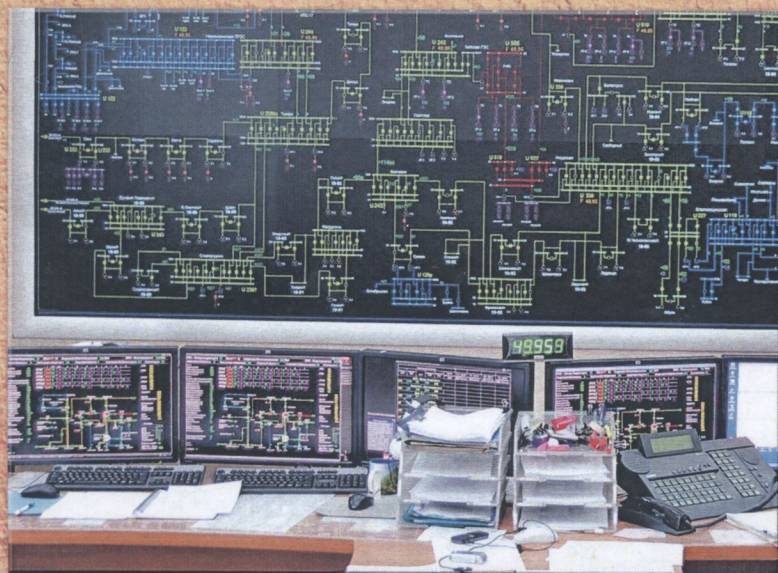


621.311.681.5

М 48

В. П. Мельник

ТРЕНАЖЕРИ І ПОРАДНИКИ В КЕРУВАННІ ЕНЕРГОСИСТЕМАМИ



621.311:681.5
М48

В. П. Мельник

**ТРЕНАЖЕРИ І ПОРАДНИКИ
В КЕРУВАННІ
ЕНЕРГОСИСТЕМАМИ**

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКЕ
НАУКОВО-ТЕХНІЧНЕ
ВИСШЕ ШКОЛЯРСЬКЕ
ТОВАРИСТВО

Івано-Франківськ
«НАІР»
2018

УДК 621.311.1

Мельник В. П. Тренажери і порадики в керуванні енергосистемами. – Івано-Франківськ: НАІР, 2018. – 360 с.

Матеріал книги можна розділити умовно на дві частини. Перша частина присвячена теоретичним основам оперативного керування енергосистемами. Розглядаються принципи організації і структура оперативно-диспетчерського керування енергосистемами, методи і засоби керування нормальними режимами, ліквідації аварійних режимів і відновлення роботи енергосистеми. У другій частині розглядаються принципи розробки і характеристики деяких навчально-тренувальних комплексів і порадників диспетчерського і режимного персоналу енергосистем.

Книга може служити посібником для студентів старших курсів електроенергетичних спеціальностей при поглибленому вивченні спеціальних питань керування режимами енергосистем, а також для інженерно-технічних працівників, спеціалістів диспетчерських служб і служб електричних режимів, програмістів і науковців.

482076



УДК 621.311.1

Мельник В. П. Тренажери і порадики в керуванні енергосистемами. – Івано-Франківськ: НАІР, 2018. – 360 с.

Матеріал книги можна розділити умовно на дві частини. Перша частина присвячена теоретичним основам оперативного керування енергосистемами. Розглядаються принципи організації і структура оперативно-диспетчерського керування енергосистемами, методи і засоби керування нормальними режимами, ліквідації аварійних режимів і відновлення роботи енергосистеми. У другій частині розглядаються принципи розробки і характеристики деяких навчально-тренувальних комплексів і порадики диспетчерського і режимного персоналу енергосистем.

Книга може служити посібником для студентів старших курсів електроенергетичних спеціальностей при поглибленому вивченні спеціальних питань керування режимами енергосистем, а також для інженерно-технічних працівників, спеціалістів диспетчерських служб і служб електричних режимів, програмістів і науковців.

482076



Зміст

Вступ.....	5
Розділ 1. ОСНОВИ ОПЕРАТИВНОГО КЕРУВАННЯ	
1.1. Особливості енергосистем.....	8
1.2. Види режимів роботи енергосистем.....	11
1.3. Ієрархія керування енергосистемою.....	15
1.4. Організація оперативного керування.....	19
1.5. Функції оперативного персоналу.....	24
1.6. Роль автоматичного керування.....	30
Розділ 2. КЕРУВАННЯ В НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМАХ	
2.1. Загальні положення.....	40
2.2. Ліміти і резерви потужності.....	43
2.3. Визначення областей стійкості.....	53
2.4. Коливання активної потужності.....	67
2.5. Керування частотою і активною потужністю.....	75
2.6. Керування напругою і реактивною потужністю.....	90
Розділ 3. КЕРУВАННЯ В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ	
3.1. Електромеханічні перехідні процеси.....	102
3.2. Довготривалі перехідні процеси.....	112
3.3. Моделювання лавини напруги.....	127
3.4. Попередження і ліквідація аварійних режимів.....	136
3.5. Відновлення енергосистеми.....	155
Розділ 4. ПРОГРАМНІ КОМПЛЕКСИ ТРЕНУВАННЯ	
4.1. Загальні вимоги.....	185
4.2. Методика протиаварійних тренувань.....	191
4.3. Порядок проведення тренувань.....	198
4.4. Особливості тренажерів і порадишників.....	207
4.5. Характеристика існуючих комплексів.....	210
Розділ 5. РЕЖИМНИЙ ТРЕНАЖЕР ДИСПЕТЧЕРА РЕТРО	
5.1. Загальна характеристика тренажера.....	228
5.2. Динамічна модель енергосистеми.....	231
5.3. Робота зі сценаріями.....	245
5.4. Робота з наборами ПАА.....	255

5.5. Підготовка завдань на виведення графіків.....	269
5.6. Формування команд диспетчера.....	274
5.7. Аналіз графіків перехідного процесу.....	279
5.8. Аналіз протоколів.....	280

Розділ 6. ПОРАДНИК РЕЖИМНОГО ПЕРСОНАЛУ КОРАН

6.1. Загальна характеристика комплексу.....	285
6.2. Оптимізація активних потужностей.....	295
6.3. Визначення матриць чутливості.....	309
6.4. Аналіз розподілу активних потужностей.....	313
6.5. Аналіз енергорозподілу.....	330

Додаток 1. Інформаційна модель комплексу РЕТРО.....342

Додаток 2. Інформаційна модель комплексу КОРАН.....348

Додаток 3. Деякі особливості використання Excel.....353

Література.....357

Скорочення.....358

Вступ

Електроенергетична система складається з великої кількості елементів, зв'язаних між собою спільним режимом роботи. Вихід з ладу одного елемента може привести до порушення режиму роботи інших елементів і неможливості виконання функцій деякими з них. Розвиток аварійного процесу може мати в деяких випадках каскадний характер і приводити до системних аварій, що супроводжуються вимкненнями великої кількості споживачів.

Можливість охоплення аварією великої кількості елементів і порушення електропостачання на значних територіях є однією з негативних рис потужних енергетичних об'єднань. Причиною таких великих системних аварій найчастіше буває неефективність належним чином організованої системи протиаварійного керування і, перш за все, протиаварійної автоматики (ПАА). Значну роль в протиаварійному керуванні відіграє людський фактор – дисципліна і рівень кваліфікації оперативно-диспетчерського персоналу.

Основою сучасних об'єднаних електроенергетичних систем є системо-утворювальні мережі, які зв'язують між собою різного типу електростанції і регіональні електроенергетичні системи, суб'єкти енергетичного ринку. Історично призначенням цих мереж був обмін навантажувальним, ремонтним або аварійним резервом ОЕС. З появою енергетичних ринків погляд на системо-утворювальні мережі дещо змінився. Вони додатково набули значення транзитних коридорів для об'єднання потужних систем виробництва електроенергії з великою технологічною різноманітністю джерел.

Робота сучасного диспетчера енергосистеми включає: контролювання стану системи, діагностика ситуацій, планування дій по їх нормалізації, прийняття рішень, реалізація плану і виконання рішень. При контролюванні використовується візуальна інформація диспетчерського щита, ОІК, інформація з місць по телефону. Планування дій і прийняття рішень ґрунтується на отриманій інформації і інструктивних матеріалах.

Можливість ускладнення режимів роботи енергосистеми обумовлює необхідність спеціального навчання і тренування керівного персоналу. Одним з найважливіших напрямків є створення і використання програмних комплексів (тренажерів) для навчання і тренування оперативно-диспетчерського і інженерного персоналу енергосистем.

Зазвичай однією з основних форм підвищення кваліфікації персоналу є протиаварійні тренування в диспетчерських центрах енергетичних компаній. Проте такі тренування не передбачають розвитку навичок у спеціалістів щодо оптимізації нормальних режимів енергосистеми, а призначені лише для відпрацювання, закріплення й перевірки навичок з оперативної ліквідації аварійних ситуацій, а також навчання найкращим способам їх попередження.

В якості вихідної інформації можуть задаватися добові графіки навантаження суб'єктів енергосистеми (генерації і електричного споживання). За допомогою моделі енергосистеми розраховуються основні потоки активної потужності як функції часу доби і обсяги електроенергії за певний період часу, а також втрати електроенергії. Диспетчер, знаючи планові графіки навантаження, регулює графіки потужності генерації. В модель вводяться значення вартості виробництва електроенергії різними суб'єктами генерації, що дозволяє враховувати при регулюванні режиму вимоги його оптимальності, а також розподілу електроенергії між суб'єктами генерації і споживання і адекватних взаєморозрахунків.

Перерозподіл потужностей між лініями з резервом дозволяє підвищити транспортні можливості та покращити ефективність роботи енергопостачальних компаній за рахунок збільшення обсягів поставок електроенергії. Однак критерії оптимальності такого перерозподілу різні залежно від поставлених задач та зацікавленості учасників енергообміну. Одним із таких критеріїв є втрати потужності від власних і транзитних перетікань, оптимальне керування якими впливає на всіх учасників ОЕС.

Характерним є випадок, коли потужності генеруючої системи передаються в приймаючу систему через електричні мережі транзитної системи або транзитера. Протікаючи мережами системи транзитера, ця потужність накладається на внутрішні потоки потужності та викликає додаткові втрати потужності в системі транзитера. Через неоднорідність електричних мереж транзитна потужність спотворює природний потік розподілу не тільки в мережах вищої напруги, але і в мережах нижчої напруги. Причому зміни потік розподілу відбуваються таким чином, що зростають сумарні втрати в системі, а також окремо втрати в мережах ВН і НН.

У зв'язку з транзитом потужності через окремі системи постає задача визначення власних втрат у кожній системі, спричинених потужностями навантажень власних споживачів, і транзитних втрат,

спричинених навантаженнями інших систем. Енергетична компанія може впливати на рівень втрат, вводячи в дію більш високі номінальні напруги електропередач, розвиваючи електромережу, будуючи нові лінії та оптимально керуючи режимом в процесі експлуатації електромережі. Але при цьому компанія має бути заінтересована в розвитку електромережі і оптимальній її експлуатації.

Для цього кожна компанія має платити за втрачену в її електромережі електроенергію. Кожна електромережа в об'єднаній енергосистемі також виконує функцію транзиту електроенергії в інші електромережі, і вони мають платити за транзитні втрати цій електромережі (плата за транзит електроенергії). Реалізація даного підходу потребує розробки і впровадження спеціального математичного забезпечення, а також відповідної підготовки керівного персоналу. Знаючи графіки генерації і навантажень, можна розрахувати втрати енергії за певний період для того, щоб покрити їх вартість за рахунок зазначених систем.

Така задача може бути актуальною у разі наявності зовнішніх транзитних перетікань потужності. Економічно доцільно здійснювати їхню передачу електричними мережами вищих напруг. Однак через неоднорідність ЕЕС та інші чинники частково завантажуються ними й розподільчі мережі. Тут можливі два випадки: усі втрати покриваються енергопостачальними компаніями і не діляться між окремими регіональними мережами, або втрати визначають і розподіляють між окремими регіональними мережами для того, щоб вони адекватно відшкодували їх вартість.

Розв'язування подібних задач вимагає розрахунку значень втрат електроенергії в мережах енергосистеми та виділення їх окремих складових для їхньої оптимізації залежно від постановки задачі. Реалізація отриманих оптимальних рішень вимагає відповідних навичок та вмій, набуття яких не можливе без систематичних тренувань та імітації типових ситуацій.

Ефективним способом вирішення цієї проблеми є створення комп'ютерних порадишків-тренажерів для підготовки керівного персоналу у сфері моделювання нормальних і аварійних режимів та їх оптимізації. Такі системи, використовуючи сучасні апаратні й програмні засоби, забезпечують високу адекватність імітації процесів передачі та розподілу електроенергії в ЕЕС та керування ними, зокрема оперативно-диспетчерського керування.

Розділ 1 **ОСНОВИ ОПЕРАТИВНОГО КЕРУВАННЯ**

1.1. Особливості енергосистем

У технологічному плані електроенергетика істотно відрізняється від інших галузей промисловості. Першою найважливішою особливістю є те, що виробництво електроенергії, її розподіл і перетворення в інші види енергії відбувається практично одночасно, тобто електроенергія в сучасній енергосистемі не акумулюється. Кількість електроенергії, що виробляється протягом будь-якого проміжку часу, дорівнює, за винятком втрат, кількості спожитої електроенергії. У будь-який момент має місце точний баланс активної і реактивної потужності.

Звідси випливає, що будь-яке зменшення виробництва електроенергії на електростанції (наприклад, унаслідок ремонту, аварії і т. п.) вимагає негайного обмеження електроспоживання, якщо в системі немає резервних потужностей. Тимчасове зниження чи зростання електроспоживання вимагає автоматичного зменшення чи збільшення потужності регульовальних електростанцій. Небаланс між сумарною потужністю генераторів і сумарною потужністю навантажень та втратами потужності в електромережі не може існувати тривалий час в електроенергетичній системі без погіршення якості електроенергії.

Друга особливість ЕЕС складається у відносній різниці швидкостей перебігу різноманітних перехідних процесів. Так, наприклад, хвильові процеси в лініях електропередачі спостерігаються лише протягом тисячних часток секунди. Електромагнітні перехідні процеси, зв'язані з короткими замиканнями (к. з.), тривають десяті частки секунди, електромеханічні перехідні процеси – кілька секунд, довготривалі перехідні процеси – від кількох хвилин до кількох годин.

Це вимагає обов'язкового використання спеціальних швидкодіючих автоматичних пристроїв (захисту від перенапруги,

релейного захисту, автоматичних регуляторів, систем автоматичного керування і протиаварійної автоматики). Все це розмаїття автоматичних пристроїв призначене для забезпечення необхідної якості перехідних процесів в електроенергетичній системі. Правильний вибір і налагодження автоматичних пристроїв вимагає моделювання складної електроенергетичної системи як єдиного цілого.

Третя особливість ЕЕС зв'язана з ростом складності і важливості численних споживачів електроенергії в промисловості, побуті, на транспорті і т. д., що вимагає достатнього рівня надійності і безперервності електропостачання і створення доцільного резерву потужності для всіх її елементів.

Електропостачання споживачів в системі практично повністю централізоване. Енергосистема представляє собою сукупність електростанцій, що паралельно працюють на спільну електромережу, має спільний режим і загальне оперативно-диспетчерське керування.

Об'єднання енергосистем дає значні техніко-економічні переваги, тим більші, чим більше електростанцій з різноманітними характеристиками працює в єдиній системі. Об'єднання ГЕС і ТЕС дає додаткові переваги, забезпечуючи краще використання встановленої потужності ТЕС. Не менш важливе об'єднання і різнотипного навантаження: промислового, побутового і т. д. Графік сумарного активного навантаження об'єднаної системи має більш рівномірний характер, зменшується його максимум і збільшується мінімум, внаслідок чого додатково підвищується використання встановленої потужності електростанцій, зменшується розмір капіталовкладень, необхідних для спорудження електростанцій, знижується вартість енергії, поліпшуються умови регулювання напруги і частоти. Крім того, в об'єднаній енергосистемі можливе використання надпотужних енергоблоків ТЕС і АЕС і іншого устаткування, що також підвищує її економічні показники.

Створення об'єднаних енергосистем дає не тільки економічні переваги, але і підвищує надійність енергопостачання завдяки збільшенню резерву потужності і можливих шляхів живлення споживачів, взаємопідтримці при проведенні планових ремонтів і при непередбачуваних аварійних ситуаціях. Ряд джерел енергії, що не мають необхідної сталості потужності, такі як вітрові і сонячні

електростанції, взагалі дуже важко використовувати окремо від енергосистеми.

Але є і недоліки об'єднання. Характерною рисою об'єднаної ЕЕС є наявність у ній слабких внутрішніх зв'язків – окремих ЛЕП чи сукупних електропередач, що створюють так звані «перетини». Наявність слабого зв'язку обмежує роботу всієї системи, оскільки при різкій зміні потужності такої лінії чи перетину слабкий зв'язок може порушитися і система може розділитися на частини. Це вимагає використання спеціальної автоматики обмеження передачі потужності, а також автоматичного регулювання в системі не тільки частоти, а і потужності слабких зв'язків.

В електричній системі можна виділити елементи двох типів: силові елементи, такі як синхронні генератори, трансформатори, лінії електропередачі, реактори, електричні навантаження і т. п., і елементи керування, такі як автоматичні регулятори, реле, вимикачі і т. д. Часто при аналізі процесів в електричних системах необхідно враховувати також механічні процеси в первинних двигунах синхронних генераторів (турбінах і котлоагрегатах) і в приводних механізмах електродвигунів. У такому випадку говорять про електромеханічні і тривалі процеси в енергосистемах.

Розвиток ЕЕС, об'єднання на паралельну роботу великої кількості електростанцій і вузлів споживання електроенергії збільшує небезпеку ланцюгового розвитку аварій. При подібних умовах незначне на перший погляд збурення на одному з елементів системи викликає порушення на сусідніх ділянках, що збільшує небезпеку розвитку аварії і може в кінцевому рахунку привести до серйозної системної аварії з порушенням нормального електропостачання великої кількості споживачів і ушкодження устаткування. Можливість виникнення важких системних аварій – це плата за ті переваги, що дає об'єднання ЕЕС. Вона матеріалізується в додаткових витратах на встановлення складних засобів системної протиаварійної автоматики (ПАА).

Існують різні оперативні режими роботи енергосистеми: нормальний, передаварійний, аварійний, велике порушення і відновлення. Всі ці режими можуть переходити один в одного. Причинами відходу від нормального стану можуть бути дефіцит потужності, дефіцит енергії, втрати генерації або електропередачі, висока або низька напруга, перевантаження електропередачі, висока або низька частота в системі, погані погодні умови тощо.

Сукупність процесів, які існують в ЕЕС у будь-який момент часу чи на інтервалі часу і визначають деякий стан системи в залежності від схеми з'єднання її елементів, називається *режимом*. Режим роботи системи визначається потужностями, напругами, струмами, частотою та іншими фізичними змінними, що характеризують процеси перетворення, передачі, розподілу і споживання електроенергії і називаються *параметрами режиму*.

Параметри режиму весь час змінюються в залежності від схеми з'єднання елементів і їхніх фізичних властивостей, які кількісно виражаються деякими сталими величинами, що мають назву *параметри системи*. До параметрів системи відносять такі величини як, наприклад, активні і реактивні опори чи провідності елементів, коефіцієнти трансформації, сталі часу, коефіцієнти підсилення і т. д. Більшість задач аналізу роботи ЕЕС зводиться до визначення параметрів режимів у залежності від параметрів системи з урахуванням певних обмежень.

1.2. Види режимів роботи енергосистем

Розрізняють усталені (стаціонарні) і перехідні режими. *Усталений режим* характеризується незмінними параметрами і відповідає дуже повільним нерегулярним змінам навантажень в енергосистемі. *Перехідний режим* відрізняється швидкою зміною в часі деяких його параметрів. Перехідні режими характеризуються цілою гамою різноманітних перехідних процесів: хвильових, електромагнітних, електромеханічних, механічних (субсинхронні коливання роторних валів, лопатей турбін), довготривалих (теплові, по частоті, по напрузі).

Нормальним усталеним режимом називається такий режим, у якому величини його параметрів близькі до нормальних експлуатаційних значень, необхідних для нормальної роботи всіх споживачів електроенергії, тобто змінюються в припустимих, визначених державним стандартом, межах. Нормальний перехідний режим спостерігається при запланованих експлуатаційних змінах у схемі електричної мережі в процесі переходу від одного робочого стану до іншого.

У перехідному режимі внаслідок впливу деяких зовнішніх причин, що мають назву *збурення*, спостерігається безперервна зміна в часі всіх його параметрів, як кажуть, відбувається рух

системи. Під рухом взагалі розуміють будь-які зміни параметрів режиму в просторі і в часі. Для механічних систем – це рух у звичайному розумінні, для немеханічних – зміна в часі відповідних фізичних параметрів режиму. Рух будь-якої матеріальної системи під впливом зовнішніх факторів називається *стійким*, якщо він не виводить параметри режиму за межі припустимого, в іншому випадку рух називається *нестійким*.

Стосовно електроенергетичних систем існує два поняття стійкості: кутова стійкість і стійкість напруги (рис. 1.1).



Рис. 1.1

Нормальні перехідні процеси постійно супроводжують поточну експлуатацію системи. Малі збурення, що завжди мають місце в реальних системах, не повинні викликати прогресуючі (незворотні) зміни параметрів режиму. ЕЕС повинна бути стійкою до малих збурень (стійкою в малому) або, як кажуть, підкреслюючи тим самим відношення до стану рівноваги на деякому інтервалі часу, статично стійкою. *Статична стійкість* – це здатність системи відновлювати усталений режим після малого збурення.

ЕЕС повинна бути стійкою і до великих збурень (стійкою у великому) або, як кажуть, динамічно стійкої. *Синхронна динамічна стійкість* – це здатність системи зберігати синхронну роботу всіх генераторів системи після великого збурювання, такого як, наприклад, к. з. і його вимкнення пристроями релейного захисту (РЗ), вмикання і вимкання ЛЕП, синхронних генераторів і іншого устаткування засобами ПАА тощо. Якщо після такого збурення в системі спочатку спостерігається порушення синхронної роботи, а потім протягом деякого припустимого проміжку часу синхронна робота відновлюється, кажуть, що система зберігає *наслідкову*

динамічну стійкість. Великі збурення супроводжуються електромеханічними перехідними процесами.

В ЕЕС мають місце й електромагнітні перехідні процеси, причиною яких найчастіше бувають вмикання і вимикання електродвигунів, к. з., несиметричні комутації елементів електричної мережі, форсування збудження і гасіння поля, несинхронні вмикання синхронних машин і т. п. *Коротким замиканням* називається будь-яке аварійне замикання між фазами або однієї чи декількох фаз на землю. У трифазних системах із заземленою нейтраллю можуть відбуватися трифазні, двофазні, двофазні на землю й однофазні к. з. Тільки трифазне к. з. є симетричним, всі інші – несиметричні.

При правильно виконуваних комутаційних операціях нормальний перехідний режим закінчується переходом до іншого, дещо зміненого, нормального (іноді обваженого) усталеного режиму. *Післяаварійний усталений режим* є результатом аварійного вимкнення одного або декількох елементів електроенергетичної системи. У післяаварійному режимі система працює з погіршеними техніко-економічними характеристиками і показниками якості електроенергії в порівнянні з нормальним режимом.

При неправильному виконанні комутаційних операцій перехідний режим може стати *аварійним*. Аварійні перехідні режими можуть мати місце при ушкодженні тепломеханічного устаткування, а також як результат порушення статичної стійкості електричної системи при перевантаженні ЛЕП, необґрунтованих вимкненнях деяких елементів електричної мережі і т. п. Вони можуть відбуватися при значних збуреннях і ліквідаціях аварій, внаслідок яких спостерігаються значні відхилення параметрів режиму від усталених значень. Аварійний режим переходить в післяаварійний, потім у відновлений і, врешті решт, має закінчуватися нормальним режимом (рис. 1.2).

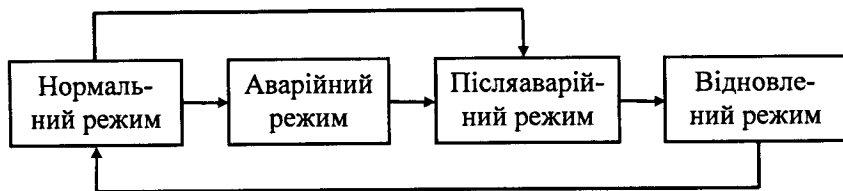


Рис. 1.2

Режим електроенергетичної системи має відповідати таким основним вимогам як надійність, достатній рівень якості електроенергії і максимальна економічність. Варто зазначити, що надійність можна також розглядати з економічної точки зору. Підвищення надійності режиму вимагає додаткових витрат, що нелінійно зростають з ростом вимог. Тому надмірний рівень надійності не є економічно доцільним, оскільки можливий збиток не перекриває необхідних додаткових витрат. Вимога якості електроенергії торкається частоти в системі і рівнів напруги у вузлах споживання електричної мережі.

