, але і тим, що різні регульовані параметри, що настроюються, слід підтримувати в процесі роботи системи оптимальними на великій території.

Оптимізація режиму електроенергетичних систем виробляється усіма інженерами, пов'язаними з розрахунками і практичною реалізацією функціонування електричної системи. Цим займаються проектувальники, працівники служб режимів, диспетчери енергосистем, оперативний технічний персонал електростанцій і електромереж.

Завдання комплексної оптимізації режиму полягає у визначенні оптимальних значень усіх параметрів режиму при обліку технічних обмежень. Це завдання нелінійного програмування з обмеженнями у вигляді рівнянь сталого режиму і нелінійних нерівностей. Змінні в завданні цього типу безперервні.

При комплексній оптимізації режиму визначаються оптимальні значення активних і реактивних потужностей генеруючих джерел, модулів і фаз напруги у вузлах, коефіцієнтів трансформації при обліку технічних обмежень на

значення модулів вузлової напруги, кутів зрушення фаз на далеких передачах, струмів і потоків потужності в лініях, P і Q генераторів і так далі

Оптимальний режим має бути допустимим, тобто задовольняти умовам надійності електропостачання і якості електроенергії, і, крім того, найбільш економічним серед допустимих режимів. Умови надійності електропостачання і якості електроенергії при розрахунках допустимих режимів враховують обмеження у вигляді рівності і нерівностей на контрольовані параметри режиму. Найбільш економічний режим – це такий з допустимих, при якому забезпечується мінімум сумарної витрати умовного палива (чи витрат) при заданому в кожен момент часу навантаженні споживачів, тобто при заданій корисній відпустці електроенергії.

4.3 Завдання оперативно-диспетчерського управління в АСДК

Оперативно-диспетчерське управління енергосистемами розділяється на чотири тимчасові рівні: довгострокове, короткострокове планування, оперативне управління в темпі процесу. У цій дипломній роботі розглядається тільки приклад короткострокового планування (доба) і довгострокового планування на літній період (квартал).

Регулювання напруги в електричних мережах в першу чергу визначається тим, щоб відхилення напруги у споживачів електроенергії були обмежені допустимими межами, при яких забезпечується ефективна робота споживачів, і задовольняються вимоги надійності їх роботи (достатній термін служби). Ці умови визначають графіки бажаної і гранично допустимої напруги в контрольних вузлах основної мережі і відповідають обмеженням на напругу при рішенні задачі оптимізації режиму. Контрольні вузли визначаються відповідними службами НЭК «Укренерго» і енергосистеми, залежно від міри впливу напруги в цих вузлах на стійкість і втрати електроенергії в енергосистемі.

Оперативний персонал забезпечує підтримку напруги в контрольованих точках відповідно до заданих графіків, це здійснюється нині за допомогою місцевих пристроїв автоматики дією на збудження синхронних машин, зміною коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів і лінійних регулювальників, включенням і відключенням батарей конденсаторів. Ієрархія управління проявляється в тому, що оперативний персонал кожного ступеня управління забезпечує підтримку напруги в контрольних точках мережі або ділянки мережі, що знаходиться в його веденні.

4.4 Розрахунки сталих, допустимих і оптимальних режимів в АСДК

Завдання розрахунку сталого, допустимого і оптимального режимів електричної системи використовують загальну початкову інформацію. Методика розрахунку, алгоритми і засновані на них програми застосовні для розрахунків на усіх тимчасових рівнях і територіальних східцях ієрархічної системи диспетчерського управління. Розрахунок режимів – завдання, найбільш часто використовуване в диспетчерському управлінні. Вона застосовується як як самостійне завдання, так і як модулі в складніших комплексах алгоритмів завдань АСДК.

Особливості рішення завдань розрахунку режимів живлячої електричної мережі на різних тимчасових рівнях і сходах диспетчерського управління визначаються в основному відмінностями в мірі еквівалентності і у вигляді початкової інформації про потужності електростанцій, еквівалентні генератори, навантаження вузлів споживання, а також у формі представлення результатів розрахунку диспетчерові.

Розрахунок ділиться на два етапи:

- 1) розрахунок сталого режиму;
- 2) його оптимізація.

Для розрахунку сталого режиму застосовуються методи Зейделя, Ньютона і по параметру, для комплексної оптимізації – метод приведенного

градієнта, а також роздільна оптимізація активних потужностей і оптимізація режиму по напрузі, реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації.

Критерієм оптимізації є мінімум втрат активної потужності в мережі при дотриманні усіх режимних обмежень.

Розрахунки сталого режиму потрібні для перевірки здійсненності намічених режимів по завантаженню мережі і за умовами регулювання напруги. Вступ балансуєчого вузла – це допущення, викликане особливістю нелінійних рівнянь сталого режиму. Ця особливість полягає в тому, що неможливо точно задати потужності в усіх вузлах, що задовольняють умові балансу активної потужності в системі, оскільки втрати потужності не можуть бути точно визначені до розрахунку сталого режиму. Балансуєчий вузол відповідає електростанції, що веде по частоті, тобто що переймає на себе небаланси активної потужності і що підтримує при цьому постійну частоту в системі.

Розрахунки оптимальних режимів застосовуються для визначення оптимальної напруги у вузлах і положень відгалужень регулювальних трансформаторів (результати розрахунку представлені в додатку 1).

У розрахунках найбільш достовірних режимів роботи мережі на підставі неточних телевимірювань, а також визначення наявності і джерел погрешностей в схемі заміщення мережі використовуються алгоритми, що базуються на методах оцінювання стану і ідентифікації. До цих алгоритмів відносяться: власне оцінювання стану – набуття найбільш достовірних значень параметрів поточного режиму роботи мережі, детекція – виявлення грубих помилок у вимірах параметрів режиму мережі, ідентифікація – коригування параметрів математичної моделі мережі.