Частота – один з основних показників якості електроенергії. Припустиме відхилення частоти в нормальному усталеному режимі регламентовано в діапазоні ± 0.1 Гц. Допускається короткочасна робота енергосистеми при відхиленні частоти ± 0.2 Гц. Аварійне відхилення частоти обмежується як умовами функціонування основного і допоміжного устаткування, так і відповідно до вимог споживачів. Обмеженість тривалості роботи ТЕС при зниженій частоті значною мірою визначається негативною реакцією установок власних технологічних процесів. Робота при зниженій частоті небезпечна і для турбін через резонансні явища, що можуть викликати втому й ушкодження лопатей турбін.

Виникнення значного аварійного дефіциту активної потужності і зв'язане з цим глибоке зниження частоти в системі може привести до важких наслідків. Причинами дефіциту потужностей можуть бути відключення джерел електроенергії, аварійний поділ енергосистеми на частини, вимкнення міжсистемних зв'язків і ін. Такі аварії впливають насамперед на нормальну роботу технологічного устаткування ТЕС, зменшуючи їхню продуктивність, а значить і видачу активної потужності в електричну мережу. При значному зниженні частоти можливе спрацювання технологічного захисту і вимкнення деяких енергоблоків. Унаслідок зростаючого зменшення генерації в енергосистемі буде спостерігатися подальше зростання дефіциту активної потужності і падіння частоти. За певних умов у деякий момент часу в енергосистемі могла б початися *лавина частоти*, що привело б до розвалу всієї системи і повній зупинці генераторів.

Інша небезпека складної аварії в ЕЕС зв'язана з можливістю виникнення *лавини напруги*, що супроводжується масовим відключенням електроспоживачів. Лавина напруги може виникнути

в результаті прогресуючого збільшення споживання реактивної потужності у вузлах навантажень і зменшення генерації реактивної потужності внаслідок реакції деяких систем регулювання збудження синхронних генераторів.

Лавина частоти і лавина напруги – найтяжчі системні аварії, які закінчуються, як правило, тривалим відключенням споживачів і значним недопостачанням електроенергії. Ліквідація наслідків таких аварій (введення в роботу блоків ТЕС, відновлення електропостачання споживачів) займає кілька годин.

Аварійний процес має бути короткочасним, тому що від цього залежать наслідки аварії. Крім того, завдяки короткочасності, що забезпечується пристроями ПАА, важливі не стільки самі змінювані в часі відхилення параметрів режиму, як їхні усталені значення. Іншими словами, наслідки аварії визначаються параметрами післяаварійного усталеного режиму, а також достатнім рівнем його надійності. Якщо параметри післяаварійного режиму неприпустимі лише в деякій частині ЕЕС, аварія називається місцевою чи локальною. Якщо ж параметри режиму неприпустимі в більшій частині системи, така аварія називається системною.

1.3. Ієрархія керування енергосистемою

Керування будь-яким технологічним процесом повинне бути оптимальним. Під *оптимальним керуванням* розуміють таке ведення виробничого процесу, при якому досягається максимум економічності, тобто мінімум витрат на виробництво необхідної кількості продукції відповідної якості. Існує два види керування: автоматизоване й автоматичне. Автоматизоване (оперативне) керування здійснюється людиною за допомогою тих чи інших засобів автоматизації, серед яких ключове значення відіграють комп'ютери і їхнє програмне забезпечення. Автоматичне керування здійснюється лише засобами автоматизації без участі людини.

Структура керування складною електроенергетичною системою має ієрархічний характер як і сама енергосистема (рис. 1.3). В керуванні об'єднаною ЕЕС, яка має досить складну дерево-подібну структуру, можна виділити наступні чотири основні рівні керування в часовому розрізі: довгострокове і короткострокове планування та оперативне і автоматичне керування.

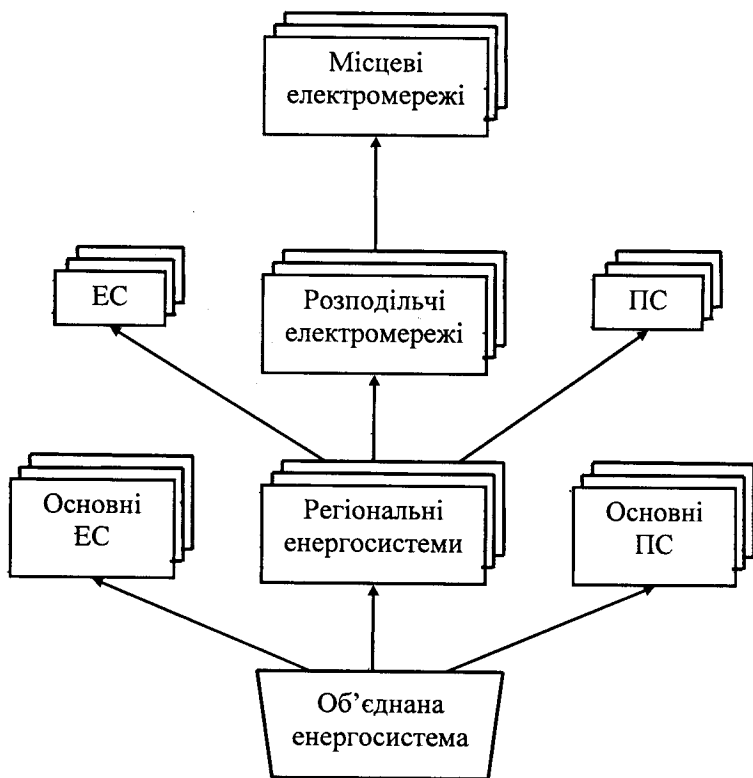


Рис. 1.3

Основною функцією *довгострокового планування* є підготовка режимів на наступний місяць, квартал чи рік. При цьому розв'язують такі задачі: прогнозування навантажень і втрат в електричній мережі, складання балансів активної і реактивної потужностей; оптимізація довгострокових режимів роботи ГЕС і каскадів ГЕС; вибір оптимальних схем за умов економічності і надійності нормальних усталених режимів; розрахунки потокорозподілу в нормальних і післяаварійних режимах для всіх схем; аналіз статичної і динамічної стійкості системи в нормальних і післяаварійних режимах і вибір параметрів налаштування засобів ПАА; розрахунки струмів к. з. і визначення уставок РЗ; розробка інструктивних матеріалів по оперативному веденню нормальних і аварійних режимів та експлуатації засобів РЗ і ПАА.

Основою для розв'язання практично всіх інших задач аналізу режимів є задача аналізу нормального усталеного режиму, що полягає у визначенні напруг у вузлах і розподілу потоків потужностей у гілках електричної мережі.

Оптимізація режиму енергосистеми – одна з найважливіших задач керування режимами. *Оптимізацією* в загальному (математичному) розумінні називають пошук таких значень аргументів деякої цільової функції, які відповідають її мінімуму чи максимуму (екстремуму). На практиці значення аргументів обмежені умовами, що називаються дисциплінуючими, у вигляді рівностей і нерівностей. У більшості випадків цільова функція носить економічний характер і дорівнює сумарним витратам, що включають витрати на паливо, заробітну плату персоналу, ремонт устаткування і т. д. Іноді при оптимізації виконується пошук значень аргументів на деякому відрізку часу, що відповідають екстремуму цільового функціонала.

Аналіз перехідних процесів в ЕЕС пов'язаний з розв'язанням задач аналізу статичної стійкості; електромеханічних перехідних процесів і динамічної стійкості; тривалих перехідних процесів з урахуванням процесів у тепломеханічному устаткуванні електростанцій і стійкості напруги та ін. Розрахунки електромагнітних процесів у сучасних ЕЕС дуже складні. Тому з метою прискорення розв'язання вводять ряд припущень для спрощення у залежності від постановки задачі. При моделюванні електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС ротори синхронних генераторів можна розглядати як матеріальні тіла, механічний рух яких складає основу цих процесів. Ротори синхронних генераторів, віддалених між собою на десятки і сотні кілометрів, у нормальному режимі обертаються з однаковою швидкістю, начебто вони жорстко з'єднані механічним зв'язком. Зміна відносного положення ротора і швидкості обертання одного з них негайно впливає на інші синхронні генератори, змушуючи їхні ротори також змінювати своє положення і швидкість обертання.

На ротор кожного синхронного генератора діє дві основні сили, зв'язані з моментом турбіни й електромагнітним моментом. Моменти турбін залежать від параметрів пари чи води первинних двигунів. Електромагнітні моменти визначаються взаємним положенням роторів генераторів енергосистеми, тобто є

внутрішніми силами, які через електричну мережу поєднують усі синхронні генератори в єдину систему.

Підготовка режиму на наступну добу чи декілька найближчих днів відноситься до категорії *короткострокового планування*. При цьому розв'язують такі задачі: прогнозування сумарних графіків навантаження енергосистеми; розподіл оперативних резервів потужності; уточнення добових витрат води на ГЕС; складання оптимальних добових графіків активної потужності електростанцій, що забезпечують мінімум витрат в енергосистемі, і визначення оптової ціни на електроенергію; уточнення добового режиму, розгляд заявок на виведення устаткування в ремонт, зміна схеми, уставок РЗ і ПАА тощо.

Основною функцією *оперативно-диспетчерського керування* є контроль за технологічним процесом, що забезпечує максимальну економічність виробництва, розподілу і споживання електроенергії. Оперативне керування – цілеспрямований оптимізаційний процес, що виконується оперативним персоналом протягом доби і призначений для розв'язання наступних оперативних задач: контроль за виконанням запланованих режимів і їх корекція при відхиленні від прогнозованих умов виробництва, розподілу і споживання електроенергії; оперативні розрахунки й оптимізація поточних режимів, аналіз їх стійкості тощо; запобігання виникнення аварій при повільному розвитку порушення (сповзання) режиму; ліквідація тривалого аварійного режиму; відновлення нормальної схеми електромережі й постачання споживачів у післяаварійних режимах; організація ремонтних і відновлювальних робіт.

Керування режимами роботи ЕЕС передбачає також використання принципово нових елементів (уставок постійного струму, електромашинних перетворювачів частоти, регульованих під навантаженням реакторів, регульованих джерел реактивної потужності, і т. п.).

В післяаварійному режимі діяльність диспетчера зазвичай сконцентрована на вирішенні наступних основних задач:

- ліквідація небезпечного відхилення параметрів режиму, що створює загрозу ескалації аварійного порушення;
- відновлення живлення споживачів;
- введення в роботу обладнання, що знаходиться в резерві;
- відновлення нормальної частоти і напруги;
- відновлення нормальної схеми електромережі;

– введення в роботу вимкнених непошкоджених елементів і виведення пошкодженого обладнання в ремонт.

Найбільш складною аварією є повне знеструмлення всіх або частини об'єктів енергосистеми, – так називане погашення енергосистеми з вимкненням і зупинкою агрегатів ТЕС. Ліквідація наслідків такої аварії потребує дуже багато часу.

Аналіз тривалих перехідних процесів в умовах значних небалансів між виробленою і спожитою активною і реактивною потужністю і, як наслідок, значною зміною частоти і напруги може бути методичною основою моделювання складних ланцюгових аварій в електроенергетичних системах (тренажер чи поради́ник диспетчера). Це дозволяє конкретно підійти до вирішення проблеми *живучості*, тобто здатності системи цілком чи частково виконувати функцію електропостачання споживачів в умовах інтенсивних каскадних зовнішніх збурень.

1.4. Організація оперативного керування

Система оперативно-диспетчерського керування основана на чотирьох основних принципах.

1. Диспетчерські функції відокремлені від адміністративно-господарських.

2. Ієрархічність структури диспетчерського керування і строга підлеглисть чергового оперативного персоналу кожної ланки диспетчеру вищої ланки керування.

3. Надання персоналу кожної ланки керування найбільшої самостійності у виконанні всіх оперативних функцій, які не потребують втручання вищої ланки диспетчерського керування.

4. Повна і суворо дисципліна виконання всіх технологічних приписів і наказів диспетчера вищої ланки керування.

Основним документом, що визначає роботу всіх суб'єктів електроенергетики є добовий диспетчерський *графік навантаження* з погодинним розподілом. Усі суб'єкти підприємницької діяльності, незалежно від їх форм власності і відомчої належності, зобов'язані суворо дотримуватися добового диспетчерського графіка навантаження і встановленого графіка споживання, вживаючи, відповідно, всі необхідні заходи щодо їх виконання. Енергопостачальні компанії і споживачі повинні чітко дотримуватися затверджених графіків споживання електроенергії.

Автоматичне регулювання частоти і перетоків потужності в ОЕС або в системах, які працюють відокремлено, повинно здійснюватися:

- усіма електростанціями під час зміни частоти шляхом регулювання потужності під впливом систем регулювання турбін у межах регульовального діапазону (первинне регулювання частоти);
- виділеними для режиму регулювання частотою і перетоками потужності електростанціями, приєднаними до системи автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП), тобто до вторинного регулювання частоти.

Забороняється використання пристроїв, систем автоматичного керування і ведення режимів роботи електростанцій (енергоблоків), що перешкоджають зміні потужності у разі зміни частоти (обмежувачі потужності і регулятори тиску "до себе" на турбінах, режим зміни тиску пари з повністю відкритими регульовальними клапанами турбін, регулятори потужності без частотної корекції, вимкнення регуляторів потужності або пристроїв автоматичного регулювання продуктивності ТЕЦ тощо).

У разі зниження частоти в ОЕС або у відокремлено працюючій ЕЕС нижче від встановлених меж черговий диспетчер повинен ввести в дію наявні резерви потужності. У випадку, якщо частота продовжує знижуватися, а всі наявні резерви потужності використані, чергові диспетчери повинні забезпечити відновлення нормальної частоти шляхом обмеження споживання потужності або вимкнення споживачів.

Для запобігання розвитку технологічних порушень на електростанціях за умовами загрози критичного зниження частоти електричного струму в мережі ОЕС, вимкнення технологічного устаткування і повного знеструмлення станції повинна передбачатись, як правило, автоматика відокремлення від ОЕС електростанції або одного енергоблоку на виділене навантаження.

У разі перевищення дозволеного максимального або аварійно-допустимого перетоку активної потужності через окремий перетин черговий диспетчер зобов'язаний негайно вжити оперативних заходів для його розвантаження, використовуючи регульовальні резерви електростанцій і заходи оперативного зниження споживання (графіки аварійного вимкнення, кнопки САВН).

Регулювання напруги в електричних мережах необхідне для забезпечення відповідності показників напруги вимогам стандарту,

запасу стійкості та допустимих рівнів напруги в контрольних вузлах; рівня напруги, допустимого для устаткування електричних станцій і мереж; мінімальних втрат електроенергії в електричних мережах. Регулювання напруги повинно здійснюватися переважно засобами автоматики і телемеханіки, а за їх відсутності – оперативним персоналом електростанцій і підстанцій під контролем чергового диспетчера відповідних диспетчерських служб ЕЕС або енергопостачальних компаній.

На трансформаторах і автотрансформаторах, оснащених пристроями РПН, енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики повинні бути, як правило, увімкнені автоматичні регулятори напруги. Налаштування регуляторів напруги і положення відгалужень ПБЗ трансформаторів повинні корегуватись службами енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики відповідно до змін конфігурації мережі і розподілу в ній навантаження.

Для контрольованих диспетчерами пунктів електричної мережі ОЕС повинні бути встановлені нормальні (з запасом 20%) і аварійні (з запасом 8%) межі зниження напруги, які визначаються умовами статичної стійкості енергосистеми і вузлів навантаження. У разі зниження напруги в контрольованих пунктах основної електричної мережі ОЕС нижче від мінімально допустимої за умовами стійкості, черговий диспетчер повинен використовувати для підвищення напруги всі наявні резерви реактивної потужності електростанцій і підстанцій, регульовальні можливості АТ з РПН, вимкнення шунтувальних реакторів у мережі 750 кВ, аварійні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів.

У разі вичерпання регульовальних можливостей електричного устаткування оперативний персонал електростанцій і підстанцій повинен повідомити про це чергового диспетчера, котрий зобов'язаний негайно вжити заходів відповідно до вимог інструкцій з регулювання напруги в ОЕС.

Якщо напруга в контрольованих пунктах основної електричної мережі ОЕС знижується до зазначеної аварійної межі, оперативний персонал електростанцій і відповідних підстанцій повинен самостійно підвищувати напругу шляхом використання перевантажувальної спроможності генераторів і синхронних компенсаторів, а чергові диспетчери повинні підвищувати напругу в інших вузлах ОЕС, надати електростанціям і електричним мережам

допомогу шляхом перерозподілу реактивної й активної потужності між ними. У цьому випадку не дозволяється піднімати напругу в окремих пунктах вище від значень, гранично допустимих для електроустаткування.

В тих вузлах, де можливе зниження напруги нижче від аварійно-допустимої межі у разі зміни режиму роботи або схеми мережі повинна бути встановлена автоматика вимкнення навантаження в обсязі, необхідному для запобігання порушення стійкості у вузлі.

Основним завданням оперативно-диспетчерського керування під час попередження і ліквідації технологічних порушень є:

– дотримання нормальних режимів, своєчасне виявлення загрози виникнення технологічного порушення;

– запобігання розвиткові порушень, недопущення травмування персоналу та пошкодження устаткування, не охопленого технологічним порушенням;

– швидке відновлення енергопостачання споживачів і нормальних параметрів енергії, що відпускається споживачам;

– створення найбільш надійної післяаварійної схеми і режиму роботи ОЕС в цілому та її частин;

– з'ясування стану вимкненого устаткування і, в разі можливості, увімкнення його в роботу і відновлення схеми і режиму роботи мережі.

З метою унеможливлення виникнення і розвитку технологічних порушень режиму роботи ОЕС або її окремих енергетичних районів внаслідок дефіциту потужності та електроенергії, зниження частоти, порушення режиму допустимих перетоків і перевантаження мережних елементів, порушення допустимих режимів роботи електростанцій, зниження напруги в контрольних вузлах ЕЕС до аварійного рівня повинні застосовуватися автоматика нормальних режимів і протиаварійна автоматика, відповідні графіки обмеження й аварійного вимкнення споживачів, способи протиаварійного керування енергоспоживанням. У випадку відмови автоматичних пристроїв оперативний персонал повинен бути готовий до ручних дій, що дублюють дію автоматики, яка відмовила.

Все обладнання енергосистем поділяється з точки зору оперативно-диспетчерського керування на три категорії:

– обладнання, що знаходиться в оперативному керуванні диспетчера об'єднаної енергосистеми;

- обладнання, що знаходиться в оперативному віданні диспетчера регіональної енергосистеми;
- обладнання, передане у відання і оперативне керування місцевому персоналу.

Оперативно-диспетчерське керування енергосистемами складається з багатьох напрямків:

- збір оперативних даних про поточні режими і технічний стан елементів енергосистем;
- розгляд, дозвіл і реалізація заявок на виведення обладнання системи в ремонт;
- повідомлення об'єктам енергосистем оперативних графіків активних і реактивних навантажень і напруги в основних вузлових точках системи, а також графіків ремонтів на наступну добу;
- підтримка схеми комутації основної електричної мережі, керування вставками РЗ і керівництво комутаційними операціями;
- регулярний контроль за наявністю в роботі основного складу обладнання і раціональне розміщення резервів в об'єднаній енергосистемі;
- керівництво процесом регулювання частоти і перетоків активної потужності в системі;
- керівництво процесом регулювання напруги і реактивної потужності в системі;
- завчасне вжиття заходів щодо попередження можливих ускладнень і аварійного стану енергосистеми;
- ліквідація аварій в системі;
- ведення переговорів і оперативної документації.

Діалогова підсистема має забезпечувати взаємодію користувачів на всіх рівнях роботи з системою керування. В складі бази даних зберігаються окремі масиви реального часу, перспективної і ретроспективної інформації, а також даних, що забезпечують навчання і тренування персоналу.

Інформація реального часу використовується при оперативному і автоматичному керуванні. Вона поступає в темпі процесу і використовується для розв'язання задач оцінювання стану, можливості виникнення і уникнення аварійної ситуації (порадник), оперативної оптимізації режиму, а також при тренуванні оперативно-диспетчерського персоналу як на робочому місці, так і в спеціально призначеному приміщенні (тренажер).

Будь-яке відхилення від нормального режиму, який забезпечує необхідну якість електроенергії і надійність електропостачання є порушенням.

На характер роботи оперативно-диспетчерського персоналу під час ліквідації аварії значно впливає наявність резервів у системі.

Дії оперативного персоналу під час ліквідації аварійної ситуації значною мірою залежать від поточних умов роботи системи. Тому дати придатні на всі випадки рекомендації з ліквідації порушень неможливо, можна лише окреслити деякі загальні положення, якими має керуватися диспетчер. Особливо важливо розуміти причинно-наслідкові зв'язки явищ під час порушення, швидкої орієнтації в конкретних обставинах і правильного здійснення послідовності окремих дій, враховуючи конкретні обставини. Диспетчер – це той, хто швидко виконує роботу, і від нього саме і вимагається така робота, але без поспіху.

1.5. Функції оперативного персоналу

До оперативного персоналу енергосистеми відносяться:

- чергові диспетчери ОЕС і регіональних енергосистем,
- керівний оперативний персонал зміни (начальник зміни, черговий диспетчер, черговий інженер енергетичного підприємства, району, підстанції),
- оперативно-ремонтний персонал,
- черговий персонал виробничих дільниць.

Схема електричних з'єднань енергосистеми в нормальному і ремонтному режимі повинна забезпечувати стійку і надійну роботу енергосистеми, відповідність струмам к. з. допустимих значень, економічність розподілу потоків активної і реактивної потужностей, необхідну якість електроенергії по частоті і напрузі, локалізацію аварій з мінімальними втратами генерації та обмеженням споживачів. Схеми живлення власних потреб постійного і змінного струму електростанцій і підстанцій повинні вибиратися з урахуванням забезпечення їх максимальної надійності, особливо в аварійних режимах.

Виникнення аварійного режиму може спричинитися пошкодженнями обладнання і автоматичних пристроїв, помилковими діями оперативно-диспетчерського персоналу, а також різними зовнішніми причинами (погодні і стихійні явища

тощо). Аварії в енергосистемах дуже часто пов'язані з недостатньою дисципліною оперативного персоналу, недосвідченістю кадрів, невчасним виконанням протиаварійних заходів і тренувань тощо. Дуже важливим фактором є оперативність диспетчера, затримка в часі може викликати розвиток локального порушення і переростання в системну аварію.

Каскадний характер розвитку аварії залежить головним чином від недоліків у керуванні:

- недостатня керованість електростанцій в аварійних умовах, неефективна система керування, труднощі швидкого запуску резервного обладнання тощо;
- недоліки засобів керування, відмова, затримка в спрацюванні, неправильна робота і налаштування тощо;
- помилки ремонтного і оперативного персоналу, викликані невідповідністю, нечіткими або неправильними діями, а також бездіяльністю.

Основним завданням оперативно-диспетчерського керування при ліквідації аварій є запобігання розвитку порушення, термінове відновлення електропостачання споживачів і нормальні параметри якості електроенергії, створення умов максимальної надійності після-аварійної схеми енергосистеми чи її частин, відновлення нормальної роботи енергосистеми.

Розвиток системи протиаварійного керування дозволяє поступово перейти до якісно нових принципів керування, які поступово мають трансформуватися і відійти від диспетчерського (ручного) до профілактичного (автоматизованого). Уже зараз все чіткіше проявляється тенденція розширення функцій системи протиаварійного керування, самостійного їх виконання при загальному контролюванні диспетчера.

Подібні зміни в призначенні диспетчера, передача його деяких функцій засобам протиаварійного автоматичного керування як при попередженні аварійних ситуацій, так і якнайшвидшого переходу від після-аварійного до нормального режиму, викликані значними ускладненнями режимів і підвищенням вимог до якості керування складними енергетичними об'єднаннями.

У відповідності з високими вимогами до основного диспетчерського персоналу приділяється особлива увага його підбору, навчанню, стажуванню. Кандидат на диспетчерську посаду повинен протягом певного часу знайомитися з задачами,

напрямами і методами роботи диспетчерської служби як відповідному розумінню режимів роботи енергосистем, так і відносно поточного оперативно-диспетчерського керування, знайомитися з обладнанням і персоналом об'єктів, входячи в усі технічні і організаційні деталі.

Процес навчання може тривати півроку і більше. Після цього кандидат призначається протягом кількох тижнів на чергування в якості дублера, який виконує доручення чергового диспетчера. Потім триває серія чергувань в якості стажера, який виконує поточну роботу під безпосереднім наглядом досвідченого працівника. В кінці періоду здійснюється перевірка знань і навичок кандидата, після чого він може бути призначений на штатну посаду, про що сповіщається всім оперативно-диспетчерським працівникам енергосистеми.

Змінний диспетчерський персонал повинен постійно підтримувати і вдосконалювати свої навички щодо швидкої і правильної ліквідації системних аварій. Це досягається в основному завдяки участі в тренуваннях по ліквідації аварій.

Інструктивні матеріали в табличному і графічному вигляді мають бути у вичерпному вигляді представлені за допомогою комп'ютерів у швидко доступному вигляді, так само і відомості для керування основною схемою з'єднань енергосистеми, резервами і проведенням ремонтів обладнання, регулювання частоти, перетоків потужності і напруги в системі, оптимального використання міжсистемних зв'язків тощо.

Інструкції повинні містити в собі як чіткі принципові настанови, так і організаційно-технічні деталі і, в той же час, не обтяжувати деталями чіткість сприйняття основних положень.

Противарійні заходи, які мають важливе значення для всіх енергосистем, включаються в програми противарійних тренувань. Метою противарійних тренувань є переважна готовність чергового персоналу запобігати виникненню аварійного режиму і ліквідувати його наслідки, а також навчити персонал самостійно приймати правильні рішення в аварійних ситуаціях. Тренування можуть бути індивідуальні або групові, зміною, які іноді проводяться на різних об'єктах енергосистеми.

Противарійні тренування закінчуються після того, як умови аварійного навчання вичерпані диспетчерськими засобами, відновлене електропостачання, вимкнене і виведене в ремонт

умовно пошкоджене обладнання. Після закінчення тренування виконується детальний аналіз і розгляд дій диспетчерського персоналу.

Оперативне керування енергосистемою здійснюється диспетчером. Метою диспетчерського керування є розробка і реалізація режимів енергосистеми, які забезпечують надійне і безперебійне електропостачання споживачів з дотриманням необхідних стандартів якості електроенергії і максимальної економічності енергосистеми, створення умов безпечного обслуговування енергетичного обладнання.

В оперативному розпорядженні диспетчера знаходиться обладнання, яке впливає на потужність генерації енергосистеми, на величину резерву потужності і на надійність роботи системи. Оперативний персонал електростанції самостійно не може без дозволу вищого за рангом диспетчера, наприклад, знизити потужність генератора. Диспетчер може це дозволити, якщо виконуються заходи по введенню в роботу резервної потужності енергосистеми або інші заходи, які направлені на нормалізацію роботи системи. В оперативному керуванні чи віданні диспетчера знаходиться обладнання електростанцій, лінії електропередачі, засоби РЗ і ПАА, диспетчерського і технологічного керування, ОІК тощо. Обладнання і пристрої, які не впливають на роботу енергосистеми загалом, знаходяться у розпорядженні оперативного персоналу нижчого рівня.

Диспетчер одної енергосистеми має подавати інформаційну заявку і оперативне повідомлення диспетчеру іншої енергосистеми про планові зміни стану і режиму роботи обладнання, яке впливає на режим роботи паралельно працюючої енергосистеми. Це дає можливість іншій стороні завчасно розробити найбільш ефективні заходи по керуванню режимом роботи своєї енергосистеми.

До складу диспетчерського персоналу входять диспетчери об'єднаної енергосистеми, регіональних енергосистем, оперативний персонал ПЕМ і РЕМ. Оперативний персонал – це оперативні керівники, начальники змін електричних цехів електростанцій, чергові інженери, електромонтери тощо.

Диспетчер об'єднаної енергосистеми ліквідує складні аварії, що виникають в системах. Це можуть бути різні випадки раптового вимкнення основного обладнання автоматично чи персоналом. Особливо складними є випадки системних аварій з вимкненням

транзитних і міжсистемних ЛЕП і різкою зміною частоти і напруги. Черговий диспетчер намічає план відновлення нормального режиму роботи об'єднаної енергосистеми. При необхідності він може запрошувати, у відповідності до діючого договору, аварійної допомоги від сусіднього енергетичного об'єднання.

Рішучість дій в таких випадках дуже важлива, бо при розділенні системи на декілька працюючих частин можуть значно змінюватися частота і напруга, спрацювати великі обсяги АЧР. Особливо це небезпечно в період підвищення добового навантаження системи, може виникнути лавина частоти чи напруги. В такому випадку може з'явитися необхідність обмеження навантаження споживачів у відповідності до затверджених списків.

Ведеться поточна документація оперативної ситуації, в пам'яті комп'ютера в зведеній відомості фіксуються параметри режиму (навантаження електростанцій, напруги в контрольованих точках, основні перетоки тощо). Всі оперативні переговори записуються на магнітофон.

Якщо енергосистема однієї країни працює паралельно з енергосистемою іншої країни, то регламент взаємовідносин закріплюється взаємоузгодженням і затвердженням керівництвом договорів. В договорі може бути зазначений розподіл обов'язків диспетчерських служб щодо регулювання частоти, напруги, перетоків потужності тощо.

Для правильного виконання посадових обов'язків кожен диспетчер на своєму місці має знати:

- порядок організації диспетчерського керування;
- оперативну підвідомчість обладнання;
- схему електричних з'єднань, технічні характеристики, межі навантаження в нормальному і аварійному режимах;
- принципи оптимального розподілу навантаження між ЕС;
- найменування всіх підстанцій і ліній електропередачі;
- допустимі рівні напруги в контрольних точках електромережі;
- порядок відновлення енергосистеми чи району;
- графіки обмежень і порядок вимкнення споживачів;
- порядок введення в експлуатацію нового і реконструкції старого обладнання тощо.

Крім того, диспетчер має знати посадову інструкцію, діючі інструктивні матеріали, ПТЕ, ПУЕ, ППБ, ПТБ і ін., порядок дії в

особливих ситуаціях, правила користування зв'язком, ведення технічної документації тощо.

Для призначення на посаду диспетчера особа має пройти професійно-технічну підготовку, яка передбачає стажування, дублювання і протиаварійні тренування. При підготовці диспетчера широко застосовуються електронні методи навчання, тренування і тестування.

Диспетчер керує нормальною роботою електростанцій, підтримуючи оптимальний режим їх навантаження з урахуванням заданих і узгоджених перетоків активної потужності по міжсистемним зв'язкам. При виникненні вимушених режимів, які значно відхиляються від запланованих, диспетчер має вжити заходів для зменшення збитків, змінити навантаження електростанцій з урахуванням їх економічності і запасів палива.

При відокремленні частини енергосистеми диспетчер має вжити заходів по регулюванню частоти. Він має весь час слідкувати за оптимальністю розподілу потоків реактивної потужності з метою підтримки необхідних рівнів напруги в контрольованих точках основної електромережі і зниження втрат активної потужності і електроенергії.

Крім того, диспетчер керує діями оперативного персоналу, дає дозвіл на виведення обладнання в ремонт, оформляє заявки на виведення обладнання, що знаходиться в оперативному керуванні чи в розпорядженні вище поставленого диспетчера.

При виникненні аварії диспетчер повинен невідкладно приймати необхідні рішення і видавати розпорядження для якнайшвидшої ліквідації аварії, попередження її розвитку, відновлення системи в найкоротші терміни. При необхідності диспетчер має право вводити графік обмежень і вимикати споживачів. Диспетчер має право не виконувати розпорядження зверху, що входять в протиріччя з ПТЕ, ПТБ, ППБ.

Диспетчерські пункти оснащені диспетчерськими щитами і пультами. Це є обов'язковою приналежністю будь-якого диспетчерського пункту енергосистеми. Схема електричної мережі на диспетчерському щиті називається мнемосхемою. На мнемосхемі різні номінальні напруги мережі зображені різними кольорами, нанесені лише ті об'єкти, які підвідомчі в керуванні диспетчеру.

Символи комутаційних схем повинні змінювати свій вигляд в залежності від стану об'єкта (увімкнено чи вимкнено), який

керується за допомогою телесигналів. При зміні свого положення символ комутованого елемента блимає, що завдяки квітуванню може бути припинено, і символ в решті решт набуває вигляду, що відповідає новому стану комутаційного елемента.

Схема з диспетчерськими іменами об'єктів і фактичним станом комутаційних апаратів на поточний момент часу називається оперативною схемою електромережі.

Робоче місце диспетчера знаходиться за диспетчерським пультом. На вертикальній приладовій панелі розміщено декілька рядів приладів, з'єднаних із пристроями телемеханіки. Прилади відображають потужності електростанцій чи енергоблоків, найважливіші перетоки потужності ЛЕП, напруги в контрольованих вузлах системи тощо. Диспетчерські пункти оснащені комп'ютерами. Ті чи інші програми запускаються дуже швидко за допомогою спеціальної клавіатури. Програмне забезпечення відображає схеми з поточними параметрами режиму, таблиці режимів, результати телевимірювань, різноманітні параметри тощо.

1.6. Роль автоматичного керування

Автоматичне керування виконує функції регулювання поточних швидкоплинних процесів за допомогою систем автоматичного регулювання і ліквідації аварій засобами локальних і централізованих пристроїв ПАА. Умовно можна виділити автоматику нормального й аварійного режиму.

До автоматики нормального режиму насамперед можна віднести технологічну автоматику електростанцій і підстанцій, що в основному має локальний характер. Функції автоматичного регулювання нормального режиму виконують також деякі централізовані автоматичні системи: автоматичне регулювання частоти й активної потужності (АРЧП), автоматичне регулювання напруги на трансформаторах (АРНТ), автоматичне вмикання і вимикання трансформаторів і конденсаторів у залежності від режиму та ін.

Автоматика аварійного режиму має значно більш широкий спектр застосування. Існує кілька рівнів автоматичного керування в ЕЕС, що забезпечують локалізацію поширення і ліквідацію будь-яких порушень нормального режиму: локалізація ушкодженого елемента системи пристроями РЗ без відключення значної кількості

споживачів; резервування при відмовленні основного РЗ чи ПАА; автоматичний поділ системи при порушенні синхронізму в одному з перетинів без відключення значної кількості споживачів; ліквідація каскадного порушення синхронізму пристроями ділильної автоматики без відключення значної кількості споживачів; автоматичне відключення частини менш відповідальних споживачів при зниженні частоти чи напруги; автоматичне вимкнення генераторних блоків електростанцій; автоматичний поділ системи при тривалому порушенні синхронізму з відключенням значної кількості споживачів; ліквідація каскадного порушення синхронізму пристроями ПАА з тривалим випаданням генерувальних потужностей і відключенням значної кількості споживачів.

Основна задача протиаварійного керування – обмежувати каскадний розвиток аварій, запобігати їх розвитку на самих ранніх стадіях їх виникнення, щоб не допустити повного погашення енергосистеми чи окремих її районів, забезпечити якнайшвидший перехід від після-аварійного режиму до нормального. Перехідні процеси при виникненні аварій в енергосистемі можна розділити по швидкості їх протікання на три категорії: електромагнітні процеси (ЕМП), електромеханічні перехідні процеси (ЕМПП) і довготривалі процеси (ДТП).

До першої категорії відносяться к. з. і викликані ними швидкі електромагнітні процеси, при яких діють засоби РЗ.

При протіканні електромеханічних перехідних процесів діють регулятори збудження пропорціональної і сильної дії (АРЗ), форсування збудження, автоматичні регулятори швидкості (АРШ). При подальшому розширенні тривалості цих перехідних процесів може діяти автоматика попередження порушення стійкості (АППС) і ділильна автоматика системи (ДА). Ці всі процеси відбуваються досить швидко, і диспетчер не може втручатися в них. Лише в окремих випадках, коли відмова автоматики приводить до затримки вимкнення пошкоджених елементів або поділу системи, потрібне втручання оперативного персоналу.

Довготривалі процеси спостерігаються при поділі енергосистеми на несинхронно працюючі частини з утворенням значних місцевих дефіцитів або надлишків потужностей. В цей час значно змінюються всі параметри режиму енергосистеми – частота, напруги вузлів, потоки потужностей в окремих її елементах. Значне зниження частоти приводить до спрацьовування АЧР. В інших

частинах енергосистеми при надлишку в них активної чи реактивної потужності може спрацьовувати інша автоматика, що реагує на підвищення частоти чи значне відхилення напруги від норми.

Якщо поділ системи не відбувається, виникає асинхронний хід, який ліквідується дією автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Для попередження небезпеки розвитку аварії при зниженні частоти передбачена дія автоматики виділення агрегатів електростанції на власні потреби, а також пристроїв швидкого запуску резервного обладнання (дизельних, газотурбінних і гідротурбінних установок) і переведення гідроагрегатів з режиму СК в генераторний режим.

Швидкому введенню параметрів режиму в допустиму область сприяє дія частотного АПВ, а також пристроїв аварійного введення резерву (АВР), які дозволяють відновити електропостачання споживачів.

Противарійне керування дає можливість більш інтенсивно використовувати генерувальні потужності і пропускні спроможності електропередач високої і надвисокої напруги без зниження рівня надійності і надмірності резервів.

Засоби ПАА, встановлені на різних об'єктах і різні за призначенням, при правильному їх використанні дуже тісно взаємодіють між собою, утворюючи практично єдину автоматичну систему. Ліквідація аварій на різних етапах їхнього розвитку здійснюється за допомогою комплектів пристроїв РЗ і ПАА:

- релейний захист виявляє і вимикає пошкоджений елемент;
- АПВ відновлює вимкнений елемент електромережі в роботі, якщо пошкодження було нестійким;
- автоматичне керування активною потужністю усуває перевантаження електричних зв'язків, запобігає порушенню стійкості (автоматичне розвантаження електростанцій, автоматичне завантаження генераторів, спеціальна автоматика вимкнення навантаження);
- АЛАР забезпечує поділ системи на несинхронно працюючі частини;
- автоматика, що відновлює баланс активної і реактивної потужності у відокремленому районі (АЧР, автоматика частотного пуску агрегатів, автоматика виокремлення власних потреб ТЕС при зниженні частоти, автоматика обмеження підвищення частоти і

напруги, автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги та ін.);

– автоматика відновлення нормальної схеми після ліквідації дефіциту активної потужності у відокремленому районі, частотне автоматичне повторне ввімкнення (ЧАПВ), АПВ з уловлюванням синхронізму.

Підвищення частоти в відокремленому районі з великою надлишковою потужністю є дуже небезпечним для турбін. В такому випадку турбогенератор ГЕС вимикається за допомогою реле частоти з уставкою 51.0-51.5 Гц.

Автоматика від перевищення напруги при односторонньому вмиканні ЛЕП, що викликане надлишком реактивної потужності в системі, діє на ввімкнення нормально вимкнених шунтувальних реакторів. Якщо цього недостатньо, відбувається повне вимкнення ЛЕП. Використовується також автоматика вимкнення БСК при небезпечному підвищенні напруги.

В деяких енергосистемах за фактом небезпечного зниження напруги, викликаного дефіцитом реактивної потужності, використовується автоматика вимкнення навантаження, а також автоматичне ввімкнення БСК.

Запобігання зниженню частоти до небезпечного рівня при виникненні значних дефіцитів активної потужності в енергосистемі може бути покладене тільки на ПАА, оскільки такі аварійні процеси протікають протягом секунд чи десятків секунд. Основними засобами автоматичного запобігання виникнення лавини частоти є автоматичне частотне розвантаження (АЧР) системи, призначене для відключення частини менш відповідальних споживачів. Головне призначення АЧР – припинення лавиноподібного розвитку аварії і збереження в роботі не тільки відповідальних споживачів, але і, що є більш важливим, всіх електростанцій. Крім того, на АЧР покладається також функція підйому частоти до рівня, що дозволяє автоматично відновити нормальну роботу енергосистеми.

Крім АЧР для ліквідації аварійних ситуацій з дефіцитом активної потужності використовують ще частотний пуск резервних гідрогенераторів, переведення гідрогенераторів з режиму синхронних компенсаторів у режим видачі активної потужності, частотне автоматичне повторне ввімкнення (ЧАПВ) споживачів при відновленні частоти, різні види АПВ ЛЕП, що забезпечують ресинхронізацію, тощо.

Найбільш розповсюдженими засобами автоматичного керування можна вважати засоби, що забезпечують необхідний рівень стійкості ЕЕС. Для цього використовуються такі засоби як автоматичне регулювання збудження (АРЗ) синхронних машин сильної дії, вимкнення синхронних генераторів і синхронних компенсаторів, вимкнення слабких зв'язків енергосистеми, поділ електростанцій, електричне гальмування й ін. Забезпечення стійкості роботи системи є частиною більш складної задачі забезпечення живучості ЕЕС. *Живучість* – це здатність системи протистояти ланцюговому розвитку аварії, що супроводжується відключенням значних потужностей споживачів і електростанцій, поділом енергосистеми на частини з виникненням великих дефіцитів активної потужності.

Щоб уникнути розвитку лавинних аварійних процесів, необхідне використання спеціальних систем ПАА. Така ПАА забезпечує розв'язання цілого комплексу задач протиаварійного керування: запобігання порушенню стійкості паралельної роботи, ліквідація асинхронного режиму, обмеження небезпечного зниження і підвищення частоти, обмеження неприпустимого зниження напруги і запобігання неприпустимого перевантаження електроустаткування. Усі ці засоби ПАА, взаємодіючи, доповнюючи і резервуючи один одного, разом забезпечують необхідний рівень живучості енергосистеми.

Запобігання порушенню стійкості паралельної роботи системи складає перший ешелон ПАА. До цього виду ПАА відносяться: вимкнення генераторів (ВГ), розвантаження турбін (РТ) і електричне гальмування роторів (ЕГ). За допомогою ВГ можна досягти швидкого зменшення потужності. При наявності достатнього діапазону регулювання аналогічного ефекту можна досягти використанням короткочасного РТ, впливаючи на регулювальний клапан турбіни. У деяких випадках, якщо ВГ, РТ і ЕГ не дають потрібного ефекту, використовують систему автоматичного обмеження навантаження (САОН). При цьому зменшується потужність ЛЕП, завдяки чому можна також уникнути втрати динамічної стійкості.

Якщо з якихось причин порушення динамічної стійкості все-таки уникнути неможливо, автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) повинна обмежити розвиток аварії за допомогою ресинхронізації чи розділення системи. Основним елементом АЛАР

є орган виявлення асинхронного режиму. Виявлення може здійснюватися за різними ознаками в залежності від характеру перехідного процесу: на основі зміни кута електропередачі і його похідної, струму, напруги, активної потужності, опору. Якщо асинхронний режим може бути припустимим протягом деякого періоду, можливе використання ділильного захисту немиттєвої дії, тобто з контролем асинхронного режиму протягом заданого періоду чи заданого числа циклів коливань.

Для виявлення асинхронного режиму найчастіше використовують реле опору і реле потужності. Робота реле опору в процесі коливань може бути промодельована шляхом обчислення імпедансу в перехідному процесі і порівняння його з дійсною характеристикою.

Необхідність моделювання великої кількості різних видів ПАА з урахуванням її постійної модернізації і розробки нових видів вимагає використання спеціальної універсальної моделі ПАА. У будь-якому пристрої ПАА можна виділити наступні загальні складові частини: вимірювальну, логічну і виконавчу. Вимірювальна частина – це реле певного типу, що має на виході сигнал 1 чи 0 у залежності від значення вимірюваної величини стосовно деякої уставки. Логічна частина сприймає сигнали вимірювальних частин і, якщо їхня послідовність і комбінація відповідає закладеній програмі, подає відповідні керуючі імпульси на виконавчу частину, що реалізує необхідну в даному випадку дію на систему.

Основними поняттями універсальної моделі ПАА є дія й умова. Дія являє собою модель виконавчої частини деякого пристрою ПАА. Умова – модель елементарного вимірювального пристрою (реле). Логічна частина моделі сприймає результати перевірки конкретних умов і виконує їхнє порівняння відповідно до заданої послідовності логічних операцій І, АБО і НЕ. Умови, зв'язані між собою операцією І, утворюють групу умов. Групи умов поєднуються між собою логічною операцією АБО.

При моделюванні умов контрольовані параметри режиму порівнюються з заданими уставками. Якщо результат порівняння – істина, виконується моделювання відповідної дії. Для більшості існуючих реле контрольовані параметри – це деякі дійсні числа, наприклад, модулі напруг і струмів, активні потужності, фазові кути і т. п. Однак, у деяких більш складних пристроях ПАА

використовуються реле опору і реле потужності, у яких контрольовані параметри – комплексні числа. При моделюванні цих умов використовуються відповідні функції на комплексній площині. Діями в моделях ПАА можуть бути комутації вузлів, ліній, генераторів, навантажень, шунтів і т. п.

Комплекти пристроїв РЗ і ПАА охоплюють широкий спектр функцій, починаючи від простого вимкнення к. з., відновлення напруги шляхом повторного ввімкнення ЛЕП, шин і трансформаторів і закінчуючи засобами протиаварійного і системного захисту: автоматичного ввімкнення резервів, підвищення стійкості паралельної роботи синхронних генераторів, увімкнення енергоблоків та частин енергосистеми на паралельну роботу в нормальному і аварійному режимах, регулювання швидкості, частоти і активної потужності, а також активних перетоків міжсистемних зв'язків, регулювання напруги і реактивної потужності, запобігання тривалого і недопустимого зниження частоти та багато іншого.

Застосування автоматичних пристроїв дає можливість суттєвого зменшення аварійного недопостачання і підвищення якості електроенергії, покращення роботи міжсистемних і транзитних зв'язків.

Диспетчер має добре розумітися на роботі різних пристроїв ПАА та вміти виконувати операції з попередженням і ліквідацією наслідків як при роботі ПАА, так і у випадку відмови деяких її елементів.

Пристрої автоматики для підвищення стійкості паралельної роботи енергосистем можна розділити на чотири основні групи:

- забезпечення статичної стійкості,
- забезпечення динамічної стійкості,
- полегшення ресинхронізації,
- усунення асинхронного режиму.

Основну роль при забезпеченні статичної і динамічної стійкості виконує автоматичне регулювання збудження (АРЗ) і форсування збудження. В регуляторах сильної дії передбачаються додаткові канали регулювання по частоті і швидкості зміни параметрів режиму. Це докорінно змінює характер перехідних процесів в електроенергетичних системах.

Іншим типом автоматичних пристроїв, які запобігають порушенню статичної стійкості є засоби обмеження величини

активного перетоку, а також швидкого розвантаження передачі. В залежності від відхилення перетоку, його інтегралу і похідної формується сигнал регулювання, який подається на агрегати електростанцій, які виділені для регулювання чи обмеження перетоків. Для зниження активного перетоку на електростанціях передавальної частини системи відбувається зменшення подачі енергоносія в турбіну, а на електростанціях приймальної частини – збільшення. Стала часу зазначеного регулювання становить 30-60 с.

Системна автоматика регулювання і обмеження транзитного перетоку дозволяє значно зменшити кількість випадків порушення стійкості і розвантаження системи шляхом вимкнення генераторів. Такі пристрої мають назву розвантажувальна автоматика, вони діють на вимкнення частини генераторів на електростанціях. Найбільш просто здійснюється автоматичне вимкнення гідрогенераторів. Диспетчер повинен чітко розуміти принципи дії і пам'ятати уставки цих пристроїв, оскільки в його роботі може виникнути необхідність ручного ввімкнення цих агрегатів. В якості датчиків може використовуватися кут δ або електричний параметр режиму електропередачі, що залежить від нього (струм, активна потужність, опір).

Основним засобом ПАА для підвищення динамічної стійкості є, перш за все, швидке вимкнення к. з. Наявність сильного і швидкого регулювання збудження та форсування збудження має також дуже велике значення.

Іноді застосовуються і пристрої швидкого гальмування СГ під час їхнього прискорення. Гальмування може виконуватися у різний спосіб. Так, наприклад, сигнал РЗ може бути використаний для вимкнення СГ на час його прискорення або на виділення частини машин на навантаження. Досить складним є і спосіб увімкнення гальмівного активного опору, який теж не знайшов широкого застосування.

Нарешті, ще один спосіб – це швидке закриття регулюючого клапана турбіни, що забезпечує раптове перекриття доступу енергоносія в турбіну.