Оперативне коригування режиму вимагає у випадках значного відхилення навантажень від прогнозу (більше 3%) істотної зміни складу працюючого устаткування або значної зміни перетікань обмінної потужності диспетчером вищестоящого ступеня управління. Після вживання первинних заходів для введення режиму в допустиму область завданням коригування

режиму на задані моменти часу є подальше підвищення економічності, тобто оптимізації режиму.

4.5 Управління напругою і реактивною потужністю в АСДК в темпі процесу

Оптимізація режиму електричної мережі, тобто оптимізація режиму по реактивній потужності Q , напрузі U і коефіцієнтам трансформації K_T , повинна вирішуватися на трьох рівнях регулювання U , Q і K_T :

- 1) генератори, синхронні компенсатори і конденсатори, а також трансформатори з регулюванням під навантаженням;
- 2) контрольні точки мережі, тобто регулювання в окремих районах в цілому;
- 3) регулювання на диспетчерських центрах.

Автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності, здійснюване в енергосистемах, як правило, за допомогою місцевих пристроїв, встановлених на електростанціях і підстанціях, покликаний забезпечити наступне: підтримка заданого рівня напруги в контрольних точках електричної мережі; запобігання підвищенню напруги (наприклад, на устаткуванні електропередач надвисокої напруги) або струму (генераторів і синхронних компенсаторів) з метою забезпечення збереження устаткування; зменшення втрат активної потужності, тобто оптимізацію режиму по U і Q з урахуванням заданих обмежень. Зміна напруги і реактивної потужності здійснюється плавно (автоматичними регулювальниками збудження, АРВ, встановленими на синхронних машинах) або східцями (автоматичними регулювальниками, встановленими на підстанціях і здійснюючими зміну коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів, тобто РПН, оснащеними автоматичними регуляторами напруги, а також включенням і відключенням конденсаторів і шунтуючих реакторів).

Найефективніше методи оптимізації режиму по U , Q і K_T в темпі процесу розробляються у Франції і США. У цих країнах завдання оптимізації вирішується за допомогою ЕОМ на національному рівні, тобто регулюванням на диспетчерському центрі країни.

4.6 Визначення планованого і фактичного зниження втрат електроенергії від впровадження заходу щодо зниження втрат

Плановане і фактичне зниження втрат електроенергії при проведенні організаційних заходів розраховується таким чином:

1. Заходи по оптимізації сталих режимів електричних мереж по реактивній потужності.

Оптимізація режимів здійснюється за допомогою програми WinSKANER, розробленої на Україні спеціально для електричних мереж. Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання наявних в енергосистемі джерел реактивної потужності і законів регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (трансформаторів, що працюють в замкнутих контурах).

Ефективність оптимізації режимів залежить від частоти проведення розрахунків, їх інформаційної забезпеченості і міри практичної реалізації результатів розрахунків. Практично необхідним є проведення не менше 16 розрахунків в рік: для кожного з чотирьох характерних періодів (зима, весна, літо і осінь) розраховуються оптимальні режими для годинника максимальних добових навантажень і нічних провалів навантажень для двох типів доби – робочих і неробочих.

За відсутності інформації про навантаження підстанцій для деяких з вказаних 16 режимів (наприклад, весняного або осіннього періодів) розрахунки для них доцільно виробляти по приблизно вичислених навантаженнях.

Невідомі навантаження P_{nc} (P_{inc} , Q_{inc}) підстанцій в проміжних режимах (характерних весняних і осінніх днів) за відсутності точніших методик визначаються коригуванням відомих максимальних навантажень P_{nc} (P_{jnc} , Q_{jnc}) в години максимальних добових навантажень і мінімальних – в години нічних провалів навантажень (за ті ж характерні дні) пропорційно зміні загальносистемного навантаження P_{cuct} і Q_{cuct} по формулах:

$$P_{inc} = P_{jnc} * P_{icuct} / P_{jcuct} \quad (4.1)$$

$$Q_{inc} = Q_{icuct} / Q_{jcuct} \quad (4.2)$$

де індексом j позначений режим, для якого відомі навантаження на підстанціях, індексом i – режим, для якого навантаження підстанції визначаються.

Точніше невідомі навантаження проміжних і –х режимів можна визначити по графіках, що формуються на підставі результатів загальносистемних вимірів з використанням універсальних апроксимуючих залежностей.

Розраховані залежності є річними графіками активних і реактивних навантажень, ординатами яких є характерні значення вказаних навантажень за кожен місяць року для і –го режиму.

Міра практичної реалізації результатів розрахунку визначається мірою відповідності дійсних змін реактивній потужності її джерел і коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку змінам, визначеним при розрахунку. У першому наближенні ця відповідність може бути оцінена числом перемикачів трансформаторів зв'язку.

Фактичне зниження втрат електроенергії при оптимізації режиму мережі по реактивній потужності визначається по формулі

$$\Delta W_{\phi} = \sum [\delta P_{макс}^j * t_{макс}^j + \delta P_{мин}^j * (24 - t_{макс}^j)] d^j * K_I^j * K_2^j \quad (4.3)$$

де δP_{\max}^j і δP_{\min}^j – зниження втрат потужності(зі своїми знаками) при оптимізації режимів для годинника максимальних добових навантажень і нічних провалів навантажень характерної доби j –го періоду. При неприпустимо завищеної напруги в початковому режимі зниження втрат потужності (особливо в мінімум навантаження) може виявитися негативним. Це є додатковим доказом неприпустимості оптимізації лише одного режиму;

d^j – тривалість в році j –го періоду, днів.;

t_{\max}^j – еквівалентний час режиму максимальних навантажень за добу, що розраховується по формулі

$$t_{\max}^j = 24 * K_3 - K_{\min} / 1 - K_{\min} \quad (4.4)$$

де K_{\min} – відношення мінімального добового навантаження енергосистеми до максимальної;

K_3 – коефіцієнт заповнення графіка ($K_3 = T_{\max} \text{сут} / 24$);