Крім використання автоматичних пристроїв для підвищення статичної і динамічної стійкості іноді застосовують пристрої для полегшення ресинхронізації після порушення синхронізму в системі. Умови ресинхронізації можуть настати при зближенні частот несинхронно працюючих частин (0.5 Гц при наявності ГЕС і

1.0-1.5 Гц, якщо в системі лише ТЕС). Для пригальмування прискорених СГ з метою досягнення сприятливих умов ресинхронізації передбачається встановлення на передавальному боці системи реле підвищення частоти, яке при досягненні частоти 51.5-52.0 Гц працює на вимкнення частини СГ. Ресинхронізація має відбутися через 25-30 с, якщо за цей час не буде спостерігатися випадіння з синхронізму інших СГ.

У разі неефективності заходів для запобігання порушення динамічної стійкості і виникнення тривалого асинхронного режиму диспетчер повинен якнайшвидше розділити енергосистему на окремі острови зі збалансованими, по можливості, навантаженнями. Дуже часто – це найкращий вихід для припинення асинхронного режиму, в результаті якого створюються умови для подальшої безболісної синхронізації вручну або автоматично.

Ділильна автоматика пришвидшує процес поділу системи на несинхронно працюючі частини з метою припинення асинхронного режиму. Затримка у виконанні цієї операції може призвести до розвитку аварії, адже при тривалих асинхронних коливаннях оперативний персонал повинен через певну витримку часу негайно вимкнути основне обладнання електростанції і виділити на самостійне живлення власні потреби.

Ділильний захист може бути різних типів. Перший тип – це ділильна автоматика миттєвої дії. Чутливий орган захисту повинен відрізнати характер зміни параметрів асинхронного режиму від режиму к. з. Пристрій діє при досягненні кутом δ значної величини, яка свідчить про початок асинхронного режиму. Нажаль, така ситуація можлива і під час глибоких синхронних коливань. Місця встановлення захисту даного типу вибирають на транзитних малопотужних ЛЕП, які нормально функціонують паралельно з сильними зв'язками, після вимкнення яких синхронна робота через малопотужну ЛЕП не може бути збережена. Особливо ефективним є встановлення даного типу автоматики на ПС, розташованих поблизу центру електричних хитань. Використовується напрямлене реле опору в комплексі з органом виявлення напрямку потоку потужності.

Другий тип ділильної автоматики відстроюється від к. з. за допомогою лічильника числа спрацювань пускового органу. Команда на пусковий орган подається після кількох пульсацій. Диспетчер повинен враховувати, що після виникнення асинхронного режиму його припинення не може бути миттєвим, і це

пов'язано зі зниженням напруги вздовж транзитної ЛЕП, особливо низьким поблизу електричного центру хитань, що може викликати самовимкнення споживачів та розвантаження системи.

Третій тип ділильної автоматики використовується для розділення енергосистем на несинхронно працюючі частини у випадку асинхронних коливань, які не припиняються протягом встановленого часу. Незгасні коливання виявляються за допомогою лічильників коливань і реле часу.

Найбільш досконалим є перший тип, оскільки він найбільш гнучкий в налаштуванні і дозволяє при необхідності виконувати ділильний захист миттєвої дії з тією чи іншою витримкою в часі.

Відокремлення живлення власних потреб електростанції від енергосистеми необхідне за умови тривалої аварійної ситуації з глибоким зниженням частоти і напруги. Подібні ділильні захисти можуть бути двох типів: один реагує на зниження частоти до приблизно 46 Гц, а інший – на тривале зниження напруги.

Розділ 2 **КЕРУВАННЯ В НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМАХ**

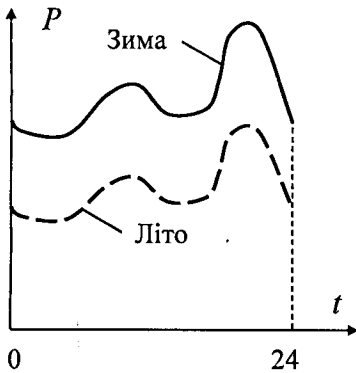
2.1. Загальні положення

За нормальних умов енергосистема має забезпечувати електропостачання всіх споживачів необхідною кількістю електроенергії допустимої якості по рівнях відхилення частоти і напруги від їхніх номінальних значень. Основними параметрами режиму енергосистеми є частота, напруга, потоки активної і реактивної потужності, струми, активні і реактивні потужності електростанцій, реактивні потужності компенсуючих пристроїв.

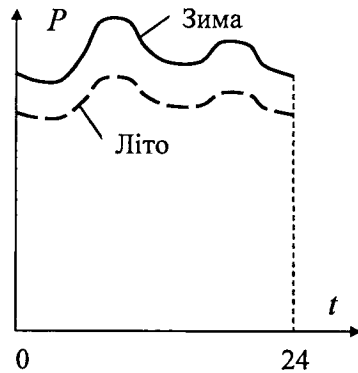
Регулювання нормальних режимів здійснюється відповідно добових графіків навантажень. При відхиленні від планового графіку виконується корегування режиму з метою підтримки необхідних рівнів надійності, економічності і якості електроенергії.

Графіком навантаження називається залежність в часі активної і реактивної потужності або струму будь-якого елемента системи (споживачі, електростанції, ЛЕП тощо) або енергосистеми загалом. Форми графіків навантажень залежать від багатьох факторів: складу навантажень, сезону, розвитку тих чи інших галузей народного господарства в регіоні тощо. У будь-якому випадку добовий графік навантаження має ранішній і вечірній максимуми та нічний і денний мінімуми (рис. 2.1).

Добовий графік електростанції залежать від типу і місця її в покритті загального добового графіку навантаження системи. Для ТЕС це залежить від її економічності, маневреності, наявності теплових споживачів. Для ГЕС графік навантаження залежить від можливостей водосховищ, наявності води. АЕС зазвичай працюють з незмінними графіками навантажень протягом доби. ГАЕС працюють з дуже нерівномірними графіками з метою вирівнювання сумарної генерації (рис. 2.2). В години мінімальних навантажень вони споживають електроенергію, а в години максимуму генерують.



а) побутове навантаження



б) промислове навантаження

Рис. 2.1

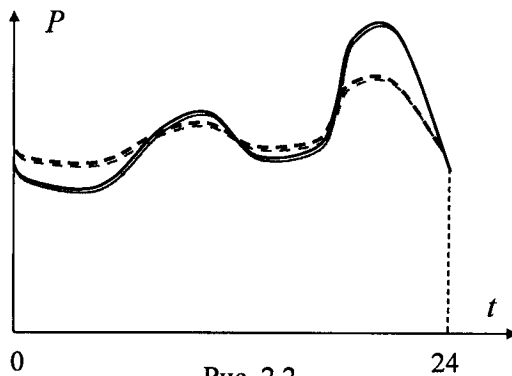


Рис. 2.2

Отже керування нормальним режимом енергосистеми можна розглядати як три взаємопов'язані процеси:

1. Керування режимом з метою забезпечення надійності електропостачання.

2. Керування частотою і активною потужністю для забезпечення оптимальних показників режиму і якості електроенергії по частоті.

3. Керування напругою і реактивною потужністю для забезпечення оптимальних показників режиму і якості електроенергії по напрузі.

Керування режимом з метою забезпечення надійності енергосистеми включає в себе наступні складові:

- оперативний контроль за перетоками активної потужності зв'язків та напруги в основних вузлових точках системи і прийняття заходів по недопущенню виходу їх за межі надійності роботи системи;
- запобігання можливим післяаварійним режимам, недопустимим за умовами надійності внаслідок виведення в ремонт обладнання, корегування режимів, складу обладнання та схеми електромережі;
- забезпечення оперативного резерву потужностей.

Керування частотою і активною потужністю в нормальному режимі складається з контролювання номінального рівня частоти в системі і забезпечення економічності режиму по витратам на використання енергоносіїв шляхом економічного перерозподілу активних потужностей електростанцій системи та окремих агрегатів.

Керування напругою і реактивною потужністю в нормальному режимі складається з підтримки номінального рівня напруги в електроспоживачів і забезпечення економічності режиму по втратах активної потужності в електромережах з урахуванням технічних обмежень по деяким елементам.

Способи регулювання нормальних усталених режимів режимів дуже різноманітні:

- керування навантаженням обладнання електростанцій виконується з метою контролювання частоти в енергосистемі, оптимізації витрат палива на виробництво необхідної електроенергії, підтримки заданих параметрів по транзитним і міжсистемним зв'язкам;
- керування реактивним навантаженням електростанцій за допомогою їхніх систем збудження з метою регулювання напруги в контрольованих точках системоутворюючої мережі, мінімізації втрат активної потужності за рахунок перерозподілу потоків реактивної потужності, забезпечення необхідного рівня запасу статичної стійкості;
- керування режимом навантаження компенсуючих пристроїв, які впливають на режим напруги і активні втрати, як і статичної стійкості, аналогічно реактивним потужностям синхронних генераторів;
- керування коефіцієнтами трансформації трансформаторів здійснюється з метою регулювання режиму напруги. Трансформатори без РПН регулюються посезонно. При наявності РПН регулювання за необхідності може виконуватися кожної доби в залежності від зміни режиму. При наявності поперечного

регулювання автотрансформаторів можливе примусове вирівнювання перетоків в мережах різних класів напруги з метою зменшення сумарних втрат в електромережах;

- керування схемою з'єднань електромережі здійснюється, наприклад, в ремонтних режимах з метою забезпечення надійності електропостачання споживачів, якості напруги і зменшення втрат активної потужності;

- керування навантаженням електроспоживачів необхідне зазвичай при недостатній наявності в системі резервних потужностей.

Ведення нормального режиму в об'єднаній енергосистемі має свої особливості і виконується в декількох основних напрямках:

- корегування добових завдань розподілу активних навантажень електростанцій для підтримки економічності режиму;

- корегування перетоків активних потужностей міжсистемних і міждержавних зв'язків шляхом зміни потужностей електростанцій;

- регулювання частоти, якщо це потрібно, особливо при відокремленій роботі енергосистеми;

- контроль за раціональним розміщенням резервів в енергооб'єднанні і складом необхідного обладнання;

- поточне керування комутаційними операціями в основній електромережі і зміна уставок РЗ і ПАА;

- виведення основного обладнання в ремонт і введення в роботу відповідно дозвольним заявкам;

- загальне керівництво регулюванням напруги в системі;

- прийняття заходів запобігання перевантаження ЛЕП, трансформаторів і аварійного стану обладнання, своєчасна мобілізація холодного резерву, зміна схеми комутації.

2.2. Ліміти і резерви потужності

2.2.1. Надійність електропередачі. Схема електричних з'єднань є одним з найважливіших факторів впливу на надійність електроенергетичної системи і якість електроенергії. При формуванні схем диспетчерським службам доводиться розглядати питання пропускнуєї спроможності, обмеження струмів к. з., налаштування пристроїв РЗ тощо. Схеми електричних з'єднань в нормальному і ремонтному режимах мають забезпечувати надійне електропостачання споживачів, стійкість енергосистеми, допустимість струмів к. з., правильну роботу ПАА, економічність

розподілу потоків, якість електроенергії, локалізацію можливих аварій з мінімальними втратами генерації і обмеження споживачів.

ЛЕП вищих класів напруги утворюють основну або транзитну мережу. Зміна комутаційного стану основної мережі веде до зміни транзитних потоків потужності. Схеми з'єднань основної і розподільчої мереж розробляються диспетчерськими службами за результатами розрахунків нормальних режимів, струмів к. з., стійкості, оптимізації режимів. Нормальні схеми електромереж розробляються щорічно перед настанням осінньо-зимового максимуму. Пропускна спроможність ЛЕП визначається активними або повними потужностями, які можна тривалий час передавати з урахуванням технічних обмежень. Існує поняття перетину електромережі, який характеризується сумарною пропускною спроможністю всіх ЛЕП між певними регіонами енергосистеми.

2.2.2. Ліміти електропередачі. Для того щоб надійно експлуатувати енергосистему, необхідно дотримуватися лімітів на потекорозподіл або передачу потужності. Існують ліміти на генерацію і передачу активної і реактивної потужності в системі. Ліміти зазвичай поділяються на три категорії: термічні, по стійкості і по нарузі.

Термічні ліміти існують відповідно термічним можливостям окремих елементів енергосистеми. Зростання потужності передачі пов'язане зі зростанням струмів, які залежать як від активної, так і реактивної потужності. Коли струм протікає через обладнання, відбувається його нагрівання, яке пов'язане з втратами I^2R . Якщо струм збільшується в 2 рази, втрати і нагрівання збільшуються в 4 рази. При певному навантаженні нагрівання може перевищити можливості розсіювання тепла, і обладнання може вийти з ладу, або матиме місце надмірне старіння ізоляції. Більшість видів обладнання енергосистеми може безпечно витримувати перевантаження. Питання лише в тому, яка величина цього перевантаження, і як довго воно триває.

Ліміти по статичній, або кутовій стійкості, накладаються для того, щоб забезпечити систему в межах керованості кутів відхилення роторів синхронних генераторів. Якщо система статично стійка, фазові кути в вузлах системи взаємно відхиляються в певних обмежених границях. Ці кути збільшуються, коли зростає активне навантаження системи. Існує певний максимально можливий режим (рис. 2.3), якому відповідає ліміт по статичній стійкості $P_{\text{макс}}$.

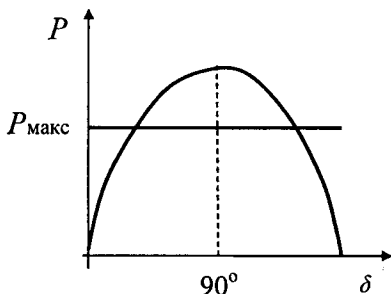


Рис. 2.3

Реально в складній замкненій системі $\delta_{\text{кр}} < 90^\circ$. При намаганні перевищити цей ліміт, система стає неконтрольованою. Диспетчер системи втрачає можливість керування поточкорозподілом потужності в енергосистемі, і система переходить в аварійний режим. Диспетчер в цій ситуації не може нічого вдіяти і лише покладається на роботу ПАА.

Третя категорія обмеження передачі потужності – це ліміти по напрузі. Обладнання системи і споживачів спроектовані на номінальні рівні напруги. Існують невеликі обмеження на відхилення напруги відносно номінального рівня, порушення яких веде до виходу з ладу або зменшення терміну його експлуатації. Це одна сторона проблеми, інша – пов'язана з реактивними втратами.

Значна частина потужності, що генерується на електростанціях, має бути передана на значні відстані в райони концентрації навантажень. Струм, що протікає в лініях зв'язку і трансформаторах викликає реактивні втрати I^2X і втрати напруги в районі споживання. Ці втрати напруги пов'язані з великими втратами реактивної потужності. Якщо реактивна потужність, що генерується на електростанціях і ЛЕП, недостатня, щоб забезпечити споживачів і реактивні втрати при передачі, напруга падає.

Енергосистема часто потребує реактивної підтримки (СК, батареї конденсаторів тощо), щоб допомогти їй в подоланні проблеми з напругою. Наявність реактивної підтримки також значною мірою визначає ліміти передачі потужності.

Отже, передача потужності обмежується трьома факторами:
– низькою очікуваною напругою на прийомному кінці (ліміт по напрузі);

- очікуваною втратою статичної стійкості, якщо передача досягне максимальної потужності (ліміт по стійкості);
- термальний ліміт трансформаторів на прийомному кінці (ліміт по нагріву).

Очевидно, треба прийняти до уваги найменший ліміт. Якщо це ліміт по напрузі, і диспетчер може увімкнути в кінці передачі БСК, то далі буде наступний по величині ліміт, наприклад, по нагріву.

2.2.3. Резерви потужності. *Резерви* – це невикористані можливості енергосистеми щодо активної потужності. Здатність енергосистеми регулювати нормальне відхилення частоти і виживати при великих збуреннях напряму залежить від її резервних можливостей. Всі енергосистеми мають дотримуватися певних правил щодо формування резервів і достатності їх рівня.

Оперативні резерви складаються з наявних можливостей реакції системи на непередбачувані потреби активної потужності понад очікувані потреби навантаження і втрати потужності в електромережі. Енергосистема повинна мати достатній рівень оперативних резервів для покриття навантаження і втрат в нормальних умовах і ефективно відповідати при порушеннях. Оперативний резерв поділяється на регулятивний і випадковий. Об'єднана енергосистема має нести достатню кількість регулятивного резерву, який відповідає на команди АРЧП і покладається на частотно-регулювальні блоки. Випадковий резерв призначений для відповіді на втрати генерації. Це можуть бути одиночні найбільш важливі випадковості, що викликані втратою найбільшого блоку генерації.

Гарячі (обертіві) і холодні резерви – це резервні джерела, з яких складаються регулятивні і випадкові резерви. Гарячий резерв складається з генераторних блоків, які синхронізовані з енергосистемою. АРШ і АРЧП не можуть впливати на генераторний блок, якщо він знаходиться в гарячому резерві. Холодний резерв – це генераторні потужності, що тимчасово не зв'язані з енергосистемою, але можуть бути приведені в готовність протягом зазначеного періоду часу. Точний час може бути різний з кратністю 15 хв. Прикладом холодного резерву є газові турбіни в холодному стані. Іноді в якості холодного резерву в енергосистемах допускається обмеження споживачів.

Визначення оперативних резервів, розглянуті раніше, навмисне узагальнені. Стосовно складної енергосистеми дуже важко

визначити набір правил, що були б придатні на всі випадки. Оперативні резерви можна трактувати як можливість системи реагувати на відхилення частоти. Останнім часом розглядають категорію резервів, що називаються чутливими, які можуть швидко стати наявними (за 30 с). Вони можуть бути як горячі, так і холодні. До чутливих резервів відносяться ГАЕС. Коли відновлюється запас води, блоки ГАЕС працюють як синхронні двигуни. Коли запас води відновлено, вони можуть залишатися в роботі як синхронні компенсатори. За необхідності блоки ГАЕС можуть бути дуже швидко (за 10-15 с) переведені в генераторний режим і допомагати в регулюванні частоти. До чутливих резервів відносять і класичне обмеження навантаження, яке може ініціювати (як останню можливість) диспетчер енергосистеми.

Існує поняття – обертовий резерв. Це різниця між максимальним і поточним рівнем потужності генератора. Генератор може мати правильно налаштований регулятор швидкості, але якщо він не має обертового резерву, він не буде реагувати на зниження частоти. Але навіть якщо генератор може нести великий обсяг обертового резерву, він може все ж не відповідати адекватно на команди регулятора. Лише та частина обертового резерву, що реагує на команди АРШ, є реальним обертовим резервом, який може бути задіяний за декілька секунд. Значну частку реального обертового резерву несуть енергоблоки ГЕС.

Резерви потужності розрізняють і за їх призначенням, вони мають величезну кількість різновидів. Повний резерв – це різниця між сумарною максимальною потужністю електростанцій і сумарним навантаженням системи включно з втратами в електромережі. Резерв досягається за рахунок запасів води у водосховищах і запасів палива на ТЕС.

За призначенням розрізняють ремонтний, експлуатаційний, аварійний, навантажувальний резерви і резерв взаємодопомоги. Ремонтний і експлуатаційний резерви відносяться до запланованого резерву. Величина цього резерву може бути визначена заздалегідь.

Сукупність аварійного, навантажувального резервів і резерву взаємодопомоги називається оперативним резервом. За мобільністю можна виділити три категорії оперативного резерву:

1. Резерв першої черги – миттєвий. Дає можливість миттєвого підвищення активної потужності генераторів, коли якісні показники електроенергії (частота і напруга) ще не встигають відхилитися за

межі допустимого. Це так званий гарячий резерв, який мобілізується автоматичним завантаженням агрегатів.

2. Резерв другої черги мобілізується за 1-3 хвилини після виникнення дефіциту. Це можуть бути гідрогенератори, дизельні агрегати, газові турбіни. Він може використовуватися як доповнення до першої черги.

3. Резерв третьої черги пов'язаний з обладнанням, яке може прийняти навантаження через декілька годин після виникнення аварії. Це турбогенератори, що знаходяться в холодному резерві.

Так само, як вільні резерви активної потужності можуть бути підтримкою енергосистеми в непередбачуваних обставинах зниження частоти, так і вільні резерви реактивної потужності необхідні для регулювання напруги. Реактивні резерви складаються як з резервів постачання, так і поглинання реактивної потужності (батареї конденсаторів і реактори, СГ, СК тощо).

Сучасні СГ оснащені швидкодіючими системами збудження з широким діапазоном регулювання реактивної потужності, що робить їх потужним засобом керування режимом напруги в енергосистемі. Для того, щоб реагувати на швидкі неочікувані зміни напруги, СГ повинні мати додаткові резерви реактивної потужності. Лише тоді вони можуть відповідати на всі виклики системи. Вважається, що всі генератори повинні мати наявні резерви як мінімум 50% своєї реактивної можливості, щоб протистояти непередбачуваним обставинам.

Крім того, диспетчер повинен мати також достатній резерв шунтувальних батарей конденсаторів і реакторів. Цим він може полегшити зобов'язання відносно видачі реактивної потужності СГ і забезпечити непередбачуване зростання навантаження в своєму регіоні.

Динамічні реактивні резерви – це автоматично керовані резерви, що можуть швидко реагувати на відхилення напруги. Динамічні резерви, як правило, відносяться до синхронних генераторів і компенсаторів тощо. Шунтувальні батареї конденсаторів не є динамічним реактивним резервом через їхню повільну реакцію та інші обмеження. Дуже важко передати реактивну потужність, якщо не застрахуватися достатнім реактивним резервом, тому-то раціональне розміщення динамічних реактивних резервів є критичним для забезпечення стабільності напруги.

Концепція контрольованих зон з'явилася внаслідок важливості рівномірного розміщення реактивних резервів. Контрольовані зони напруги – це фізичні регіони енергосистеми, які відповідають за відхилення напруги всередині цих регіонів. Реактивні джерела всередині цих зон відповідають разом за відновлення напруги в цих зонах. Динамічні реактивні резерви, таким чином, розподіляються в енергосистемі відповідно до контрольованих зон.

Проте не завжди реактивні резерви можуть гарантувати забезпечення стабільності напруги. Останнім засобом збереження системи в роботі є вимкнення навантаження. Ідеальним для вимкнення навантаженням є сильно завантажені АД, оскільки при цьому в системі відбувається значне зниження і активної, і реактивної потужності. Це вимкнення навантаження може здійснюватися і вручну, але більш ефективним є автоматичне розвантаження по напрузі (АРН).

Вибрані завчасно споживачі, якщо напруга падає до рівня запуску автоматики, вимикаються. Напруга повинна залишатися нижчою за вставку протягом деякого часу затримки. Типовими є такі уставки АРН:

- 5% вимкненого навантаження запускається автоматикою при падінні напруги нижче 92% на протязі 5 с;
- додаткові 5% навантаження вимикається, якщо напруга менша 92% протягом 8 с;
- ще додаткові 5% навантаження вимикається, якщо напруга менша за 90% протягом 3.5 с.

2.2.4. Здатність електропередачі. Щоб забезпечити надійність передавальної системи, необхідно визначити два поняття, що відносяться до здатності системи передавати активну потужність, -- загальна і наявна здатність передачі.

Загальна здатність передачі потужності від одного району до іншого (рис. 2.4) є кількість активної потужності в МВт, що може бути передана між точками А і Б при гарантії, що енергосистема може витримати збурення і потім повернутися до нормального режиму. Стандарт надійності потребує, щоб енергосистема могла витримати найбільш важке збурення і продовжувала функціонувати без важких наслідків для споживачів. Наявна здатність шляху передачі – це кількість потужності, що поставщик може продати через даний шлях А-Б будь-яким риночним суб'єктам, що хочуть купити цю здатність передачі. Іншими словами, наявна здатність

передачі – це частина загальної здатності, що є в розпорядженні для комерційної діяльності відносно конкретного об'єкта споживання.

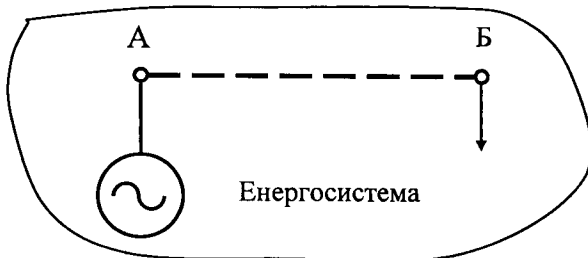


Рис. 2.4

Потокорозподіл в системі не може бути довільний, він встановлюється обернено пропорційно еквівалентним опорам наявних в передавальній системі шляхів. Тобто, чим менший реактанс шляху, тим більша передача по цьому шляху активної і реактивної потужності (рис. 2.5).