K_1 – коефіцієнт інформаційної забезпеченості, що приймається рівним одиниці для періодів з навантаженнями, визначеними шляхом вимірів;

K_2 – коефіцієнт, що враховує точність збігу закону регулювання, що забезпечується пристроями РПН трансформаторів зв'язку. Коефіцієнт визначається для кожного періоду по формулі:

$$K_2^j = n_{Jnc} / 15(1 - K_{\min}) \quad (4.5)$$

де n_{Jnc} – середнє число перемикань відгалужень трансформаторів зв'язку РПН за характерну добу J –го періоду, визначуваного по формулі, :

$$n_{Jnc} = \sum n_{joi} / Nm_{\Sigma} \quad (4.6)$$

де n_{joi} – число перемикань відгалужень i – го трансформатора з РПН характерну добу i –го періоду;

$N_{m\Sigma}$ – сумарна кількість трансформаторів з РПН.

2. Оптимізація ведення режимів роботи основної мережі по напрузі, коефіцієнтам трансформації і реактивної потужності.

Розрахунок поточних і оптимальних режимів максимуму і мінімуму навантажень здійснюється по одному з комплексів програм з використанням інформації про графіки вузлових навантажень, що отримуються в дні контрольних вимірів. Конфігурація графіків навантаження вузлів змінюється від сезону до сезону, тому доцільне використання контрольних вимірів, не вводячи кожного разу конкретні графіки.

Оптимізація режиму виробляється вибором оптимальних відгалужень на регульованих під навантаженням автотрансформаторів, а також оптимізація завантаження джерел реактивної потужності. Розрахункова схема повинна включати усю основну не еквівалентну мережу 110 – 750 кВ.

Змінною інформацією для розрахункових режимів служать телевимірювання і оперативні ці стани устаткування, що отримуються від чергових диспетчерів. На основі результатів розрахунків вибираються найбільш ефективні заходи для реалізації. Реалізуються заходи з оптимізаційним ефектом 1 мВт і більш. Вибрані для реалізації заходи вносяться як зміни в до оптимізаційний режим і він перераховується в 2-х варіантах:

- базовий режим до реалізації оптимізаційних заходів;
- режим з впровадженими оптимізаційними заходами (оптимальний).

Перерахунок режимів виробляється при кожній істотній зміні режиму енергосистеми (розрахунковий період): виводі в ремонт і включенні після ремонту великих генеруючих потужностей 800 – 1000 мВт, виводі в ремонт і включенні після ремонту ПЛ 750 кВ і що найбільш впливають на режими ПЛ 500–300 кВ, зміні режиму зовнішніх зв'язків енергосистеми, зміні топологій схеми електричних з'єднань. Оптимізуються режими, існуючі не менше доби.

Пріоритетним напрямом удосконалення методів розрахунків втрат електроенергії в системоутворюючих елементах мережі можна назвати метод прямого розрахунку втрат електроенергії, відповідно до положення існуючому в Північній ЕС, з використанням інформації про потоки активної і реактивної енергії (потужності), отриманої за допомогою автоматизованих систем обліку електроенергії (АСУЕ) верхнього рівня.

Розрахунок виробляється на основі звітних (реальних) даних про потоки потужності і енергії за місяці зимового максимуму навантаження, за допомогою ПОК WinSKANER (програмно обчислювальний комплекс), початкові дані представлені в таблиці 4.1.

ПОК WinSKANER представляє багато функціональну обчислювальну систему нового покоління з реалізацією оригінальних технологій моделювання електричних режимів ієрархічних електроенергетичних систем, у тому числі з представленням комутаційних схем об'єктів, і високою мірою інтеграції технологічних програм і спеціалізованого графічного інтерфейсу.

Таблиця 4.1

Початкові показники втрат активної і реактивної потужності
в мережі Північної ЕС

Показники	Параметри активної потужності, P, МВт	Параметри реактивної потужності, Q, МВАр
Потужність навантаження	2179,720	1427,380
Потужність генерації	2217,984	504,569
Втрати в мережі 110 кВ	15,082	-195,311
Втрати в мережі 154 кВт	2,208	-26,204
Втрати в мережі 330 кВт	18,432	-885,208
Втрати в мережі 751 кВт	2,423	175,760
Сумарні втрати і мережі	38,265	-930,962

Після впровадження заходу щодо оптимізації сталих режимів електричних мереж, отримаємо наступні параметри активної потужності, розраховані для режимів максимальних і мінімальних навантажень по трьох видах оптимізації (див. таблицю 4.2):

- 1- оптимізація тільки генерованих реактивних потужностей блоків електростанцій;
- 2- оптимізація генерованих реактивних потужностей і коефіцієнтів трансформації;
- 3- оптимізація тільки коефіцієнтів трансформації АТ.

Таблиця 4.2.

Оптимізаційні параметри системи

Зниження втрат активної потужності	Тип оптимізації					
	1		2		3	
	min навантаження	max навантаження	min навантаження	max навантаження	min навантаження	max навантаження
ΔP , МВт	37,789	38,193	37,301	37,243	37,690	38,193
ΔP , %	1,39	0,17	2,5	2,65	1,48	0,17

Як видно з цих таблиць завдяки впровадженню технічного заходу сталося максимальне зниження сумарних втрат електроенергії при другому виді оптимізації з 38,257МВт до 37,301МВт в режимі мінімальних навантажень, і до 37,243 в режимі максимальних навантажень. Таким чином, знаючи різницю між цими величинами можна виробити розрахунок економічної ефективності від впровадження заходу. Необхідно пам'ятати що річний економічний ефект поррахувати не можливо, оскільки свідчення зняті в період літніх навантажень, а навесні, літом і осінню вони будуть іншими, тому доцільно поррахувати економію за 3 зимові місяці – квартал.

РОЗДІЛ 5

МЕТОДИКА, АЛГОРИТМ І ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ОПЕРАТИВНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМУ ПО РЕАКТИВНІЙ ПОТУЖНОСТІ

Метою рішення задачі є мінімізація втрат активної потужності в електричній мережі за рахунок зміни завантаження джерел реактивної потужності і коефіцієнтів трансформації трансформаторів з регулюванням під навантаженням.

Останнім часом у зв'язку з швидким прогресом засобів обчислювальної техніки і, в першу чергу, у зв'язку з можливістю працювати з практично необмеженою оперативною пам'яттю, що надалася, виникли передумови реалізації методик, для яких ще не так давно не було умов.

Постановка завдання

Втрати локалізуються в активних опорах гілок і шунтів схеми заміщення. У зв'язку з цим як цільова функція завдання використовується наступна:

$$F(X) = \sum_{i=1}^n I_i^2(X) \cdot R_i + \sum_{j=1}^k U_j^2 \cdot Y_j \quad (5.1)$$

де k – число вузлів в схемі заміщення;

n – число гілок в схемі заміщення;

$I_i(X)$ – величина струму в i -ої гілки;

R_i – активний опір i -ої гілки;

U_j – величина напруги в j -му вузлі;

Y_j – активна провідність шунта в j -му вузлі.

Систему обмежень завдання складають рівняння балансів активних і реактивних потужностей у вузлах схеми заміщення :

$$P_{\text{узл}}(X) = P_{\text{зад}} \quad (5.2)$$

$$Q_{\text{узл}}(X) = Q_{\text{зад}} \quad (5.3)$$

Обмеження, відповідні рівнянням балансів активних потужностей, мають вигляд рівності. Також вигляд рівності мають обмеження, відповідні рівнянням балансів реактивних потужностей у вузлах схеми, в яких немає регульованих джерел реактивної потужності. У тих вузлах, де є регульовані джерела реактивної потужності, обмеження мають вигляд двосторонніх нерівностей. Проте, з точки зору використовуваних алгоритмів, доцільно нерівності перетворити на рівність, додавши до кожного з них балансну змінну. При цьому діапазони зміни балансних змінних відповідатимуть діапазнам регулювання відповідних джерел. У одному з вузлів схеми (що балансує) фіксуються модуль і фаза напруги і обмеження балансів активної і реактивної потужності для цього вузла відсутні. Таким чином, загальне число обмежень типу рівності в системі обмежень (5.2,5.3) рівне \square .

Вектор \square незалежних змінних завдання складають наступні параметри:

U	модулі напруги у вузлах схеми заміщення;
Ф	фази напруги у вузлах схеми заміщення;
К'	подовжні складові коефіцієнтів трансформації трансформаторів з регулюванням під навантаженням;
К''	поперечні складові коефіцієнтів трансформації трансформаторів з регулюванням під навантаженням;
Q _{ген}	потужності джерел реактивної потужності.

Обмеження на діапазон зміни незалежних змінних в загальному випадку мають вигляд двосторонніх нерівностей :

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max} \quad (5.4)$$

5.1 Методика рішення задачі

Цільова функція (5.1) є нелінійною. Аналогічний характер мають обмеження типу рівності. З урахуванням цих обставин, мінімізація цільової функції здійснюється у вигляді ітераційного процесу, на кожному кроці якого вирішується завдання квадратичного програмування. При цьому передбачається заміна в точці чергового наближення до рішення початкової цільової функції квадратичної і лінеаризація обмежень. Квадратична цільова функція є по суті першою двома членами розкладання в ряд Тейлора і має наступний вигляд:

$$\Phi(X) = C^T \cdot X + \frac{1}{2} X^T \cdot G \cdot X \quad (5.5)$$

де C – вектор – градієнт цільової функції;

G – матриця Гессі, розрахована на k -ої ітерації.

$$C = \left[\frac{\partial F(X)}{\partial x_i} \right]^{(k)} \quad G = \left[\frac{\partial^2 F(X)}{\partial x_i \partial x_j} \right]^{(k)} \quad (5.6)$$

Після лінеаризації система обмежень має наступний вигляд:

$$A \cdot X = B \quad (5.7)$$

де A – прямокутна матриця розмірності $l \times m$ ($l = 2 \cdot k - 2$, m – число незалежних змінних);

B – вектор нев'язок вузлових потужностей.

На початковому етапі оптимізації матриця A формується у виді, представленому нижче. Надалі порядок дотримання стовпців може змінитися.

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{узл}}{\partial U} & \frac{\partial P_{узл}}{\partial \varphi} & \frac{\partial P_{узл}}{\partial K'} & \frac{\partial P_{узл}}{\partial K''} & 0 \\ \frac{\partial Q_{узл}}{\partial U} & \frac{\partial Q_{узл}}{\partial \varphi} & \frac{\partial Q_{узл}}{\partial K'} & \frac{\partial Q_{узл}}{\partial K''} & \frac{\partial Q_{узл}}{\partial Q_{ГЕН}} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

5.2 Перший підхід до рішення задачі квадратичного програмування

Прямокутна матриця A розбивається на дві підматриці, що іменуються базисною і небазисною, і, відповідно, вектор X – на два підвектори:

$$[A_B \mid A_H] \times \begin{bmatrix} X_B \\ \dots \\ X_H \end{bmatrix} = B \quad (5.9)$$

де A_B – базисна матриця розмірності;

A_H – небазисна матриця розмірності;

X_B – одномірний вектор базисних змінних;

X_H – $(m - l)$ – мірний вектор небазисних змінних.