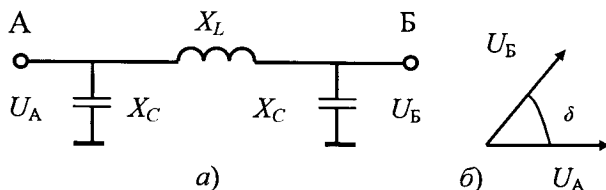


Рис. 2.5

$$P_A = \frac{U_A U_B}{X_L} \sin \delta,$$

$$Q_A = \frac{U_A^2 - U_A U_B \cos \delta}{X_L} - \frac{U_A^2}{X_C}$$

В ЛЕП індуктивності і ємності рівномірно розподілені по всій довжині лінії електропередачі. Тому напруга змінюється вздовж ЛЕП в залежності від навантаження (рис. 2.6), де $P_{\text{нат}}$ – натуральна потужність лінії.

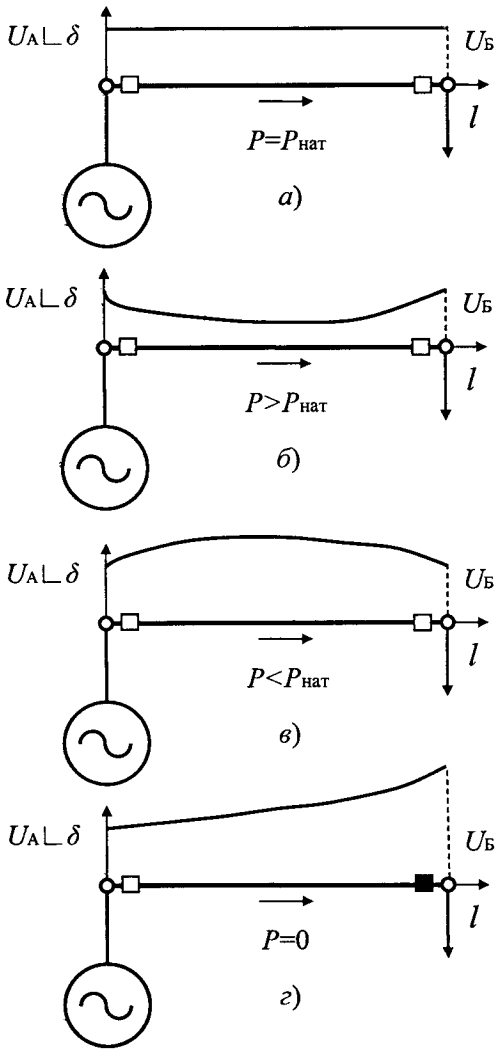


Рис. 2.6

Але це загальна (якісна) характеристика системи електропередачі. Більш точну картину можна представити на основі коефіцієнтів розподілу або чутливості. Метод чутливості – зручний метод визначення, як потоки потужності розподіляються в наявних шляхах передавальної складно замкнутої системи.

Нехай, наприклад, ми маємо n суб'єктів генерації і m суб'єктів споживання. Всі вони об'єднані в єдиній енергосистемі. Ставиться запитання, яку частку потужності отримує кожний суб'єкт споживання від кожного суб'єкта генерації 1, 2, ... n . Як зазначалося, це залежить від еквівалентних опорів відповідних зв'язків, а точніше – від коефіцієнтів чутливості.

Для того, щоб розрахувати ці коефіцієнти, необхідно мати вихідний усталений режим. Далі методом числового експерименту, збільшуючи і зменшуючи потужність одного з суб'єктів споживання, наприклад, на 5%, можна після перерахунку усталеного режиму визначити, як змінюється потужність кожного суб'єкта генерації (рис. 2.7).

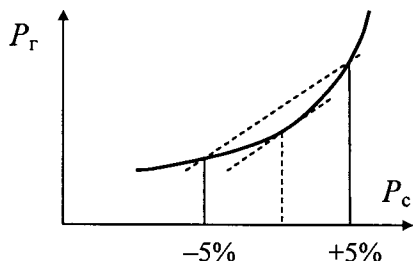


Рис. 2.7

В результаті числового експерименту реальну нелінійну характеристику $P_G = f(P_C)$ можна апроксимувати лінійною залежністю $P_G = P_{G0} + kP_C$, де k – коефіцієнт чутливості. Виконавши m аналогічних числових експериментів, можна визначити матриці вільних членів і коефіцієнтів чутливості, за допомогою яких дуже легко визначити часткову участь кожного суб'єкта генерації в покритті потужності суб'єктів споживання і навпаки. Це дає можливість упорядкувати комерційні взаємовідносини між суб'єктами ринку виробництва і споживання електроенергії.

Аналогічно можна побудувати матриці чутливості сумарних втрат від потужності суб'єктів споживання, які дають можливість розділити втрати на власні і транзитні і упорядкувати комерційні взаємовідносини між основною мережею енергетичного об'єднання і суб'єктами споживання енергії. Більш детально ці питання розглядаються в розділі 6.

Використання методу чутливості дає можливість також для створення програми швидкого контролю допустимості поточкорозподілу щодо кожного з зазначених критеріїв: по напрузі, по стійкості і по нагріву, яка може бути використана в оперативно-диспетчерському керуванні нормальними режимами.

2.3. Визначення областей стійкості

2.3.1. Характеристики системи. Проблеми стійкості напруги виникають насамперед у важких режимах слабкої електричної системи. Поняття слабкості електричної системи визначається як опорами, так і навантаженнями гілок електричної мережі. Його дуже важко чітко визначити в кількісному плані. Використовуючи програму аналізу усталених режимів, можна побудувати характеристики напруги вузлів $U_s(P_{нв})$ і $U_s(Q_{нв})$, що можуть характеризувати міру слабкості електричної системи, й оцінити область стійкості напруги.

Розглянемо спочатку характеристику напруги радіальної електричної системи (рис. 2.8). Нехай активний і реактивний опори навантаження змінюються в діапазоні від ∞ до 0 при незмінному їх співвідношенні, тобто незмінному коефіцієнті потужності. Тоді режим системи буде плавно змінюватися від неробочого ходу до к. з. Струм буде зростати від 0 до струму к. з., напруга буде падати від U_0 до 0. При цьому потужність навантаження спочатку швидко зростає, потім повільно досягає максимуму і наприкінці поступово зменшується до 0.

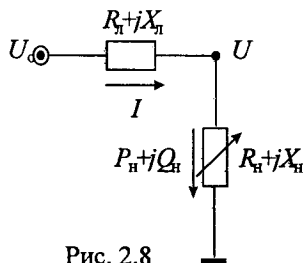


Рис. 2.8

Нехай навантаження у вигляді повного опору Z_n , що змінюється при незмінному коефіцієнті потужності 0,8, живиться через лінію електропередачі опором $5 + j10$ Ом від джерела незмінної напруги 115

кВ. Дослідимо струм, напругу і потужність в залежності від опору, а також залежність напруги від компенсації реактивної потужності.

Максимум потужності $P_{\text{нmax}} = 250$ МВт передається за умови, що втрата напруги в лінії дорівнює модулю напруги у вузлі навантаження, тобто якщо $Z_n = Z_n$. Умова максимуму потужності навантаження відповідає межі існування нормального усталеного режиму, а отже і межі стійкості напруги в системі. Відповідні значення параметрів режиму називаються критичними. У розглянутому прикладі $I_{\text{кр}} = 5.28$ і $U_{\text{кр}} = 59.1$. Потужність навантаження більша за максимальну не може бути передана через електричну мережу.

Режим роботи електричної системи з напругою нижчою за критичну можливий лише при незмінному опорі навантаження. Але якщо це навантаження живиться через понижувальний трансформатор із РПН, режим напруги буде нестійким доти, поки не буде вичерпаний діапазон регулювання. Дійсно, якщо під дією РПН відбувається автоматичне перемикання відгалужень з метою підняття напруги, струм починає збільшуватися і напруга ще більше падає. Це веде до прогресуючого зниження напруги.

Можна побудувати характеристику напруги $U(P_n)$. Для будь-якого значення потужності навантаження $P_n < P_{\text{нmax}}$ існує два режими напруги. Верхня точка з великою напругою і малим струмом відповідає нормальному режиму. Нижня точка з малою напругою і великим струмом відповідає фізично нестійкому режиму при незмінній потужності. На рис. 2.9 показані характеристики напруги для різних значень коефіцієнта потужності. Чим більше скомпенсована індуктивна потужність навантаження в розподільній електромережі, тим ширша границя стійкості напруги.

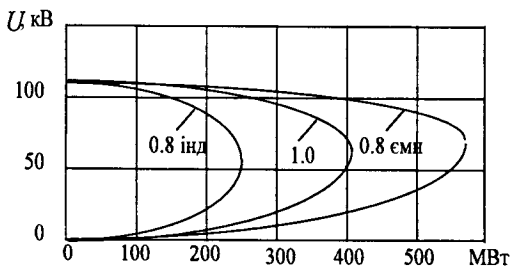


Рис. 2.9

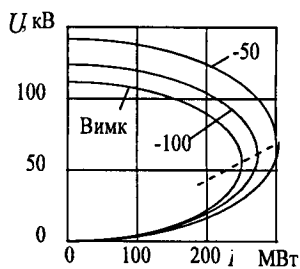


Рис. 2.10

Режим можна поліпшити також увімкненням джерела реактивної потужності на шинах 110 кВ, але при цьому значно збільшується напруга при малих навантаженнях. На рис. 2.10 показані характеристики напруги для трьох різних режимів конденсаторної батареї на шинах 110 кВ (вимкнена, -50 і -100 Ом).

Ми розглянули характеристики $U(P_n)$ при $\cos\varphi_n = \text{const}$. Стійкість напруги залежить також від того, як зв'язані між собою напруга і реактивна потужність. Часто для деяких аспектів стійкості напруги важливіша залежність $Q(U)$, що характеризує чутливість споживання чи генерації реактивної потужності до напруги. Подібні характеристики необхідні при визначенні міри компенсації реактивної потужності. Для побудови зазначеної характеристики виконується серія розрахунків ustalених режимів з фіксацією модуля напруги в досліджуваному вузлі.

На рис. 2.11 показана радіальна електрична система, що живить розподільну мережу від ШБП через лінію електропередачі і трансформатор з РПН. Завдяки дії РПН навантаження має характеристику незмінної потужності. Опір електропередачі дорівнює $5+j20$ Ом. Напруга в пункті живлення 115 кВ.

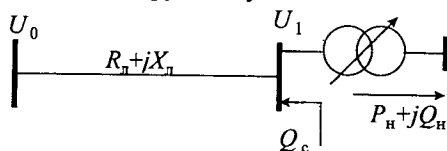


Рис. 2.11

Визначимо потужність батареї конденсаторів для кожного режиму навантаження, якщо напруга у вузлі 1 повинна залишатися номінальною. Дослідимо стійкість напруги в заданих режимах. Як зміняться умови стійкості системи, якщо замість батареї конденсаторів скористатися СТК тієї ж потужності?

Розраховуємо ustalений режим при активному навантаженні $P_n=200$ МВт і модулі напруги $U_1=110$ кВ. При цьому загальна реактивна потужність вузла 1 після ітераційного розрахунку складає -60 МВАр. Оскільки за умовами задачі реактивна потужність навантаження в даному режимі дорівнює 100 МВАр, то потужність конденсаторної батареї повинна дорівнювати 160 МВАр. Ємнісна провідність батареї

$$b_c = 160/110^2 = 0.0119 \text{ См.}$$

Побудуємо характеристику системи щодо реактивної потужності джерела. Для цього розрахуємо серію усталених режимів при різних модулях напруги вузла 1 і одній і тій же активній потужності навантаження 200 МВт. Результати розрахунків наносимо на графік (рис. 2.12, нижня суцільна крива).

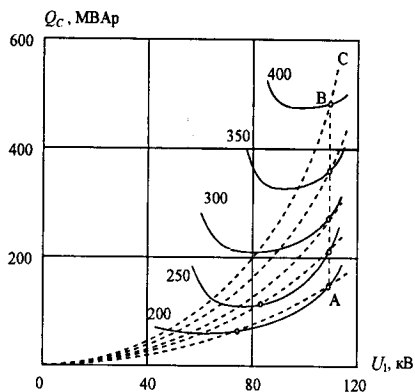


Рис.2.12

Розраховуємо характеристику батареї конденсаторів для даного режиму за формулою

$$Q_c = b_c U_1^2$$

і також наносимо її на графік (рис. 2.12, нижня пунктирна крива). Як бачимо, криві перетинаються в двох точках, причому точка праворуч відповідає стійкому режиму, а точка ліворуч – нестійкому.

Дійсно, якби в точці А мало місце зменшення напруги, то потреба в реактивній потужності відповідно до характеристики системи зменшилась би більше, ніж її видача конденсаторною батареєю, і напруга почала б знову повертатися в точку рівноваги. В іншій точці за тих самих умов, навпаки, зменшення віддачі конденсаторною батареєю реактивної потужності перевищувало б зменшення потреби і напруга б ще більше упала, тобто почалася б лавина напруги.

Аналогічні розрахунки і дослідження виконаємо для всіх інших режимів, характеристики яких приведені на рис. 2.12. Щоб забезпечити рівень напруги на високій стороні, рівний номінальному, потужність батареї статичних конденсаторів у залежності від навантаження повинна змінюватися відповідно до табл. 2.1.

Таблиця 2.1

P_n , МВт	200	250	300	350	400
Q_c , МВАр	160	223	294	378	482

Аналіз результатів показує, що при навантаженні до 250 МВт система ще стійка щодо напруги, при навантаженні 300 МВт режим є граничним, а при навантаженнях 350 і 400 МВт стійкість напруги в системі не може бути забезпечена за допомогою БСК.

СТК автоматично підтримує напругу $U_1 = const$, якщо реактивна потужність не виходить за межі мінімуму і максимуму. За межами припустимих значень СТК стає звичайною конденсаторною батареєю. Якщо прийняти діапазон регулювання СТК 160-482 МВАр, його характеристика буде мати вигляд ламаної 0ABC (рис. 2.12). Стійкість напруги буде забезпечена для всього діапазону навантажень, що не перевищують 400 МВт.

Але найважливішим джерелом реактивної потужності і засобом регулювання напруги в електроенергетичній системі все-таки слід вважати синхронні генератори. За нормальних умов напруга на шинах генератора завдяки АРЗ підтримується незмінною.

При значних відхиленнях напруги реактивне навантаження генератора може вийти за припустимі межі щодо струмів статора і ротора. Якщо реактивна потужність генератора досягає межі, АРЗ не може підтримувати заданий модуль напруги. Причому струм обмотки збудження обмежується автоматично, струм обмотки статора може обмежуватися як автоматично, так і дією диспетчерського персоналу.

Значення напруги в енергосистемі напряму залежить від наявності реактивної потужності. Чим більше вільної реактивної потужності, тобто резервів реактивної потужності, тим більша здатність системи підтримувати її напругу. Одним з напрямків підвищення реактивних резервів є мінімізація втрат реактивної потужності. Реактивні втрати в електромережі залежать від квадрату струму, який збільшується квадратично зі зменшенням напруги. Отже реактивні втрати дуже сильно (приблизно в третій степені) залежать від зниження напруги. Щоб зменшити втрати, треба зменшити струм, щоб зменшити струм, треба підняти напругу.

Інший шлях – зменшити імпеданс лінії. У високовольтних мережах індуктивний реактивний опір ЛЕП набагато більший за активний. Це сильно впливає на керування напругою. Дуже важко передавати реактивну потужність на великі відстані. Зростання

реактивних втрат можуть переважати можливості мобілізації резервів. Якщо передача активної потужності наближається до граничного значення, навіть незначне збільшення повної потужності передачі може призвести до величезного зростання реактивного навантаження на систему, – все більше і більше потрібно реактивної потужності, щоб підтримувати напругу.

Реактивна потужність, що генерується в поперечних ємнісних провідностях, розподілених вздовж лінії, залежить не від струму, а від квадрату напруги. Реактивна потужність, що споживається в індуктивному опорі лінії, пропорційна квадрату струму. Коли ці дві складові реактивної потужності лінії однакові (компенсують одна одну), активна потужність, яка передається в цьому режимі через лінію електропередачі, називається натуральною. Якщо ЛЕП завантажена активною потужністю, меншою за натуральну, вона еквівалентна ємності, якщо потужність більша за натуральну, ЛЕП еквівалентна індуктивності. Напруга вздовж лінії змінюється по різному в залежності від величини навантаження (рис. 2.6).

Розглянемо характеристику електричної системи у складі статичного навантаження, що живиться від ШБП, і синхронного генератора (рис. 2.13).

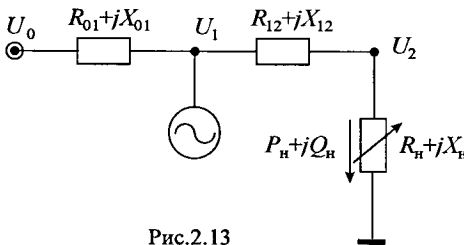


Рис.2.13

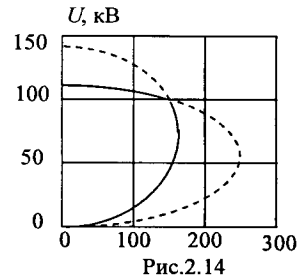


Рис.2.14

Нехай, як і раніше, активний і реактивний опори навантаження змінюються від ∞ до 0 при незмінному коефіцієнті потужності. Синхронний генератор живить частину навантаження і підтримує напругу у вузлі 1. Але з ростом навантаження збільшується потреба і в реактивній потужності, внаслідок чого зростають струми статора і ротора генератора. При досягненні межі одного з цих струмів напруга на шинах генератора звільняється і характеристика системи різко погіршується. Нехай навантаження у вигляді змінного опору і незмінного коефіцієнта потужності 0.8 живиться через лінію електропередачі опором $5+j10$ Ом від синхронного генератора,

з'єднаного лінією електропередачі опором $5+j40$ Ом із джерелом незмінної напруги 115 кВ. Синхронний генератор видає в електричну мережу незмінну активну потужність 150 МВт і підтримує незмінну напруга 115 кВ, якщо його реактивна потужність не перевищує 150 МВАр. Треба дослідити залежність напруги у вузлі 2 від активної потужності навантаження.

Виконуємо серію розрахунків обваження усталеного режиму при поступовому зменшенні опору навантаження. Результати розрахунків показані на рис. 2.14. Характеристика системи має вигляд ламаної кривої. Злам характеристики має місце при досягненні генератором верхньої границі його реактивної потужності.

Очевидно, режимні умови функціонування системи на першій частині характеристики більш сприятливі, ніж на другій, що підтверджує важливість регулювання напруги за допомогою АРЗ. Крім того, результат цього дослідження дає можливість зробити ще один дуже важливий висновок. Про стійкість напруги в системі не можна судити лише по близькості її до нормального значення. Так у даному випадку робота системи при навантаженні 150 МВт і напрузі 91% від номіналу є дуже небезпечною, оскільки будь-яке незначне збурення може привести до лавини напруги.

Лавина напруги може трапитися в будь-який момент. І тоді диспетчер енергосистеми втрачає контроль над передачею потужності в цьому регіоні. $P-U$ -характеристики зазвичай будуються як інструмент аналізу лавини напруги в енергосистемі. Кожна диспетчерська служба має розраховувати $P-U$ -характеристики для різних оперативних умов: відмов обладнання, втрати генерації тощо для різних рівнів навантаження в системі. В результаті розробляються інструкції оперативних обмежень, що використовуються диспетчерським персоналом в своїй роботі.

2.3.2. Стійкість напруги. Отже, уже розгляд характеристик найпростіших електричних систем дає можливість зробити висновки щодо основних причин виникнення нестійкості напруги в складних електричних системах. Це такі причини:

- велике навантаження ліній електропередачі,
- велика віддаленість центрів живлення місцевих навантажень від джерел електроенергії,
- низька напруга джерел електроенергії при роботі обмежувачів,
- недостатня компенсація реактивних втрат.

Стійкість напруги – це здатність енергосистеми підтримувати стабільність напруги. Коли навантаження приєднаних до системи споживачів зростає, то зростає і потужність, яку постачає система. В нестійкій по нарузі системі диспетчер втрачає контроль і над напругою, і над передачею потужності.

Існує два поняття активної потужності навантаження: номінальне і діюче. Номінальне навантаження в МВт – це навантаження споживачів при номінальному або нормальному значенні частоти і напруги. Діюче навантаження – це кількість МВт, що реально споживається від системи в процесі її функціонування. Діюче навантаження може відрізнитися від номінального. В стійкій по нарузі системі, коли номінальне навантаження зростає, зростає і кількість МВт, що передається від системи. Стійкість по нарузі – це здатність енергосистеми підтримувати напругу у такий спосіб, щоб при зростанні номінальної потужності споживачів зростало і діюче навантаження електропередачі.

Граничним режимом зниження напруги є так звана лавина напруги. Коли система перебуває в процесі лавини напруги, то напруга падає до рівня, з якого вона вже не може вийти. Лавина напруги є можливим результатом періоду нестабільності напруги, тобто це не просто типічний сценарій зниження напруги. Як наслідок – цілі райони можуть відчувати на собі результати тотального знеструмлення.

Раніше можливості електропередачі обмежувалися кутом стабільності. Комплексні заходи по захисту електропередач і використання нових систем АРЗ розширили можливості передачі за межі їх кутової стійкості. В результаті зростання граничних потужностей ЛЕП енергосистеми стають більш вразливими до лавини напруги.

Аналіз стійкості напруги в нормальному чи після-аварійному режимі електричної системи включає два основні аспекти: по-перше, як близько знаходиться система в даному режимі від межі стійкості напруги; по-друге, як і чому виникає нестійкість напруги, які ланки системи є слабкими, які потрібні заходи для поліпшення стійкості напруги.

Більшість зазначених проблем можна розв'язати методами статичного аналізу. Статичний аналіз дозволяє розглянути широкий спектр режимних умов роботи системи загального плану. Динамічний аналіз, з іншого боку, більш ефективний для детального

вивчення специфічної аварійної ситуації – лавини напруги, координації роботи ПАА і вибору заходів щодо поліпшення стійкості напруги.

Динамічні процеси в складній електричній системі, що супроводжують виникнення дефіциту реактивної потужності і зниження рівня напруги, можна описати за допомогою систем диференціальних і алгебраїчних рівнянь

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \mathbf{X} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{U}), \\ \mathbf{Y} \mathbf{U} &= \mathbf{I}(\mathbf{X}, \mathbf{U}), \end{aligned} \quad (2.1)$$

де \mathbf{X} – вектор динамічних змінних системи, таких як кути роторів, ЕРС і т. п.; \mathbf{U} – вектор вузлових напруг; \mathbf{Y} – матриця власних і взаємних вузлових провідностей електричної мережі.

Статичний підхід фіксує «зрізи» режимів у певні моменти часу траєкторії руху системи. В кожному зрізі похідні приймаються рівними 0. Загальна система рівнянь (2.1) перетворюється в чисто алгебраїчну систему, що дозволяє використовувати методи статичного аналізу.

Донедавна статичний аналіз стійкості напруги виконувався головним чином за допомогою звичайних програм аналізу усталених режимів. Стійкість напруги визначалася за допомогою побудови характеристик $U(P)$ і $Q(U)$ в обраних вузлових точках. Такий аналіз вимагає дуже великого обсягу розрахунків. Звичайно подібні процедури автоматизовані, але вони все-таки вимагають дуже великих витрат часу і, головне, мало дають корисної інформації для накопичення досвіду у вивченні причин виникнення нестійкості напруги. Більш ефективними вважаються методи аналізу чутливості напруги.

При аналізі чутливості напруги режим системи в деякій точці простору може бути описаний лінеаризованою системою

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{PD} & \mathbf{J}_{PU} \\ \mathbf{J}_{QD} & \mathbf{J}_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{D} \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix}. \quad (2.2)$$

Тут матриця Якобі та ж, що й у розрахунку усталеного режиму методом Ньютона, але за позитивний приймається напрямок струму і потужності «до вузла», тобто ΔP , ΔQ – відхилення потужностей генерації вузлів. Елементи матриці Якобі можна розглядати як коефіцієнти чутливості потужностей до вузлових напруг.