Якщо базисна матриця є неособливою, базисні змінні можуть бути виражені через небазисні:

$$X_B = A_B^{-1} \cdot (B - A_H \cdot X_H) \quad (5.10)$$

Підстановка вираження (5.10) в (5.5) еквівалентна перетворенню початкової системи до наступного виду:

$$\Phi'(X_H) = C^T \cdot Z \cdot X_H + \frac{1}{2} X_H^T \cdot Z^T \cdot G \cdot Z \cdot X_H \quad (5.11)$$

де Z – проектуюча матриця розмірності:

$$Z = \begin{bmatrix} -A_B^{-1} \cdot A_H \\ I \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Матриця A_B^{-1} в явному виді не формується. З точки зору економії пам'яті ефективніше розкладання початкової матриці на трикутні співмножники, що зберігаються у вигляді пов'язаних списків ненульових елементів, :

$$A_B = U \cdot R \quad (5.13)$$

де U – нижня трикутна матриця;

R – верхня трикутна матриця.

Для забезпечення обчислювальної стійкості розкладання ведеться з частковим вибором провідного елемента. При цьому в кожному стовпці визначається максимальний по модулю піддіагональний елемент і рядки матриці міняються так, щоб вибраний елемент став діагональним.

В результаті перетворення (5.11) початкове завдання з лінійними обмеженнями зводиться до рішення задачі безумовної оптимізації цільової функції (5.14) :

$$\Phi'(X_n) = C'^T \cdot X_n + \frac{1}{2} X_n^T \cdot G' \cdot X_n \quad (5.14)$$

де $C' = Z^T \cdot C$ – спроектований градієнт ;

$G' = Z^T \cdot G \cdot Z$ – спроектована матриця Гессі;

Вочевидь, якщо матриця \square є позитивно визначеною, екстремум функції (5.14) досягається за наступної умови:

$$G' \cdot X_n = -C' \quad (5.15)$$

Для вирішення системи лінійних рівнянь (5.15) застосовується модифіковане розкладання Хоlessкого :

$$G' = L \cdot D \cdot L^T \quad (5.16)$$

де L – нижня трикутна матриця;

D – діагональна матриця.

Суть модифікації полягає в тому, що в процесі розкладання контролюється позитивна визначеність матриці G' і виконується її корекція, якщо умова позитивної визначеності не дотримується. В результаті формується розкладання деякої позитивно певної матриці, що відрізняється від G' елементами головної діагоналі.

Розкладання (5.16) дозволяє визначити компоненти вектора X_H в результаті рішення систем лінійних рівнянь спочатку з нижньою трикутною матрицею, потім з діагональною і, на завершення, з верхньою трикутною матрицею.

Після обчислення вектора X_H , компоненти вектора X_B визначаються відповідно до вираження (5.10).

Необхідно відмітити, що на відміну від початкової, спроектована матриця Гессі не являється слабозаповненою і її доцільно зберігати в пам'яті повністю. Цей недолік компенсується тим, що розмірність спроектованої матриці значно менша за початкову – число рядків і стовпців першою відповідає числу параметрів регулювання.

При запуску описаного алгоритму оптимізації необхідно бути упевненим в тому, що початкове рішення знаходиться усередині допустимої області, тобто не порушені обмеження на діапазон зміни незалежних змінних (5.4). Оскільки у вихідній точці ця умова може не дотримуватися, застосовується спеціальна процедура введення режиму в допустиму область. Опис цього алгоритму буде даний нижче. Зараз же відмітимо, що вичислені компоненти вектора \square можуть знаходитися поза допустимим діапазоном, тому в більшості випадків

доводиться обмежувати рух уздовж вектора X до першого порушеного обмеження.

Якщо однією із змінних досягнута верхня або нижня межа, вона має бути зафіксована на обмеженні і виведена з оптимізації (число параметрів оптимізації у зв'язку з цим зменшується на одиницю). При цьому можливі наступні ситуації:

1) На обмеження вийшла небазисна змінна. Розширення списку активних обмежень не призводить до перерахунку спроектованої матриці Гессі, а лише до викреслювання відповідного стовпця і рядка, повторного розкладання (5.16) і обчислення компонент вектора X .

2) На обмеження вийшла базисна змінна. В цьому випадку вимагається зміна базису. Відповідна змінна виводиться з базису, а її місце займає небазисна змінна, що знаходиться усередині допустимого діапазону. Процедура зміни базису полягає в наступному:

- міняються місцями два рядки і два стовпці початкової матриці Гессі;
- міняються місцями два стовпці матриці обмежень;
- виконується корекція розкладання базисної матриці;
- здійснюється перерахунок спроектованої матриці Гессі і спроектованого градієнта;
- виконується розкладання Холесского і обчислюються нові значення компонент вектора X .

Очевидно, з точки зору об'єму обчислень, другий випадок розширення складу активних обмежень є важчим.

Згадана корекція зворотної базисної матриці полягає в розрахунку додаткової матриці – мультиплікатора до вже існуючому розкладанню. В результаті потім $k+1$ кроків корекції зворотна базисна матриця буде розрахована відповідно до (5.17) :

$$\left[A_B^{(k+1)} \right]^{-1} = M^{(k)} \cdot M^{(k-1)} \cdot \dots \cdot M^{(1)} \cdot \left[A_B^{(0)} \right]^{-1} \quad (5.17)$$

де $A_B^{(0)}$, $A_B^{(k+1)}$ – відповідно початкова базисна матриця і матриця після $\square k + 1$ кроку зміни базису;
 $M^{(k)} \dots M^{(1)}$ – матриці – мультиплікатори, що враховують зміну стовпців в базисній матриці.

Кожна матриця – мультиплікатор має просту структуру і відрізняється від одиничної лише одним стовпцем.

Після того, як знайдена точка оптимуму з урахуванням обмежень на діапазон зміни незалежних параметрів, перевіряється можливість скорочення числа змінних, таких, що знаходяться в списку активних. Судити про доцільність зняття обмежень можна по допоміжній функції, що є по суті спроектованим градієнтом. Величина цільової функції може бути зменшена при русі у бік антиградієнта. Природно, вивести з активного набору можна лише ті змінні, для яких відповідна компонента антиградієнта вказує напрям всередину допустимої області.

Реалізована стратегія зняття обмежень припускає послідовний вивід з набору змінних в черговості, визначуваній величинами компонент градієнта. Як і у разі виходу на обмеження небазисною змінною, при знятті обмеження не вимагається корекція розкладання базисної матриці, а необхідно лише відновити стовпець і рядок спроектованої матриці Гессі, викреслені при накладенні відповідного обмеження.

Головний недолік описаного алгоритму пов'язаний зі значними витратами часу на виконання розрахунку, якщо число обмежень, що враховуються, виявляється великим. Причому, як показує досвід, основні витрати часу доводяться на розрахунок спроектованої матриці Гессі після корекції зворотної базисної матриці. Нижче приведений опис другого підходу, що дозволив істотно збільшити швидкодію програми оптимізації режиму.

5.3 Другий підхід до рішення задачі квадратичного програмування

Для скорочення витрат часу на проведення розрахунку необхідно, передусім, відмовитися від перерахунку спроектованої матриці Гессі, пов'язаного з урахуванням обмежень. Ефективне рішення отримане при використанні штрафних функцій, що вводяться у випадках порушень допустимих діапазонів зміни кожної із змінних. Привабливість підходу значною мірою пояснюється тим, що обмеження типу нерівностей пов'язані лише з незалежними змінними і добування штрафного доданку зачіпає тільки один діагональний елемент початкової матриці Гессі і одну компоненту вектора–градієнта.

Введення штрафних доданків перетворить квадратичну апроксимацію цільової функції (5.5) до наступного виду:

$$\Phi(X) = C^T \cdot X + \frac{1}{2} \cdot X^T \cdot G \cdot X + \frac{1}{2} \cdot (X - X_{\min/\max})^T \cdot R \cdot (X - X_{\min/\max}) \quad (5.18)$$

де $X_{\min/\max}$ – вектор значень порушених обмежень (або мінімальних, або максимальних);

R – діагональна матриця вагових коефіцієнтів штрафних доданків ($r_{ii} = 0$ якщо x_i знаходиться усередині допустимого діапазону).

Вочевидь, функція (5.18) легко може бути представлена у виді (5.19) :

$$\bar{\Phi}(X) = \bar{C}^T \cdot X + \frac{1}{2} \cdot X^T \cdot \bar{G} \cdot X \quad (5.19)$$

де

$$\bar{C} = C + R \cdot (X - X_{\min/\max}) \quad (5.20)$$

$$\bar{G} = G + R \quad (5.21)$$

Збільшення i -го з діагонального елемента на величину r_{ii} при обліку чергового обмеження призводить до наступного перерахунку спроектованої матриці Гессі:

$$\bar{G}'_i = G' + v_i^T \cdot v_i \quad (5.22)$$

де v_i – вектор – рядок, отриманий з i -го рядка проєктуючої матриці Z .

$$v_i = \sqrt{r_{ii}} \cdot z_i \quad (5.23)$$

Спеціальний вид доданку (5.20) в спроектовану матрицю Гессі дозволяє організувати перерахунок співмножників розкладання Холесского, тобто:

$$\bar{G}'_i = L \cdot D \cdot L^T + v_i^T \cdot v_i = L \cdot (D + p^T \cdot p) \cdot L^T \quad (5.24)$$

де p^T – рішення трикутної системи $L \cdot p^T = v^T$.

Матрицю $D + p \cdot p$ у свою чергу можна представити у вигляді співмножників розкладання Холесского :

$$\bar{G}'_i = L \cdot \hat{L} \cdot \hat{D} \cdot \hat{L}^T \cdot L^T = \bar{L} \cdot \bar{D} \cdot \bar{L}^T \quad (5.24)$$

Алгоритм обчислення \bar{L} і \bar{D} виглядає таким чином:

– встановлюється: $t^{(0)} = 1$ і $v^{(1)} = v$;

– для $j = 1, 2, \dots, n$ (n – число рядків і стовпців матриці G')

розраховується:

$$p_j = v_j^{(j)}; \quad t_j = t_{j-1} + p_j^2 / d_j;$$

$$\bar{d}_j = d_j \cdot t_j / t_{j-1}; \quad \beta_j = p_j / (d_j \cdot t_j);$$

$$v_r^{j+1} = v_r^{(j)} - p_j \cdot l_{rj}; \quad \bar{l}_{rj} = l_{rj} + \beta_j \cdot v_r^{(j+1)} \quad (r = j+1, \dots, n).$$

При знятті обмежень використовується той же підхід, що і при накладенні – добавка, що вноситься, в спроектовану матрицю Гессі компенсує вплив відповідного штрафного доданку і корекція розкладання Холесского виконується аналогічно тому, як це відбувається при накладенні.

Загальна стратегія обліку і зняття обмежень в другому підході повністю відповідає викладеному при описі першого підходу.

5.4 Введення режиму в допустиму область

При використанні першого підходу до рішення задачі квадратичного програмування необхідно, щоб кожна точка задовольняла наступним вимогам:

- 1) Усі базисні змінні повинні знаходитися усередині допустимих діапазонів їх зміни;
- 2) Кожна з небазисних змінних повинна знаходитися або усередині допустимого діапазону, або на одній з його меж.

При використанні другого підходу перераховані вимоги не є необхідними, але їх облік позитивно позначається на роботі алгоритму.

Якщо на початковому етапі ці умови не дотримуються, запускається стартовий алгоритм, заснований на використанні підходу, традиційного для лінійного програмування (зазвичай називається першою фазою симплекс-методу). При цьому мінімізується допоміжна лінійна цільова функція \square , що є

сумою модулів відхилень між значеннями незалежних змінних і порушеними граничними величинами :

$$F(X) = C \cdot X, \quad (5.25)$$

де C – вектор коефіцієнтів :

$c_i = 0$, якщо змінна знаходиться усередині діапазону;

$c_i = +1$, якщо перевищена верхня межа;

$c_i = -1$, коли порушена нижня межа.