Стійкість напруги взагалі залежить як від активних, так і реактивних потужностей, але активну потужність можна вважати незмінною й оцінювати стійкість напруги на основі співвідношень відхилень реактивної потужності і модуля напруги. Це аналогічно використанню характеристик $Q(U)$. Отже, якщо припустити, що $\Delta P = 0$, то систему рівнянь (2.2) можна замінити еквівалентною

$$\Delta Q = J \Delta U, \quad (2.3)$$

де матриця

$$J = J_{QU} - J_{QD} J_{PD}^{-1} J_{PU} \quad (2.4)$$

називається перетвореною матрицею Якобі системи.

Використовуючи обернену перетворену матрицю Якобі, систему рівнянь (2.3) можна записати як

$$\Delta U = H \Delta Q. \quad (2.5)$$

Матриця $H = J^{-1}$ має назву перетвореного $U-Q$ Якобіана системи. Його i -й діагональний елемент h_{ii} є коефіцієнтом чутливості напруги i -го вузла. Для більшої ефективності алгоритму обернена матриця не формується, а коефіцієнти чутливості визначають розв'язанням (2.3).

Коефіцієнт чутливості характеризує нахил кривої $Q(U)$ у відповідному режимі. Позитивність коефіцієнта чутливості свідчить про стійкість системи в цьому режимі. Чим менше чутливість напруги до реактивної потужності, тим стійкіша система. Якщо запас стійкості системи зменшується, значення коефіцієнтів чутливості зростають, приймаючи нескінченне значення на границі стійкості. І, навпаки, негативне значення коефіцієнта чутливості вказує на нестійкість режиму напруги. Але внаслідок нелінійної залежності напруги значення коефіцієнта чутливості не може служити мірою запасу стійкості.

2.3.3. Довготривала і класична нестабільність напруги. Довготривала нестабільність напруги має місце при повільному розвитку змін в енергосистемі, що приводять до дефіциту реактивної потужності і зниження напруги. Дуже важко розвивати генерацію в густо заселених регіонах. Тому часто джерела енергії розміщують у більш віддалених місцях і передають енергію у віддалені регіони навантаження. Така ситуація трапляється, коли область генерації і навантаження відокримлена лініями зв'язку від основної енергосистеми. Таким чином, утворюються умови, характерні для радіальної системи (рис. 2.13). І якщо настає

критична ситуація, така енергосистема вступає в умови нестабільності напруги.

Довготривала нестабільність напруги розвивається дуже повільно і може проходити багато стадій розвитку. У відповідь на зростання навантаження споживачів трансформатори починають реагувати на зниження напруги на нижчому боці, збільшуючи коефіцієнти трансформації. Коли низька сторона починає збільшувати напругу, трансформатори вимагають більшої реактивної потужності на високій стороні, щоб підтримати потреби обмотки нижчої сторони. Зростання постачання реактивної потужності від енергосистеми має підняти рівень напруги на низькій стороні.

Зростання споживання реактивної потужності веде до зростання її потоку через систему електропередачі. Це є причиною зниження і так вже низької напруги в передавальній системі. Рівень цього зниження міг би бути призупинений додатковими МВАрами, що могли б бути отримані від джерел реактивної потужності енергосистеми. Але всі наявні шунтувальні батареї конденсаторів уже задіяні.

Генератори на боці передачі намагаються збільшити видачу реактивної потужності, але вони вже наблизилися до своїх граничних можливостей і можуть додати лише незначну кількість реактивної потужності. Реактивні втрати в електромережі поглинають усе.

Дефіцит генерації реактивної потужності стає результатом зниження напруги в системі. Це зниження напруги викликає значне зниження (залежність квадратична) видачі МВАр в батареях конденсаторів і ЛЕП, і це ще більше знижує напругу в системі.

Трансформатори з РПН безперервно, намагаючись протидіяти низькій напрузі, перемикають виводи на збільшення коефіцієнтів трансформації, і це ще більше пригнічує високу сторону. Якщо навантаження зростає і далі, система досягає межі стійкості своєї $P-U$ -характеристики, і напруга починає лавиноподібно падати. Єдиний шлях збереження системи в роботі – почати негайне обмеження споживання і вимкнення споживачів.

РПН трансформаторів, що діє на збільшення напруги на низькій стороні, добре виконує свою функцію доти, доки є реактивна потужність для передачі її з високої сторони на низьку. Як тільки на високій стороні всі резерви вичерпані, дія РПН провокує початок

нестабільності напруги (самовраження РПН). Отже в період оперативного запобігання нестабільності і подальшої лавини напруги РПН мають бути виведені з роботи.

Класична нестабільність напруги подібна довготривалій за винятком двох важливих відмінностей. По-перше, більш вузькі часові рамки (1-5 хв). По-друге, вона пов'язана зі збуджуючою подією такою як, наприклад, втрата головної ЛЕП. Енергосистема, яка в нормальному режимі досить сильна, може наразитися на небезпеку класичної нестабільності напруги, якщо непередбачувано зростає навантаження і при цьому трапляється значне збурення (втрата ЛЕП чи генератора).

Чинники, розглянуті при довготривалій настанні напруги (батареї конденсаторів, РПН тощо), дія яких може пригнічувати напругу в системі електропередачі, також можуть впливати і на класичну нестабільність напруги. Велике значення має характер навантаження: моторне (електродвигуни), нагрівальне (незмінна провідність) чи змішане навантаження.

Реакція місцевої генерації є критичним фактором при уникненні нестійкості напруги. Якщо місцева генерація досягає лімітів реактивної потужності, система може мати серйозні проблеми. Ліміти реактивної потужності визначаються характеристикою реактивної спроможності генератора. При наближенні до межі стабільності диспетчер намагається застосувати всі засоби для введення реактивних резервів.

Можна відмітити дві фази настання класичної нестійкості напруги. Перша фаза настає безпосередньо після збуджуючої події. Наприклад, втрата потужності лінії веде до негайного спаду напруги в місцевому регіоні. Протягом цієї фази напруга стабілізується на низькому рівні, але це ще не лавина напруги. Стабілізація відбувається завдяки зниженню навантаження при зниженні напруги. Фаза 1 може тривати декілька жвилин. Фаза 2 – це період фактичного переходу до нестійкості напруги і майже лавина напруги. Щоб зрозуміти сценарій цього процесу, треба звернутися до $U-Q$ -характеристики (рис. 2.12).

Прикладом подібного типу нестійкості може бути зупинка АД, що іноді трапляється в реальних системах.

Реальна електрична система, що складається з багатьох джерел напруги, вузлів навантаження і складної електричної мережі, характеризується аналогічними залежностями між напругами і

навантаженнями вузлів. Характеристика напруги будь-якого вузла складної енергосистеми може бути визначена за допомогою серії розрахунків усталених режимів при поступовому обважненні. При певнім значенні навантаження напруга вузла починає різко падати, і нарешті збіжність розрахунку режиму припиняється, що свідчить про нестійкість напруги.

2.3.4. Запаси стійкості. Аналіз статичної стійкості системи включає не тільки визначення стійкості вихідного усталеного режиму, але й одержання інформації про те, як далеко він віддалений від межі стійкості. Для визначення запасу стійкості необхідно знайти граничний режим і порівняти його з вихідним. Для складних систем існує безліч шляхів обважнення системи, що приводять до різних граничних режимів. Основні способи обважнення ґрунтуються на перерозподілі потужностей синхронних генераторів і зниженні напруги в деяких вузлах. Можлива комбінація цих способів. Використовують і спосіб загального навантаження системи шляхом збільшення генерації і споживання потужностей в заданих вузлах.

У подібних випадках прийнято говорити про траєкторію обважнення. Інженерне розв'язання задачі полягає в дослідженні кінцевого числа траєкторій обважнення, обраних в результаті вивчення особливостей режимів конкретної схеми. Визначити граничний режим можна поступовим обважненням стійкого вихідного режиму при використанні на кожному кроці програми розрахунку усталеного режиму методом Ньютона. Межа аперіодичної стійкості відповідає зміні знака вільного члена або якобіана системи (рис.2.15).

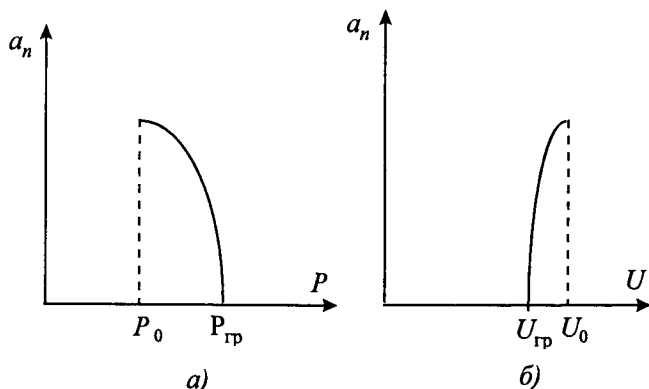


Рис.2.15

При досить малому кроці обважнення збіжність ітерацій у методі Ньютона може бути забезпечена, якщо на шляху обважнення не зустрінеться режим, у якому якобіан дорівнює нулю.

Крім звичайних способів обважнення для пошуку граничних потоків потужностей іноді використовується спосіб обважнення зміною фазових кутів напруг чи ЕРС. Цей спосіб корисний тим, що при фіксації фазових кутів можна легко одержувати режими, що знаходяться за межею стійкості, що дозволяє надійно знайти граничний режим без побоювання передчасного порушення збіжності.

При визначенні граничного режиму необхідно враховувати режимні й експлуатаційні обмеження реактивних потужностей, напруг у вузлах навантаження, потоків ЛЕП і т. п. Крім того, у процесі обважнення режиму можуть також моделюватися деякі дії диспетчера як, наприклад, відключення реактора, зміна уставки АРЗ, коефіцієнта трансформації та ін.

Можливі два типові випадки в розрахунках граничних режимів.

1. Розв'язок існує, але граничний режим нестійкий.

2. Стан електричної системи, граничний за умов існування обмежень, може ще не бути граничним за стійкістю. Такий режим можна одержати, наприклад, при врахуванні обмежень реактивної потужності генератора за умовами нагрівання статора і ротора.

Граничним вважається такий режим, в якому або порушені умови існування розв'язку, або порушені критерії стійкості напруги вузлів навантажень чи статичної стійкості генераторів, або вичерпані припустимі можливості навантаження генераторів, ЛЕП, трансформаторів і т. д.

Областю статичної стійкості електричної системи називається множина її режимів, в яких забезпечена статична стійкість при деяких навантаженнях синхронних генераторів і заданій схемі електричної мережі. Поверхня, що обмежує цю область, називається границею статичної стійкості. Область стійкості будується в координатах параметрів, що мають найбільший вплив на стійкість режиму. Звичайно такими параметрами є потоки потужностей у деяких ЛЕП чи перетинах.

Вибір координат і побудова областей стійкості потребує виконання великих обсягів обчислень. Ця клопітка робота вимагає значного досвіду і високої кваліфікації інженера, спеціаліста з режимів. Правильно розраховані й експериментально підтверджені

області стійкості використовуються у вигляді диспетчерських інструкцій і для налагодження засобів ПАА, що запобігають порушенню статичної стійкості.

Запас статичної стійкості системи найчастіше обумовлюється режимами потоків ЛЕП або перетинів і напруг вузлів навантаження. Коефіцієнти запасу стійкості обчислюються за формулами

$$K_P = \frac{P_{гр} - P_0 - \Delta P}{P_0} \cdot 100 \quad ; \quad K_U = \frac{U_0 - U_{гр}}{U_0} \cdot 100 \quad ,$$

де P_0 і $P_{гр}$ – потужність ЛЕП чи перетину в нормальному і граничному режимах, ΔP – амплітуда нерегулярних коливань потоку, U_0 і $U_{гр}$ – напруга вузла в нормальному і граничному режимах.

В загальному випадку поняття запасу статичної стійкості є невизначеним, оскільки невизначене поняття траєкторії обважнення системи. Згідно «Провідних вказівок по стійкості енергосистем» нормуються мінімальні коефіцієнти запасу для активних потоків у перетинах. Як основний спосіб обважнення рекомендується збільшення потужності синхронних генераторів з однієї сторони перетину, де має місце надлишок потужностей, що генеруються, і зменшення її з іншої сторони, дефіцитної. Коефіцієнт запасу стійкості для нормального режиму складає не менше 20%, для обважненого – 15% і для післяаварійного – 8%.

Загальний принцип побудови алгоритмів розрахунку граничних за статичною стійкістю режимів незалежно від використовуваних математичних моделей і методів розрахунку включає три циклічно повторюваних етапи: розрахунок усталеного режиму з урахуванням усіх необхідних обмежень, обчислення для даного режиму якобіана чи критерію статичної стійкості, виконання чергового кроку обважнення режиму відповідно до заданої в умовах розрахунку траєкторії.

Процес обважнення повторюється до зміни знака якобіана чи порушення критерію статичної стійкості. На практиці можна обмежитися критерієм збіжності ітерацій метода Ньютона.

2.4. Коливання активної потужності

2.4.1. Природа коливань. Будь-яке збурення системи, навіть незначне, веде до коливань роторів синхронних генераторів навколо деяких середніх значень. Причинами коливань можуть бути зміна

навантаження, вмикання-вимикання ЛЕП і генераторів, к. з. тощо. Зазвичай амплітуда коливань незначна, і вони швидко затухають завдяки демпфірувальним властивостям системи. Але коливання можуть бути і більш значними та тривалими, і може бути необхідна спеціальна реакція на їх притлумлення шляхом розсіювання енергії коливань.

В енергосистемі є декілька типів середовищ, в яких може запасатися енергія, – в обертових масах рухомих елементів, в електричних полях ємностей і магнітних полях індуктивностей. Коли баланс порушується, починаються коливання. Додавання енергії до рухомих мас генераторів веде до зростання швидкості роторів і збільшення кутів їх відхилення відносно синхронної осі і збільшення видачі активної потужності. Потім починаються коливання, після затухання яких генератори приходять до нового усталеного режиму. Ці коливання можуть бути малими, якщо вони спричинилися незначними змінами навантаження, або великими, якщо вони були викликані такими збуреннями, як вимкнення лінії чи к. з.

Інерція обертових мас – це така властивість руху, яка дає можливість опиратися зміні швидкості обертання. Чим більша потужність СГ, тим більша його інерціальна енергія. Потужний СГ з великою інерцією не так швидко може змінювати свої оберти, що є позитивним для керування частотою. Потужні генератори допомагають стабілізувати частоту в системі.

Коли якийсь генератор починає колитися, це стає причиною коливання інших СГ. Значення амплітуди цих коливань залежить від багатьох факторів, у тому числі і від сили зв'язку між окремими генераторами. Зазвичай коливання згасають завдяки втратам в електромережі і демпфірувальним властивостям генераторів. Розглянемо декілька основних особливостей коливань СГ в системі.

1. Чим сильніший зв'язок (електрична провідність) від СГ до точки збурення, тим інтенсивніші коливання ротора СГ.

2. Чим більша інерція СГ, тим важче йому перейти в стан коливань. Але якщо потужний СГ уже почав колитися, він підтримує коливання довший період часу, ніж малий СГ.

3. Малі СГ легко починають колитися, але вони мають малий вплив на коливання СГ всієї системи.

4. Потужність вимкненої передачі і її номінальна напруга впливають на величину коливань СГ. Чим потужніша

електропередача, тим більші коливання. Місце знаходження електропередачі в системі також значно впливає на величину коливань.

Частота коливань потужності набагато менша номінальної частоти системи і може змінюватися в дуже широких межах: від 0.05 Гц до 3 Гц. Це залежить від того, в якій частині системи вони спостерігаються. Так, наприклад, в електромережі вищих класів напруги коливання поточкорозподілу може відбуватися в межах 0.3-0.5 Гц, в той час як коливання окремих генераторів може досягати величини 2 Гц.

2.4.2. Демпфірування коливань. Демпфірування, як здатність енергосистеми впливати на амплітуду коливань, може бути як позитивним, так і негативним. Якщо демпфірування позитивне, амплітуда коливань зменшується, якщо негативне, амплітуда зростає. В ідеалі енергосистема завжди забезпечує позитивне демпфірування, знижуючи амплітуду коливань. Нажаль, трапляються і інші випадки, коли амплітуда коливань не зменшується або навіть зростає, що призводить до коливальної нестійкості. Розглянемо основні джерела демпфірувальних можливостей енергосистеми.

1. Частотна характеристика навантаження зазвичай забезпечує позитивне демпфірування системи. Коли частота зростає, то навантаження теж зростає, що протидіє зростанню частоти, а отже забезпечує позитивне демпфірування.

2. Активні втрати енергії в системі забезпечують позитивне демпфірування. Ці втрати (розсіювання енергії у вигляді тепла) мають тенденцію виведення енергії коливань і викликають поступове зменшення їх амплітуди.

3. Втрати тертя в обертальних машинах (генераторах і двигунах) пропорціональні квадрату швидкості обертання мають природу, аналогічну активним втратам.

4. Синхронні генератори часто оснащені демпферними контурами, які вмонтовані в магнітні полюси роторів. Коли СГ зазнає коливань, в демпферному контурі індукується струм. Цей струм створює на валу момент, який намагається знизити амплітуду коливань. Навіть якщо СГ не має демпферної обмотки, він все одно має демпферний ефект завдяки індукванню в залізі ротора вихрових струмів, які створюють демпферний момент.

5. Система збудження може бути джерелом як позитивного, так і негативного демпфірування. При негативному демпфіруванні система збудження працює в такий спосіб, що амплітуда коливань зростає. Система стабілізації, яка доповнює систему збудження, призначена для пригнічення цього негативного явища.

Колівання в енергосистемі можуть бути нормальні, незгасальні і саморозхитування. Нормальні коливання є наслідком звичайних подій в системі: зміна навантаження, генерації, комутаційні зміни тощо. Вони є наслідком динамічної природи енергосистеми, викликають невеликі коливання потужності в декілька МВт і швидко згасають після декількох секунд перехідного процесу.

Незгасальні коливання – це коливання, що з'являються в енергосистемі і самі себе підтримують. Причини нормальних і незгасальних коливань можуть бути однакові, але незгасальні коливання можуть призвести до неприєностей, якщо вони мають досить значну амплітуду. Якщо вони виникають в різних частинах енергосистеми окремо, то вони, зазвичай, не приносять шкоди, але взаємодіючи між собою можуть викликати негативні наслідки.

Негативне демпфірування коливань, або *саморозхитування*, дуже небезпечний тип коливань. Якщо подібні коливання виникли, то вони поступово зростають. Спочатку вони з'являються як нормальні, але з часом їх амплітуда зростає поки не досягне значень, коли система вже не може не реагувати. Коли коливання досягають декілька сот МВт, автоматика системи може почати помилково вимикати важливі лінії і генератори, щоб захистити обладнання системи. Подібний розвиток подій може бути дуже небезпечним.

Кожний генератор має свою натуральну частоту коливань, яка залежить від інерції генератора, зв'язності з системою, до якої приєднаний генератор і рівня вихідної потужності генератора. Інерція генератора незмінна, але сила зв'язку системи і рівень навантаження весь час змінюються. Зазвичай рівень частоти нормальних коливань генератора знаходиться в межах 1-3 Гц.

Інерція СГ залежить від геометричних і фізичних розмірів. Генератор з величезним діаметром ротора, важкий за масою має велику інерцію і, навпаки, малого діаметра і легкий за масою має малу інерцію. Щоб порівнювати інерцію двох генераторів, треба виразити її у в. о. Гідрогенератори мають більшу сталу інерції, ніж турбогенератори. Чим більша інерція генератора, тим нижча натуральна частота коливань.

Зв'язність, або сила зв'язку, системи передачі залежить від числа паралельних ліній електропередачі, їхньої потужності (класу напруги), а також від рівня завантаженості. Якщо система складається з багатьох ЛЕП високої напруги, легко завантажених, то така система є сильною системою електропередачі. І навпаки, якщо система складається лише з декількох ліній низької напруги, які сильно навантажені, – це слабка система електропередачі. Більшість реально існуючих систем електропередачі знаходиться десь посередині між цими двома крайнощами.

Збудований генератор коливається з тим більшою частотою, чим більша сила зв'язку системи електропередачі. Коливання генератора мають малу частоту, якщо він працює на слабку систему електропередачі. Вихідний рівень навантаження СГ як по активній, так і реактивній потужності також впливає на частоту його коливань. В загальному випадку зростання навантаження СГ веде до зниження частоти його коливань. Коли кут ротора в усталеному режимі наближається до 90° , частота його коливань різко падає.

Частота коливань і демпферні можливості енергосистеми тісно пов'язані між собою. Чим вища частота коливань, тим більший позитивний демпферний момент система забезпечує. Коливання високої частоти (більше 1 Гц) пригамовуються швидше, ніж низькочастотні коливання (менше 1 Гц). Як диспетчер системи, ви не хочете взагалі будь-яких коливань, але краще все ж мати справу з коливаннями високої, ніж низької частоти. Високочастотні коливання проходять в системі природним чином самі по собі. Низькочастотні коливання існують довгий час і можуть перейти або в незгасальну фазу, або в саморозхитування системи. Найгірше, коли амплітуда коливань зростає по величині аж допоки диспетчер системи чи автоматика не почнуть форсувати відповідні дії.

Підсумовуючи, можна сказати, що високочастотні і низькочастотні коливання пов'язані з двома теоретично можливими сценаріями розвитку ситуації.

1. Високочастотні коливання мають місце, коли генератори з малою інерцією працюють в режимі малих кутів відхилення роторів і зв'язані сильною передавальною системою.

2. Низькочастотні коливання мають місце, коли високоінерційні генератори працюють з великими кутами ротора і при слабкому зв'язку передавальної системи.

Отже, щодо режимів енергосистем, коливання, які викликають проблеми, є низькочастотні коливання. Вони можуть перерости в незгасальні, а також в негативно демпфировані коливання, або саморозхитування.

2.4.3. Вплив АРЗ і АРШ. Величезну роль в демпфированні коливань в енергосистемах відіграють системи збудження синхронних генераторів. Система збудження включає в собі два важливих елемента: збуджувач і регулятор напруги (рис. 2.16).

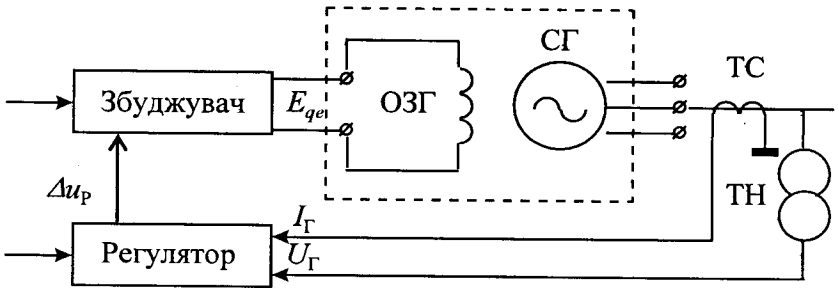


Рис. 2.16

Збуджувач є джерелом постійного струму, що протікає через обмотку ротора СГ. Робота збуджувача керується регулятором напруги, який змінює величину постійного струму в залежності від рівня напруги на шинах генератора. Якщо напруга падає, регулятор збільшує величину струму і, навпаки, збільшення напруги викликає зменшення струму в обмотці ротора. Спільна робота збуджувача і регулятора підтримує напругу генератора на потрібному рівні в межах можливостей генератора по нагріву обмоток статора і ротора.

Сучасні системи збудження, швидкодіючі і потужні, дають можливість ефективного керування режимами енергосистем в багатьох напрямках.

1. Розширення меж статичної стійкості. Передача активної потужності між двома регіонами багато в чому залежить від напруги в системі передачі. Швидка і потужна система збудження може підвищувати рівень напруги і забезпечувати, коли це необхідно, найбільше його значення. Наприклад, коли фазовий кут зростає до загрозованих значень, потужна система збудження може служити страхуванням і обмежувати подальше зростання кута. Якщо б не було такого сильного регулювання напруги, система могла б вийти за межі стійкості.

2. Розширення меж динамічної стійкості. Динамічна стійкість системи визначається в перший момент протягом кількох коливань після збурення. Швидка система збудження сильної дії може швидко змінити поле напруг в перший же момент. Ця швидка дія допомагає зменшити зростання кута і підтримати динамічну стійкість системи.

АРЗ сильної дії може не тільки бути позитивним фактором для енергосистеми, розширюючи її границі по статичній і динамічній стійкості, але й бути причиною проблем. Нормальні зміни навантаження викликають зміни в режимі генератора. АРЗ сильної дії буде намагатися корегувати напругу під час цих звичайних коливань потужності. Якщо регулююча дія виконується в деякий неналежний момент, АРЗ може скоріше збільшити амплітуду коливань, ніж зменшити і стати причиною коливальної нестійкості, тобто саморозхитування в системі (рис. 2.17, а).