При оптимізації на змінні X накладаються наступні обмеження. Якщо змінна знаходиться усередині допустимого діапазону, то в процесі мінімізації вона не повинна виходити за встановлені обмеження (5.4). Якщо i -та змінна порушила нижню межу, то для неї встановлюється діапазон $-\infty \leq x_i \leq x_{i \min}$; якщо ж змінній порушена верхня межа, діапазон її зміни задається у вигляді $x_{i \max} \leq x_i \leq \infty$.

Як обмеження для допоміжного завдання лінійного програмування використовується та ж система (5.7), що і при рішенні основної задачі.

Алгоритм рішення задачі введення режиму в допустиму область має багато спільного з оптимізацією режиму по першому методу. Відповідно до описаного вище (5.9), матриця коефіцієнтів системи лінійних обмежень розбивається на дві підматриці – базисні і небазисні. Вираження небазисних змінних через базисні (5.10) дозволяє перейти від початкової цільової функції (5.25) до приведеної:

$$F(X) = C_B^T \cdot X_B + C_H^T \cdot X_H = C_B^T \cdot [A_B^{-1} \cdot (B - A_H \cdot X_H)] + C_H^T \cdot X_H \quad (5.26)$$

Оскільки постійна величина \square не чинить впливу на оптимізацію, її можна опустити і переписати функцію (5.26) в наступному вигляді:

$$F'(X) = (C_H^T - C_B^T \cdot A_B^{-1} \cdot A_H) \cdot X_H = C'^T \cdot X_H \quad (5.27)$$

Коефіцієнти приведеної цільової функції \square показують швидкість убуття цільової функції при зміні небазисної змінної. У зв'язку з цим, як ведуча вибирається змінна, така, що має найбільшу по модулю величину коефіцієнта за умови, що передбачувана зміна змінної не порушить її допустимий діапазон. Іншими словами, якщо небазисна змінна знаходиться на верхній межі, то вона може бути вибрана як ведуча при позитивному коефіцієнті; якщо ж змінна знаходиться на нижній межі, то прийнятним для вибору змінної як ведуча являється наявність відповідного позитивного коефіцієнта.

Зміна ведучої змінною обмежується настанням однієї з наступних подій :

- на обмеження виходить базисна змінна;
- провідна небазисна змінна переходить з однієї межі на іншу.

Очевидно, в другому випадку необхідно знайти нову ведучу змінну. Перерахунок коефіцієнтів приведеної функції (19) при цьому не вимагається. У першому випадку потрібна зміна базису : що вийшла на обмеження змінна має бути виведена з бази, а її місце слід зайняти ведучою змінною. Зміна базису припускає переміщення двох стовпців матриці, коефіцієнтів системи обмежень і відповідних компонент векторів X , X_{\min} , X_{\max} , C . Зміна одного із стовпців початкової базисної матриці призводить до необхідності корекції раніше розрахованої зворотної базисної матриці. Останнє реалізується шляхом розрахунку матриці-мультіплікатора відповідно до (5.17). Завершується зміна базису перерахунком коефіцієнтів приведеної цільової функції (5.27) і вибором нової ведучої змінною.

Після того, як вичерпані усі можливості мінімізації цільової функції (на черговому кроці не знайдена відповідна ведуча змінна), перевіряється, чи усі змінні, у яких були порушені межі, увійшли до допустимої області. Якщо усі змінні увійшли всередину допустимої області, здійснюється перехід до однієї з описаних процедур власне оптимізації режиму. Визначуваний до кінця роботи

стартового алгоритму склад активних обмежень використовується як початкове процедурами оптимізації. Якщо деякі змінні не вдалося ввести в допустиму область, означає серед обмежень завдання неспільні. У такому разі подальший розрахунок блокується і видаються відповідні повідомлення.

Після кожної з ітерацій оптимізації режиму, пов'язаного з рішенням завдання квадратичного програмування, виконується перевірка знаходження режиму в допустимій області. При використанні першого підходу вихід за допустимі межі може бути пов'язаний з лінеаризацією обмежень; якщо використовується другий підхід, то, окрім відміченого, до порушення обмежень можуть приводити не занадто жорсткі коефіцієнти штрафних функцій. Якщо в процесі оптимізації режиму виявляється вихід за встановлені межі, процедура введення режиму в допустиму область запускається повторно. Досвід розрахунків показує, що краще повторно звертатися до процедури введення в допустиму область, чим встановлювати занадто жорсткі коефіцієнти для штрафних доданків, оскільки це призводить до погіршення обумовленості завдання і зниження ефективності розрахунків.

5.5. Програмна реалізація

Описані методики і алгоритми оптимізації реалізовані у вигляді програми, включеної до складу комплексу WinSKANER. Передбачається, що ця програма повинна використовуватися для оперативних розрахунків оптимальних режимів на основі моделей, що формуються в результаті оцінювання стану з використанням телеметричної інформації. Програма не накладає обмежень по числу вузлів і гілок схеми заміщення – об'єм схем, що розраховуються, визначається наявністю доступної оперативної пам'яті.

Результати розрахунку представлені у вигляді лістингів модуля програми оптимізації.

Початкові дані за розрахунковою схемою для оптимізації режимів електричних систем представляються у форматах ЦДУ і зберігаються на

жорсткому диску у файлах `***.dat`. Вибір конкретної розрахункової схеми здійснюється з діалогової оболонки WinSKANER. В порівнянні з розрахунком сталого режиму, при оптимізації режимів передбачено завдання наступних додаткових умов розрахунку, які задаються послідовним викликом команд «Розрахункові завдання», – «Оптимізація режиму» – «Умови розрахунку» або кліканням правої клавіші маніпулятора "миша" на відповідній кнопці панелі.