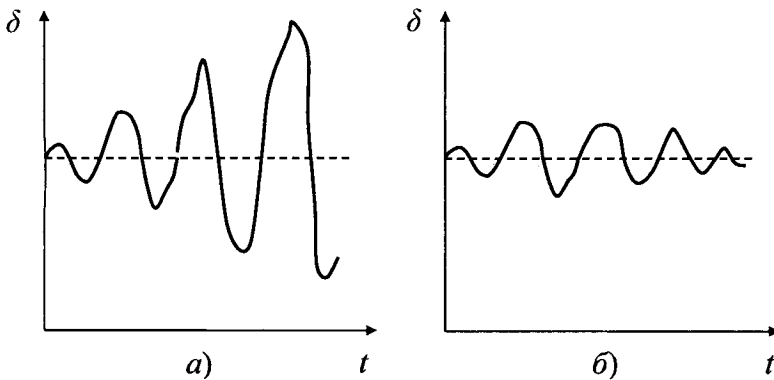


Рис. 2.17

Якщо система збудження примушує збільшуватися напругу в той момент, коли коливання і так досить великі, сумісна дія всіх АРЗ може вести до зростання амплітуди коливань. Якщо система збудження працює в потрібній фазі відносно коливань в системі, тоді вона допомагає зниженню амплітуди (рис. 2.17, б).

Стабілізація енергосистеми була передбачена для того, щоб скорегувати зазначену фазову похибку в АРЗ сильної дії. Така стабілізація забезпечує згасання коливань активної потужності. АРЗ враховує відхилення напруги, сигнал коректора і сумарний сигнал поступає на вхід збуджувача. Додаток коректора діє у такий спосіб,

щоб сприяти зменшенню амплітуди коливань потужності в енергосистемі. Енергосистема може у природний спосіб пригамовувати більш високі частоти коливань (вище 1 Гц), але потребує допомоги при низьких частотах. Коректор якраз і виконує цю функцію. АРЗ з корегуючою добавкою забезпечують підвищення статичної і динамічної стійкості системи і її лімітів, а також ліквідують коливання і запобігають їх виникненню.

Автоматичний регулятор швидкості (АРШ), діючи на обертання ротора синхронного генератора, затримує відхилення частоти. В залежності від величини відхилення частоти АРШ змінює подачу робочого тіла (води, пари) на вхід турбіни. Кожний генератор системи бере участь у регулюванні, реагуючи зміною навантаження турбіни пропорціонально величині його статизму. Якщо статизм встановлено некоректно, генератори можуть протидіяти один з одним, щоб перехопити навантаження, що може стати причиною виникнення коливань потужності.

2.4.4. Дії диспетчера. Диспетчер час від часу стикається з подібними коливаннями в енергосистемі. Більшість коливань пригамовується системою, і диспетчеру нема необхідності реагувати на них. Однак, деякі коливання можуть підтримувати самі себе або і зростати по амплітуді допоки не стане необхідною реакція диспетчера. Більшість коливань важко спостерігати на екрані монітора. Типовий випадок, коли диспетчер не має впевненості в наявності коливань. Коли диспетчер системи визначить, що коливання мають місце, тоді можна запропонувати такі дії.

1. Найбільш ефективним інструментом для попередження і контролю коливань є утримання режиму роботи електропередачі в установлених межах, відображених в оперативних інструкціях, керівних вказівках тощо. Ослаблена енергосистема (забагато ЛЕП чи інших елементів знаходиться в технічному обслуговуванні) стає більш чутливою до коливань. Диспетчер може посилити енергосистему, повернувши елементи в роботу або знизивши навантаження електропередач. Якщо ЛЕП чи трансформатор або батарея конденсаторів виведені з роботи, вони негайно мають бути ввімкнені. Регулюючі системи генераторів повинні бути переведені в стан зниженої потужності генерації. Обмеження навантаження є також однією з можливостей посилення енергосистеми, але зазвичай диспетчер користується нею лише після використання менш рішучих способів.

2. Підтримка достатньо високих рівнів напруги в енергосистемі також сприяє зменшенню коливань, оскільки це дозволяє понизити фазові кути. Регулювання напруги генераторів повинно бути в автоматичному режимі, щоб гарантувати при необхідності динамічність реактивної підтримки.

3. Диспетчер повинен турбуватися, щоб всі наявні АРЗ сильної дії були в роботі як і має бути, адже вони для того і створені, щоб гамувати низькочастотні коливання потужності, і ліміти електропередачі розраховані на підтримку АРЗ сильної дії.

4. Якщо коливання дуже сильні в області чутливої генерації, треба розглянути питання збільшення струму збудження або обмеження навантаження на ці генератори. Якщо коливання продовжуються, це може призвести до серйозних проблем і навіть пошкодження обладнання. Диспетчер системи повинен часто покладатися на оперативний персонал електростанції, який зазвичай може першим помітити коливання генератора.

5. Якщо коливання дуже сильні в області переважного навантаження, це може стати проблемою для всієї енергосистеми. Причиною цих коливань можуть бути циклічні зміни навантаження. Потужні двигуни можуть також призводити до коливань в системі. Диспетчер може обмежити навантаження, щоб позбавити енергосистему цього типу збурень.

2.5. Керування частотою і активною потужністю

2.5.1. Баланс активної потужності. Навантаження в енергосистемі постійно змінюється. В кожний момент в житловому будинку при ввімкненні вимикача чи запуску промислового обладнання відбувається зміна навантаження. Тому підтримувати генерацію дуже важко. Точний баланс між генерацією і навантаженням може існувати лише дуже короткий період. Навантаження змінюється щогодини, щохвилини і щосекунди.

Рівень частоти в енергосистемі безпосередньо зв'язаний з поточним балансом активних потужностей генерації і навантаження, враховуючи втрати в електромережі,

$$P_{\Gamma\Sigma} + P_{\Gamma3} = P_{\text{н}\Sigma} + P_{\text{н3}} + \Delta P_{\Sigma},$$

де $P_{\Gamma\Sigma}$ – сумарна активна потужність генерації в системі,

$P_{\Gamma3}$ – активна генерувальна потужність зовнішніх зв'язків системи,

$P_{н\Sigma}$ – сумарна активна потужність навантажень в системі,
 $P_{нз}$ – активна навантажувальна потужність зовнішніх зв'язків,
 ΔP_{Σ} – сумарні втрати активної потужності в системі.

Якщо будь-яка зі складових змінюється, це приводить до зміни частоти (рис. 2.18).

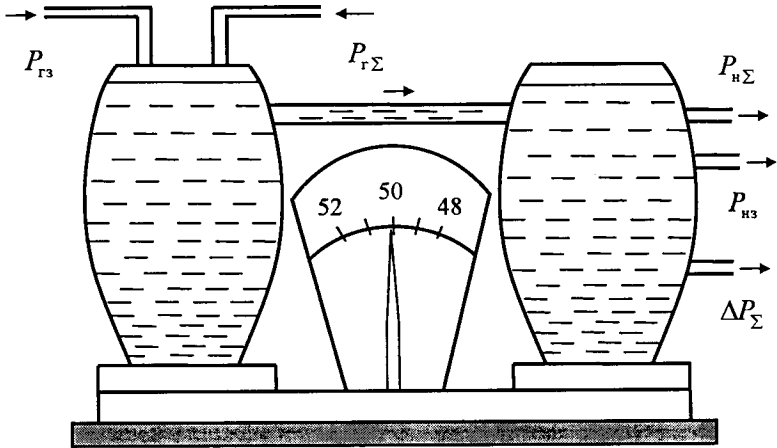


Рис. 2.18

В загальному випадку при надлишку генерації частота збільшується, при недостатці – зменшується. Частота в енергосистемі не може залишатися незмінною, якщо генерація чи споживання активної потужності змінюється, і баланс моментів на валах турбін порушений. Коли в системі недостатка генерації, частота поступово стає меншою за номінальну, коли генерація переважає споживання, частота стає більшою за номінальну. В об'єднаній енергосистемі регіональні системи допомагають одна одній підтримувати частоту всередині вузької полоси частот відносно номінального значення.

Великі зміни, які не є чимось незвичайним, можуть потребувати від диспетчера серйозної уваги. Більшість значних відхилень частоти, з якими диспетчер стикається в своїй практиці, є результатом вимкнення генерації або навантаження. Якщо в деякий момент при нормальній частоті в системі відбувається втрата генерації, частина навантаження підхоплюється дуже швидко за рахунок інерції системи. Інерційні маси системи поступово втрачають кінетичну

енергію, і швидкість обертання роторів синхронних генераторів поступово падає, а отже падає і частота в об'єднаній енергосистемі. Як тільки частота починає зменшуватися, сумарне навантаження системи також дещо зменшиться відповідно до статичних характеристик споживачів.

Навантаження енергосистеми споживає різну кількість активної потужності в залежності від частоти і напруги. Всі навантаження умовно можна розділити на два загальні типи: немоторне і моторне навантаження. Немоторне навантаження, таке як нагрівачі, освітлювальні прилади, електронне обладнання змінюють своє споживання активної потужності в залежності від напруги і частоти в енергосистемі. Проте немоторне споживання активної потужності більше залежить від напруги, ніж від частоти. Можна сказати, що немоторне навантаження не залежить від частоти.

Моторне навантаження, що становить значну частку загального навантаження (зазвичай від 40 до 60%), сформоване головним чином з асинхронних двигунів. Це, наприклад, кондиціонери, пилососи, вентилятори тощо. Головним чином, це промислове і торговельне обладнання. Потужність моторного навантаження залежить від напруги і частоти, причому частота має більший вплив, ніж напруга. Спрощено можна сказати, що активна потужність моторного навантаження не залежить від напруги і сильно залежить від частоти. Наближено можна рахувати, що зниження частоти на 1% веде до зниження активної потужності моторного навантаження на 3%. На рис. 2.19 показано, як різні типи навантажень залежать від частоти.

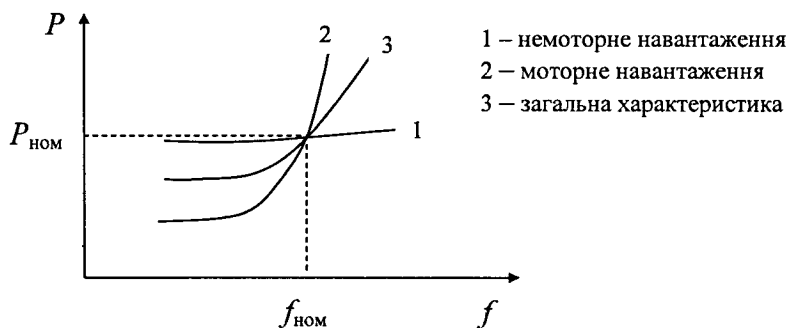


Рис. 2.19

Загальна характеристика відноситься до комплексного навантаження, що складається як з немоторного, так і моторного типів. Наприклад, загальне активне навантаження підстанції, що живить підприємство, може складатися з великої кількості асинхронних двигунів, електронагрівальних і освітлювальних пристроїв тощо. Його можна подати загальною характеристикою. Ця залежність активного навантаження від частоти має дуже важливе значення в керуванні режимами енергосистем.

Приріст потужності навантаження відносно нормального її значення при неномінальній частоті у в. о. складає відповідно СХН

$$\Delta P_n = k_n \Delta f ,$$

де k_n – коефіцієнт крутизни СХН по частоті.

Якщо, наприклад, $k_n = 1.5$, то це означає, що зменшення частоти на 1% веде до зменшення потужності навантаження на 1.5%.

Якщо в об'єднаній енергосистемі відбувається порушення частоти, величина цього порушення залежить від часу і місця спостереження. Подалі від місця збурення спостерігається менше відхилення частоти. Як швидко частота змінюється, залежить від величини і місця збурення, інерції системи і залежності навантаження від частоти.

Усталене значення частоти всюди однакове, незалежно від місця спостереження. В перехідному процесі коливання частоти розповсюджуються по всій системі. Поступово сила коливань затухає. Через 10-20 с всі спостерігачі бачать однакову частоту.

2.5.2. Регулююча дія АРШ. Якщо втрата генерації була незначна для системи, вплив статичних характеристик може бути цілком достатнім для того, щоб затримати зниження частоти. Але якщо збурення було досить значне, впливу статичних характеристик може бути недостатньо. Тоді вступає в силу регулююча дія АРШ. Подібний розвиток подій залежить від декількох факторів.

1. Кількість втраченої генерації. Чим більша втрата, тим швидше зменшення частоти.
2. Вплив статичних характеристик навантаження по частоті. Цей вплив буває дуже різний.
3. Інерція енергетичного об'єднання. Чим більші обертові маси системи, тим важче змінити частоту.

Для підтримки частоти необхідне регулювання швидкості турбін. Турбогенератори електростанцій оснащені автоматичними

регуляторами швидкості. Регулюючі можливості агрегатів визначаються крутизною характеристики АРШ

$$k_r = \frac{\Delta P_{r*}}{\Delta f_*},$$

де символ «*» означає відносне значення величини активної потужності генерації і частоти щодо їх номінального значення. Чим більша зміна потужності при тій же зміні частоти, тим більша крутизна характеристики і тим більше реагує турбоагрегат на зміну режиму частоти в системі.

Величина коефіцієнта крутизни статичної характеристики енергосистеми залежить від знака відхилення навантаження системи, резерву системи і навантаження окремих її агрегатів. Вона, істотно змінюючись протягом доби, залежить від пори року і т. ін. Якби на агрегатах системи мало місце лише первинне регулювання, безперервна зміна навантаження системи могла б привести до неприпустимого відхилення частоти. Тому на одній чи декількох з електростанцій системи додатково виконується ще й автоматичне регулювання частоти – *вторинне регулювання*.

Частіше користуються поняттям статизм регулювання

$$\sigma_r = \frac{1}{k_r} \text{ або у відсотках } \sigma_r = \frac{100}{k_r}.$$

При достатньому діапазоні регулювання турбіни зниження чи підвищення частоти не може бути необмеженим. Оскільки при зниженні частоти потужність генераторів завдяки дії АРШ підвищується, а потужність навантажень відповідно до їхніх статичних характеристик, навпаки, зменшується, то через деякий час після вимкнення потужного генератора Г2 (рис. 2.20) у системі настає новий стаціонарний режим з частотою $\omega_1 < \omega_2$.

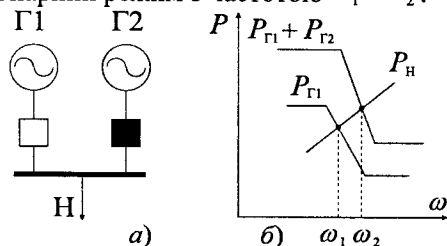


Рис. 2.20

При незначних відхиленнях частоти потужність турбіни може бути виражена формулою

$$P_{\tau} = P_{\tau 0} - \frac{1}{\sigma} (\omega - \omega_0) P_{\text{ном}},$$

$$P_{\text{min}} \leq P_{\tau} \leq P_{\text{max}},$$
(2.6)

де σ – статизм регулювання АРШ турбіни; $P_{\tau 0}, \omega_0$ – потужність турбіни і частота в нормальному усталеному режимі.

Якщо турбіна працює при повністю відкритому регулювальному клапані чи напрямному апараті, активна потужність зі зниженням частоти залишається практично незмінною. Аналогічне обмеження існує і знизу.

Напруга на шинах електростанції також може змінюватися при відхиленні частоти, але тільки в тому випадку, якщо АРЗ має канал регулювання по частоті. Але цей процес ми не будемо розглядати. Його іноді необхідно враховувати при розв'язанні задачі стійкості напруги в енергосистемах.

Для енергосистеми, що складається з одного агрегата, зміну потужності під дією АРШ можна описати дуже просто:

$$\Delta P_{\tau} = -\frac{\Delta f}{\sigma},$$

де ΔP_{τ} – відхилення потужності агрегата від її нормального значення при номінальній частоті у в. о. щодо номінальної потужності, Δf – відхилення частоти від номінальної у в. о.

Якщо, наприклад, $\sigma = 0.05$, то це означає, що зменшення частоти на 1%, тобто на 0.5 Гц, веде до збільшення потужності агрегата на 20%. При досягненні граничного значення потужності маємо $\sigma = \infty$ (горизонтальна частина характеристики рис. 2.20, б).

Розглянемо, як змінюється частота внаслідок одночасної зміни генерації і навантаження системи. Оскільки сумарне відхилення $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\tau} - \Delta P_{\text{н}}$, то з урахуванням попереднього

$$\Delta P_{\Sigma} = -\frac{1}{\sigma} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} P_{\text{гном}} - k_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} P_{\text{н}}.$$
(2.7)

Введемо поняття коефіцієнта резерву потужності системи $\rho = P_{\text{гном}} / P_{\text{н}}$, що показує, у скількох разів номінальна потужність генерації перевищує потужність навантаження. Тоді

$$\Delta P_{\Sigma} = -\frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} P_{\text{Н}} \left(\frac{\rho}{\sigma} + k_{\text{Н}} \right),$$

або

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{Н}}} \frac{\sigma}{\rho + k_{\text{Н}} \sigma}. \quad (2.8)$$

Отже, чим більше відхилення потужності і статизм АРШ і чим менше коефіцієнт резерву і крутизна характеристики навантаження, тим більше відхилення частоти.

Якщо система складається з багатьох агрегатів, то для кожного з них можемо записати

$$\Delta P_{\text{Г}i} = -\frac{1}{\sigma_i} \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} P_{\text{ГНОМ}i}, \quad (2.9)$$

де σ_i – статизм АРШ i -го агрегата системи. Для турбогенераторів він складає 0.04–0.05, для гідрогенераторів – близько 0.02.

Відхилення потужності генерації всієї системи дорівнює сумі відхилень потужностей всіх агрегатів:

$$\Delta P_{\text{Г}\Sigma} = -\frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} \sum_i \frac{P_{\text{ГНОМ}i}}{\sigma_i}. \quad (2.10)$$

Позначимо через $P_{\text{ГНОМ}\Sigma} = \sum_i P_{\text{ГНОМ}i}$ номінальну потужність усіх генераторів системи і введемо поняття статизму енергосистеми

$$\sigma_c = \left(\sum_i \frac{1}{\sigma_i} \frac{P_{\text{ГНОМ}i}}{P_{\text{ГНОМ}\Sigma}} \right)^{-1}. \quad (2.11)$$

Тоді відхилення потужності генерації всієї системи можна визначити за допомогою аналогічної формули

$$\Delta P_{\text{Г}\Sigma} = -\frac{1}{\sigma_c} \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} P_{\text{ГНОМ}\Sigma}. \quad (2.12)$$

Далі можна так само визначити сумарне відхилення $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{Г}\Sigma} - \Delta P_{\text{Н}}$. Якщо позначити коефіцієнт резерву потужності складної системи $\rho = P_{\text{ГНОМ}\Sigma} / P_{\text{Н}}$, то відхилення частоти можна визначити аналогічно (2.8) як

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{Н}}} \frac{\sigma_c}{\rho + k_{\text{Н}} \sigma_c}. \quad (2.13)$$

Коефіцієнт крутизни статичної характеристики енергосистеми

$$k_c = \frac{\rho + k_n \sigma_c}{\sigma_c} \quad (2.14)$$

визначає вплив зміни сумарної активної потужності на відхилення частоти. Він залежить не стільки від параметрів АРШ і СХН, скільки від резерву потужності в енергосистемі і частки потужності агрегатів, що можуть змінювати своє навантаження.

Нехай енергосистема, що складається з ТЕС і ГЕС, несе загальне навантаження 20000 МВт, з яких 2000 МВт надходить від сусідньої енергосистеми. Загальна номінальна потужність ТЕС складає 17000 МВт, ГЕС – 3000 МВт. Статизми турбогенераторів дорівнюють 0.04, гідрогенераторів – 0.02. Коефіцієнт крутизни СХН по частоті складає 1.5. Наскільки знизиться частота в енергосистемі при раптовому вимкненні міжсистемного з'єднання, якщо всі ГЕС мають можливість збільшувати свою потужність, а частка ТЕС, які можуть збільшити потужність, складає: а) 100%, б) 50% і в) 0%.

За таких умов коефіцієнт резерву потужності системи

$$\rho = \frac{17000 + 3000 + 2000}{20000} = 1.1.$$

Статизми енергосистеми в залежності від частки ТЕС, здатних збільшувати потужність,

$$\sigma_{c,100\%} = \left(\frac{1}{0.04} \cdot \frac{17000}{20000} + \frac{1}{0.02} \cdot \frac{3000}{20000} \right)^{-1} = 0.035,$$

$$\sigma_{c,50\%} = \left(\frac{1}{0.04} \cdot \frac{8500}{20000} + \frac{1}{0.02} \cdot \frac{3000}{20000} \right)^{-1} = 0.055,$$

$$\sigma_{c,0\%} = \left(\frac{1}{0.04} \cdot \frac{0}{20000} + \frac{1}{0.02} \cdot \frac{3000}{20000} \right)^{-1} = 0.133.$$

Коефіцієнти крутизни статичної характеристики енергосистеми відповідно:

$$k_{c,100\%} = \frac{1.1 + 1.5 \cdot 0.035}{0.035} = 33,$$

$$k_{c,50\%} = \frac{1.1 + 1.5 \cdot 0.055}{0.055} = 21,$$

$$k_{c,0\%} = \frac{1.1 + 1.5 \cdot 0.133}{0.133} = 10.$$

Таким чином, якщо всі ТЕС можуть збільшувати потужність, частота в системі після вимкнення міжсистемного з'єднання

знизиться лише на $10/33=0.3\%$ або 0.15 Гц. Якщо таку можливість має лише половина ТЕС, частота впаде на 0.25 Гц. І, нарешті, якщо всі ТЕС працюють на межі потужності, частота впаде на 0.5 Гц.

Звідси можна зробити загальний висновок, що виникнення значного дефіциту активної потужності в енергосистемі не приводить, як правило, до важких наслідків. Більш небезпечним є виникнення внаслідок системної аварії дефіцитних автономних енергетичних районів або островів.

Слід зазначити, що якщо всі електростанції системи, у тому числі і ГЕС, досягають своєї максимальної потужності, то коефіцієнт крутизни статичної характеристики енергосистеми дорівнює коефіцієнту крутизни СХН щодо частоти, тобто складає в даному випадку 1.5, і при цьому частота впаде вже на 3.3 Гц.

2.5.3. Регулююча дія АРЧП. Наявність АРШ дає можливість використання ТГ для первинного, вторинного і третинного регулювання. При виникненні раптового дефіциту активної потужності (наприклад, вимкнення енергоблоку) в регульованій енергосистемі спостерігається перехідний процес зміни частоти. На першій стадії регулювання спочатку частота дуже швидко падає, і електростанції, що мають гарячий резерв потужності, та навантаження починають приймати участь в регулюванні частоти. Чим потужніше енергооб'єднання, тим швидше виконується регулювання на цьому етапі, який зазвичай закінчується через декілька хвилин, і частота залишається практично незмінною (зависає).

Швидка і сильна дія АРШ направлена лише на затримку частоти і стабілізацію активної потужності. Після того, як частота стабілізувалася, система АРЧП відновлює частоту в енергосистемі до номінального значення і компенсує початкову втрату генерації. Коли ця втрата компенсована частотно-регулювальними блоками, енергосистема повертається до режиму нормального навантаження решти синхронних генераторів.

Отже, при вимкненні енергоблока в системі спостерігається 5 стадій перехідного процесу (рис. 2.21):

- I) накопичення електромагнітної енергії,
- II) інерційна стадія,
- III) стадія дії АРШ (первинне регулювання),
- IV) стадія дії АРЧП (вторинне регулювання),
- V) стадія третинного регулювання.

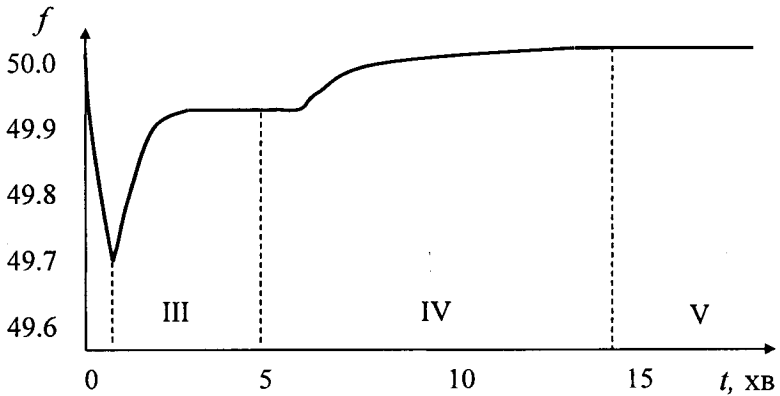


Рис. 2.21

Після збурення сусідні генератори відчувають раптову зміну режиму і відповідають раптовим збільшенням електромагнітної енергії. В цей час їхній внутрішній імпеданс раптово зменшується, а активна потужність збільшується, але не за рахунок турбіни, а за рахунок енергії, накопиченої в магнітнім полі генератора. Ця стадія дуже коротка, вона триває лише порядком 0.3 с після збурення.