– Тип оптимізації. Цією розрахунковою умовою визначається функціонування програми у кожному конкретному випадку. 0 – розрахунок сталого початкового режиму (без оптимізації). 1 – оптимізація тільки генерованих реактивних потужностей. 2 – оптимізація генерованих реактивних потужностей і коефіцієнтів трансформації (по суті програма оптимізує подовжні і поперечні з.д.с. трансформатора). 3 – оптимізація тільки коефіцієнтів трансформації.

– Точність оптимізації. Число, досягши якого різницею цільової функції на суміжних кроках оптимізації, процес оптимізації закінчується.

– Коефіцієнт ваги (U_n). Коефіцієнт, з яким входять в цільову функцію штрафні функції, відповідні порушенню меж по напрузі у вузлах навантажень.

– Коефіцієнт ваги (U_r). Коефіцієнт, з яким входять в цільову функцію штрафні функції, відповідні порушенню меж по напрузі в генеруючих вузлах.

– Коефіцієнт ваги (Q_r). Коефіцієнт, з яким входять в цільову функцію штрафні функції, відповідні порушенню меж по генерованій реактивній потужності.

– Коефіцієнт градієнта по U . Коефіцієнт, що коригує градієнт цільової функції по модулях напруги, що оптимізуються.

– Коефіцієнт градієнта по Q . Коефіцієнт, що коригує градієнт цільової функції по реактивних потужностях, що оптимізуються.

– Коефіцієнт градієнта по K_{Ta} . Коефіцієнт, що коригує градієнт цільової функції по активних складових коефіцієнтів трансформації (по суті по подовжніх з.д.с. трансформаторів), що оптимізуються.

– Коефіцієнт градієнта по K_{Tr} . Коефіцієнт, що коригує градієнт цільової функції по реактивних складових коефіцієнтів трансформації (по суті по поперечних э.д.с. трансформаторів), що оптимізуються.

– Граничне число кроків оптимізації. Число кроків оптимізації, досягши якого процес оптимізації закінчується. В цьому випадку закінчення розрахунку вважається неуспіхом.

– Кількість кроків зміни меж. Число кроків, після якого відбувається зміна меж на величину поточного порушення у бік їх посилення (паралельне перенесення).

Оптимізація режимів електричних систем виробляється шляхом запуску з діалогової оболонки WinSKANER програмного модуля Oprtr.exe. Це може бути виконано послідовним викликом команд «Розрахункові завдання» – «Оптимізація режиму» – «Розрахунок» або кліканням правої клавіші маніпулятора «миша» на відповідній кнопці панелі. Після запуску даної програми з'являється діалогове вікно оптимізації режиму в якому на кожному кроці оптимізації виводяться значення цільової функції і втрат активної потужності в розрахунковій схемі і їх значення в початковому режимі.

Закінчення розрахунку сигналізується появою відповідного повідомлення в діалоговому вікні. «Розрахунок завершений успішно!» чи «Розрахунок завершений невдало!». Крім того, результати оптимізації записуються у файли `***.out`, `***.rur`, `***.tab`.

Нині програма оптимізації режиму по реактивній потужності впроваджена в Північній енергетичній системі.

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту були розглянуті напрямки оптимізації режимів в автоматизованих системах обліку енергії.

Розглянуті напрямки енергозбереження в електричних мережах та заходи щодо зниження втрат. Наведений порядок розробки, планування і черговість впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії. Розглянуті сучасні автоматизовані системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ). Наведені напрямки оптимізації режимів в автоматизованій системі диспетчерського контролю. Розраховані сталі, допустимі і оптимальні режими в АСДК. Визначені планове і фактичне зниження втрат електроенергії від впровадження заходу щодо зниження втрат. Наведені методика, алгоритм і програмна реалізація оперативної оптимізації режиму по реактивній потужності.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Абызов М.А., Хлебников В.В. Формирование рынка электроэнергии: зарубежный опыт // Энергия: экономика, техника, экология. – 2003. – № 12.
2. Аганичев А., Панфилов Д., Плавич М. Цифровые счетчики электрической энергии // Chip News. – 2000. – N 2. – С. 18–22.
3. Баринов В.А. Особенности управления электроэнергетикой стран мира в рыночных условиях // Энергетик. – 2003. – № 6.
4. Вербинский В.В. Европейские уроки реформирования электроэнергетики // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 10.
5. Гудков И.В. Газовый рынок Европейского Союза. Правовые аспекты создания, организации, функционирования. М.: «Нестор Академик», 2007. – 280с.
6. Гуртовцев А. Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах // Современные технологии автоматизации. – 1999. – N 3. – С. 34–47.
7. Доповідь голови НКРЕ Кальченко В. «Загальна концепція реформування ринку електричної енергії України» на XIII Міжнародній конференції «Елком Україна 2009».
8. Звіт про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України за 2007 та 2008 роки. Ковалко М.П., Денисюк С.П. Енергетична безпека – складова національної безпеки України / Відпов. ред. А.К. Шидловський. – К.: УЕЗ, 1997. – 91 с.
9. Недін І.В., Шестеренко О.В. Диверсифікація енергоносіїв – умова забезпечення енергетичної безпеки // Енергетика та ринок. – № 1. – С. 30–34.
10. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. www.cfin.ru/press/management/200176/13.shtml. www.rao7ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/England.pdf. www.e7m.ru.

11. Быкова Е.В. Методический подход к расчету пороговых значений системы индикаторов для анализа энергетической безопасности на примере молдавской энергосистемы // Проблемы загальної енергетики. – К., 2003. – С. 70-74.

12. Воропай Н.И. Глобальные тенденции в энергетике на рубеже столетий // Энергия: экономика, техника, экология. – 2000. – № 12.

13. Состояние и основные направления развития распределительных электрических сетей Украины / Н. Титов, В. Прохвятилов, Н. Черемисин, В. Зубко // ТЭК. – 2003. – № 5. – С. 47–49.

14. Тукенов А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2005.

15. Черемисин Н., Зубко В. Автоматизация учета и управления электропотреблением: Пособие для вузов. – Харьков, 2005. – 192 с.