Після першої стадії частота генераторів, що знаходяться поблизу збурення, починає падати. Відбувається це поступово внаслідок величезної інерції обертових мас системи. Решта генераторів об'єднання, що знаходяться на різних електричних відстанях від точки збурення, поки що не відчувають зменшення частоти і продовжують покривати дефіцит активної потужності за рахунок інерції своїх роторів. Але поступово хвиля зменшення частоти розповсюджується на всю об'єднану енергосистему. Протягом інерційної стадії всі генератори об'єднання вносять свою частку активної потужності. Причому чим масивніший ротор генератора, тим більше МВт він постачає.

На стадії автоматичного регулювання швидкості всі генератори енергетичного об'єднання вносять свою частку активної потужності за рахунок збільшення подачі енергоносія в турбіну і збільшення їхнього механічного моменту. Частка кожного турбогенератора в збільшенні активної потужності залежить від статизму його регулювання і номінальної потужності. Стадія АРШ стабілізує частоту в системі на певному рівні.

Далі починається четверта стадія – автоматичне регулювання частоти. Частотно-регульовальні блоки, поступово збільшуючи подачу енергоносія в турбіну, доводять частоту в об'єднанні до номінального рівня. Вторинне регулювання може виконуватися як автоматично, так і вручну, починаючись приблизно на третій хвилині після збурення і закінчуючись приблизно через 15 хв. В регулюванні беруть участь не всі електростанції, а лише спеціально виділені, і частота відновлюється, а ті електростанції, що брали участь в первинному регулюванні, повертаються до своїх попередніх навантажень.

На стадії V відбувається третинне регулювання, при якому утворюється додатковий резерв потужності для вторинного регулювання замість витраченого. Процес перерозподілу навантаження системи повинен виконуватися на основі оперативної оптимізації активних потужностей. Загальний резерв потужності, призначений для первинного регулювання, має бути рівномірно розподілений по всій системі.

Фінальну стадію керування активною потужністю в об'єднаній енергосистемі можна назвати стадією оперативної оптимізації активної потужності. На цій стадії активна потужність кожного з генераторних блоків, що беруть участь в підтримці режиму енергосистеми (вибраний на етапі планування режиму склад генераторів за винятком вимкненого блоку), отримує такий скорегований добовий графік навантаження, при якому сумарні витрати по системі мінімальні (детальніше про це йдеться в розд. 6).

В процесі вторинного регулювання можна виділити окремо локальне і загальне регулювання. Мета локального вторинного регулювання полягає в забезпеченні планових диспетчерських графіків і договірних зобов'язань з постачання потужностей по зовнішнім зв'язкам енергооб'єднання. Забезпечення перетоків здійснюється з корегуванням по частоті. Загальне вторинне регулювання діє в межах енергооб'єднання і забезпечує підтримку номінальної частоти при затримці або неефективності локального регулювання.

Вторинне регулювання може здійснюватися як за допомогою центральної координуючої системи автоматичного регулювання режиму по частоті і потужності перетоків, так і вручну диспетчером об'єднаної енергосистеми. Крім того, має здійснюватися також обмеження перетоків потужностей по міжсистемним і основним

транзитним зв'язкам енергооб'єднання. Для вторинного регулювання частоти виділяються найбільш маневрені електростанції, перш за все ГЕС, які постійно мають підтримувати достатній резерв потужності.

АРЧП складається з вимірювального елемента, що визначає відхилення частоти Δf , і елемента, що корегує роботу АРШ турбіни шляхом зрушення його характеристики вгору чи вниз. При астатичному регулюванні характеристика АРЧП має вигляд $\Delta f = 0$. Регулятор не діє лише при нульовому відхиленні частоти.

При необхідності використання АРЧП на декількох електростанціях більш ефективним є статичне налаштування регулятора. Критерій регулювання при статичному налаштуванні АРЧП має вигляд

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} \sigma_2 = 0, \quad (2.15)$$

де ΔP – відхилення потужності від заданої уставки, σ_2 – статизм вторинного регулювання.

З рівняння (2.15) видно, що генератор має задану потужність тільки при номінальній частоті. Чим менше σ_2 , тим більше відхилення потужності генератора від заданого значення при деякому відхиленні частоти, тобто тим більшу участь приймає даний генератор у регулюванні частоти.

Таким чином, змінюючи σ_2 , можна змінювати міру участі генератора в регулюванні частоти. Розподіл навантаження між регулюючими частоту агрегатами визначається за формулою

$$\Delta P_i = -\frac{1}{\sigma_{2i}} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} P_{\text{ном}i}.$$

При статичному налаштуванні вторинного регулятора статизм АРЧП у декілька разів менший статизму АРШ. Завдяки цьому вторинне регулювання, хоча і не забезпечує точної підтримки частоти в системі, але значно її обмежує. Еквівалентний статизм вторинного регулювання системи

$$\sigma_{2c} = \left(\sum_i \frac{1}{\sigma_{2i}} \frac{P_{\text{гном}i}}{P_{\text{гном}\Sigma}} \right)^{-1}. \quad (2.16)$$

Відхилення частоти при вторинному регулюванні можна визначити аналогічно АРШ за формулою

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{н}}} \frac{\sigma_{2c}}{\rho + k_{\text{н}} \sigma_{2c}}. \quad (2.17)$$

Коефіцієнт крутизни статичної характеристики

$$k_{2c} = \frac{\rho + k_{\text{н}} \sigma_{2c}}{\sigma_{2c}}. \quad (2.18)$$

Якщо в попередньому прикладі статизм вторинного регулювання агрегатів прийняти 0.1, то відхилення загального навантаження на 10% викличе залишкове відхилення частоти в системі внаслідок статичної дії АРЧП приблизно на 0.1 Гц. Реальна зміна навантаження системи протягом доби може бути значно більшою. Тому бажано мати можливість астатичного АРЧП на деяких електростанціях системи.

Частота в об'єднаній енергосистемі регулюється одночасно з регулюванням основних перетоків. Коливання частоти зв'язане з активною потужністю електропередачі, яка змінюється в залежності від кута δ . Якщо система Б (рис.2.5) має дефіцит генерації, електропередача АБ відчуває накид навантаження і кут δ починає збільшуватися, протидіючи небалансу активної потужності в системі Б. Частота в системі Б збільшується і система А починає також відчувати збурення. Оскільки перетік потужності через зв'язок АБ є навантаженням для системи А, частота в системі також починає падати, хоча і з меншою швидкістю. Отже, коливання в системі Б передаються і в систему А.

Існує два основних методи астатичного регулювання частоти і перетоків потужності в енергосистемі. Перший метод (метод Пілотті) передбачає регулювання за комбінованими критеріями. Критерій регулювання агрегата має вигляд

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \sigma_2 \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} + \sigma_1 \int_0^t \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} dt = 0, \quad (2.19)$$

що передбачає регулювання зі статизмом щодо потужності і похибкою електричного часу.

Природним наслідком надлишку і недостачі генерації є похибка часу. Електричний годинник точно відраховує час за циклами коливання частоти в системі. Якщо частота змінюється, змінюється і відлік часу електричного годинника. Протягом дня годинник може накопичити певну похибку, яка зазвичай складає декілька секунд. Метод Пілотті передбачає корегування часової похибки, яка є прямим результатом надлишку чи недостачі генерації.

Якщо частота більша за номінальну, годинник іде швидше і накопичується додатна похибка. Якщо частота менша за номінальну, годинник уповільнює свій хід. Коли значення накопиченої похибки досягає устанавленого максимуму, починається процедура корегування частоти, яка дає зменшення похибки часу до допустимого значення.

Електричним часом називається величина

$$t_e = \int_0^t \frac{f(t)}{f_{\text{ном}}} dt.$$

Якщо $f < f_{\text{ном}}$, то електричний час відстає від астрономічного, а якщо $f > f_{\text{ном}}$, – випереджає. Похибка електричного часу дорівнює різниці між електричним і астрономічним часом $\Delta t_e = t_e - t$. Критерій регулювання (2.19) можна записати як

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \sigma_2 \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} + \sigma_1 \Delta t_e = 0. \quad (2.20)$$

Процес регулювання частоти відбувається у такий спосіб. Нехай, наприклад, частота в системі нижча за номінальну ($\Delta f < 0$). Якщо спочатку електричний час збігається з астрономічним, то третій член рівняння (2.20) змінюється настільки повільно, що їм можна знехтувати. Це означає, що регулювання відбувається практично за статичним критерієм. По закінченні цього етапу частота залишиться меншою за номінальну, а всі агрегати, що приймають участь у вторинному регулюванні, збільшать потужність у залежності від величин $P_{\text{ном}}$ і σ_2 .

Поступово негативний інтеграл буде зростати за модулем доти, поки частота в системі не досягне номінальної ($\Delta f = 0$). Оскільки в стані рівноваги

$$\sigma_2 \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} + \sigma_1 \Delta t_e = 0,$$

то відхилення потужності розподілиться між агрегатами відповідно до відхилення електричного часу на момент рівноваги за формулою

$$\Delta P_i = -\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{2i}} P_{\text{ном}i} \Delta t_e.$$

Величина відхилення потужності будь-якого агрегата буде тим більшою, чим більша його номінальна потужність і відношення статизмів $\sigma_{1i} / \sigma_{2i}$.

Інший метод астатичного регулювання частоти в системі декількома електростанціями має назву метода часткового статизму і відповідає критерію

$$\frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \sigma_{2i} \frac{P_i - \alpha_i \sum_i P_i}{P_{\text{ном}}} = 0, \quad (2.21)$$

Частка потужності α_i i -го генератора в сумарній потужності всіх генераторів, що приймають участь у регулюванні частоти, може мати довільне значення за умови, що $\sum_i \alpha_i = 1$. При використанні даного критерію частота в системі підтримується точно. Недоліком методу є необхідність передачі по телеканалам зв'язку величини $\sum_i P_i$ на всі регулюючі станції.

2.5.4. Дії диспетчера. А яка роль диспетчера в регулюванні частоти і активної потужності? Більшу частину часу частота контролюється автоматично за допомогою АРШ і АРЧП. Лише в особливих випадках диспетчер бере на себе відповідальність за контроль над частотою. Але коли настає такий випадок?

Досвідчений диспетчер знає, що єдиною найбільш важливою і доступною інформацією є частота. По ній він може оцінити тип, величину і навіть місце порушення в системі. Як приклад, розглянемо втрату генераторного блока. Якщо втрата зовнішня, відхилення частоти після відпрацювання АРШ близьке до 0, якщо ж внутрішня – приблизно відповідає втраченій потужності. Але в умовах впливу зовнішніх зв'язків це не завжди спрацьовує.

Якщо диспетчер спостерігає різку зміну, наприклад, міжсистемний потік змінив свій напрямок, частота почала зростати вище номінальної, в цій ситуації диспетчер приходить до висновку, що була втрата навантаження. Проаналізувавши зміни в інших показаннях, диспетчер може дійти до висновку, де конкретно мала місце втрата потужності навантаження.

Заведений порядок керування частотою може включати участь диспетчера енергосистеми в допомозі АРЧП під час ранкового зростання навантаження. АРЧП може реагувати не досить швидко, і тоді диспетчер може вручну допомогти регулюючим блокам швидше набирати потужність, щоб не затримувати на довгий час знижений рівень частоти.

В надзвичайних умовах черговий диспетчер може контролювати частоту під час роботи АРЧП і приймати на себе відповідальність до тих пір, поки проблеми в енергосистемі не стануть прогнозованими і може бути відновлена робота АРЧП.

Коли трапляється відокремлення частини енергосистеми, може мати місце як надлишок, так і дефіцит генерації. АРШ і АРЧП будуть намагатися досягнути балансу. При успішному регулюванні частота стабілізується на новому значенні і АРЧП повертає частоту до номінального значення. Але відокремлення може завершитися і зависанням частоти, якщо частотно-регульовальні блоки не входять до відокремленого острова. Тоді диспетчер повинен повернути частоту до номінального значення, піднявши рівні генерації або задіявши резерви. Якщо рівень генерації недостатній, вручну обмежити навантаження в острові. Щоб знизити частоту, диспетчер системи повинен запросити оператора станції, що знаходиться в острові, і знизити генерацію.

Під час нормального режиму роботи об'єднаної енергосистеми АРЧП зазвичай працює в режимі регулювання потужності зовнішніх зв'язків. Це означає, що частота підтримується на рівні номінальної, але одночасно відбуваються певні корегування потужностей регульованих енергоблоків на основі різниці між уставками і реальними значеннями контрольованих перетоків. Розділена енергосистема не може контролювати зовнішні перетоки, тому АРЧП має бути переналаштоване на просте регулювання частоти.

2.6. Керування напругою і реактивною потужністю

2.6.1. Баланс реактивної потужності. Існує два типи потужності, що виробляється генераторами енергосистеми: активна (МВт) і реактивна (МВАр). Активна потужність – це те, що працює в системі: освітлює, нагріває, рухає. Реактивна потужність дає можливість виконувати цю роботу. Реактивна потужність весь час коливається, змінюючи свій напрямок туди й назад між генераторами і навантаженням з частотою 50 Гц. У більшості випадків реактивна потужність має індуктивний характер.

Індуктивне навантаження коливаючись в певний момент акумулює електромагнітну енергію в своїх магнітних контурах, а потім віддає її в систему, і цей цикл весь час повторюється. Сміснене навантаження акумулює свою реактивну потужність в електричних

полях, і все повторюється аналогічно, але в протифазі. Коли індуктивне навантаження потребує реактивної потужності від системи, ємнісне навантаження готове поставляти реактивну потужність в систему.

Ця властивість зазначених елементів системи дає можливість допомагати в керуванні напругою. Коли індуктивне навантаження обмінюється реактивною потужністю з системою, це проявляється в коливанні її між навантаженням і генераторами. Це означає, що протікає струм між навантаженнями і генераторами. Цей струм викликає втрати напруги і потужності в електромережі. Знизити ці втрати можна шляхом зниження кількості реактивної потужності, що перетікає в енергосистемі. Зробити це можна дуже просто, наприклад, встановивши конденсаторні батареї поблизу індуктивних навантажень. Оскільки реактивну потужність не потрібно в такому випадку доставляти від генераторів, зменшуються втрати напруги і потужності в електромережі.

Баланс реактивної потужності на відміну від балансу активної потужності – поняття досить умовне. Засобами регулювання реактивної потужності в енергосистемі є генератори електростанцій, ЛЕП, синхронні двигуни, компенсуючі пристрої, в тому числі СК, БСК, шунтувальні і керовані реактори, статичні тиристорні компенсатори.

Коли ми говоримо, що реактивна потужність протікає від генератора до індуктивного навантаження, це означає, що вона додатна. І навпаки, від'ємна реактивна потужність протікає від ємнісного навантаження до генератора. Реактивна потужність зазвичай протікає від більш високого потенціалу до більш низького (активна – більше залежить від кута).

Отже, для того щоб отримати більше реактивної потужності від генератора, треба просто підвищити модуль напруги на шинах генератора. Коли генератор постачає реактивну потужність в енергосистему, він працює в режимі перезбудження, і, навпаки, коли генератор споживає реактивну потужність від електромережі, він працює в режимі недозбудження.

Баланс реактивної потужності в усталеному режимі зберігається за рахунок зміни генерації реактивної потужності і зміни реактивного навантаження системи відповідно до їх статичних характеристик (рис. 2.22). Зменшення напруги веде до зменшення реактивного навантаження. Регулюючий ефект навантаження в

області нормального режиму становить 2-5 одиниць, тобто кожен відсоток зміни напруги дає 2-5% зміни реактивної потужності в новому усталеному режимі.

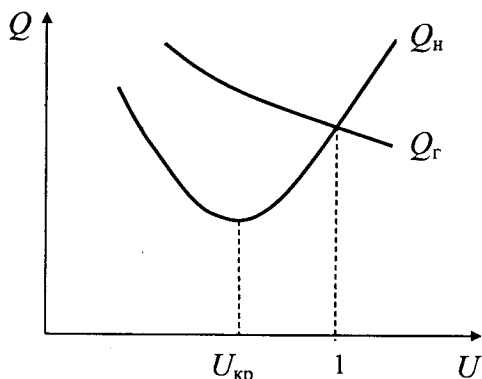


Рис. 2.22

Але подібна властивість навантаження справедлива лише в невеликому діапазоні напруг. При зменшенні напруги до $U < U_{кр}$ регулюючий ефект змінює свій знак, і система стає нестійкою по напрузі. Починається лавиноподібне зменшення напруги, тобто лавина напруги. Зазвичай $U_{кр}$ становить приблизно 70% від номінального. В окремих вузлах навантаження, що характеризуються великим коефіцієнтом завантаження АД і значними потужностями БСК, $U_{кр}$ може досягати 85-90%.

Синхронний генератор може змінювати видачу реактивної потужності в електромережу в залежності від регулювання струму збудження в обмотці ротора. На рис. 2.23 показана типова діаграма залежності реактивної потужності від активної потужності синхронного генератора. Лінія 1-3 відповідає номінальному активному навантаженню синхронного генератора. В точці 3 генератор працює з номінальним коефіцієнтом потужності, а в точці 2 реактивна потужність дорівнює 0. На ділянці 3-4 реактивне навантаження генератора можна збільшити лише за рахунок зменшення активного навантаження. Подальше невелике збільшення реактивного навантаження (ділянка 4-5) обумовлене обмеженням по нагріву обмотки ротора. В режимі недозбудження (ділянка 2-1-6) генератор споживає реактивну потужність з електромережі.

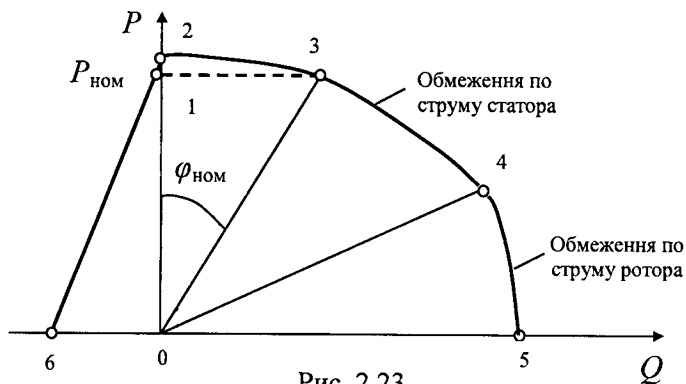


Рис. 2.23

ЛЕП може бути як джерелом, так і споживачем реактивної потужності. Це залежить від того, яка активна потужність передається по лінії. Якщо вона менша натуральної, то зарядна потужність перевищує втрати реактивної потужності, і загалом ЛЕП є джерелом реактивної потужності. І, навпаки, якщо передача активної потужності більша натуральної, ЛЕП стає споживачем реактивної потужності.

2.6.2. Регулювання напруги. Регулювання напруги має підтримувати необхідну якість напруги у споживачів і мінімум втрат потужності в електромережі. Загальні втрати можна розглядати як втрати від навантаження і втрати на корону (рис. 2.24)

$$\Delta P(U) = \Delta P_n(U) + \Delta P_k(U).$$

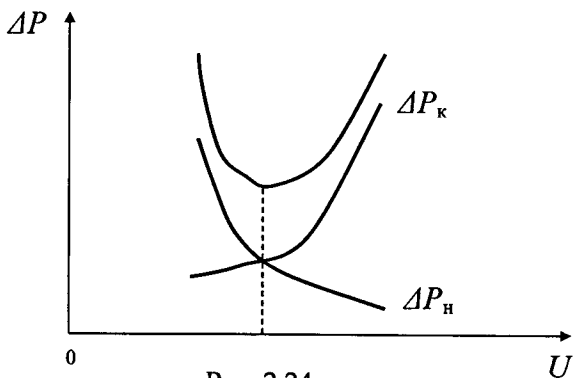


Рис. 2.24

В електромережі 330-750 кВ втрати на корону можуть бути досить значними, надто при поганій погоді. Тому в режимі малих навантажень, особливо при інеї і ожеледі, потрібно намагатися тримати напругу якомога нижчою, а в режимі максимальних навантажень – вищою.

Головною причиною низької напруги є дефіцит реактивної потужності. Існує ще багато інших причин, коли цей дефіцит може поглибитись. Ось деякі загальні причини низької напруги:

- велике навантаження електропередачі,
- вимкнення ЛЕП,
- вимкнення реактивного обладнання,
- дефіцит компенсуючих пристроїв,
- зупинка моторів.

Для оперативного керування режимом напруги встановлюються контрольні точки, в яких на основі заздалегідних оптимізаційних розрахунків визначаються добові графіки напруги для робочих, вихідних і передвихідних днів. Для регулювання напруги в енергосистемі використовують:

- генератори електростанцій і синхронні компенсатори за допомогою регулювання струму збудження,
- трансформатори і автотрансформатори за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації,
- батареї конденсаторів на підстанціях за допомогою їх повного або часткового ввімкнення і вимкнення,
- нерегульовані шунтувальні реактори за допомогою їх ввімкнення і вимкнення,
- керовані реактори з плавним або дискретним регулюванням,
- статичні тиристорні компенсатори.

Батарея конденсаторів генерує реактивну потужність

$$Q_{БК} = U^2 X_C.$$

Квадратична залежність реактивної потужності БСК від напруги є суттєвим недоліком цього джерела. При зменшенні напруги на 10% видача реактивної потужності в електромережу зменшується на 21%, тоді як система дуже потребує реактивної підтримки.

Для керування режимом напруги використовується спеціальне обладнання. Найважливішим джерелом регулювання напруги в системі є синхронні генератори. Батареї конденсаторів і реактори можуть бути альтернативою, вони не такі дорогі, простіші за конструкцією і невибагливі щодо розміщення в енергосистемі.

Конструктивно вони можуть бути призначені для постійного функціонування (не вимикаються), а також вводиться в роботу при необхідності за допомогою вимикачів і роз'єднувачів.

Батареї конденсаторів є джерелом реактивної потужності. Вони можуть бути приєднані до системи або як шунти, або за допомогою послідовного ввімкнення. Шунтувальні батареї використовуються для місцевого постачання реактивної потужності на передавальних підстанціях для загального живлення регіону системи, а також на розподільних підстанціях в місцях концентрування потужних електроспоживачів.

На відміну від шунтувальних – батареї продольної компенсації є саморегульованими. Коли струм проходить через послідовну ємність, реактивна потужність виробляється в ній і поступає в систему. Значення цієї потужності пропорціональне струму. Коли навантаження в системі передачі значне, протікає великий струм і батарея генерує більшу реактивну потужність. Під час зменшення навантаження, коли реактивна потужність менш важлива, реактивна видача батареї зменшується. Отже, продольна ємність регулює сама себе, підлаштовуючись під потреби енергосистеми.

Реактор може розглядатися як поглинач надлишкової реактивної потужності. Він також може бути під'єднаний до системи паралельно і послідовно. Шунтувальний реактор встановлюється для зниження перенапруги в системі при низьких навантаженнях. Вмикається і вимикається реактор за допомогою автоматичної системи керування. Комутований реактор приєднується до третинної обмотки трансформатора і вмикається та вимикається дистанційно за допомогою сигналу.

Послідовно увімкнені реактори використовуються зазвичай для збільшення реактивного опору з метою обмеження струмів к. з. Послідовно ввімкнені реактори також використовуються іноді для зменшення коливань обмінної потужності між СГ.

Трансформатори, в яких кількість витків в обмотці може змінюватися під навантаженням (РПН), є важливим інструментом керування режимом напруги. Коли однакові трансформатори, оснащені РПН, розташовані на електрично невеликій відстані, може виникати проблема з керуванням внаслідок конкурентних намагань зміни позицій перемикачів виводів. В результаті спостерігається циркуляція реактивної потужності на низькій стороні між трансформаторами, що викликає додаткові втрати потужності в

системі. Якщо неузгодженість ліквідувати, то циркуляція реактивної потужності зникає.

Коли два однакові трансформатори працюють паралельно, дуже важливо узгоджувати їхні позиції в регулюванні коефіцієнтів трансформації. Якщо такі трансформатори мають різні X_T , перемикання контактів може викликати необхідність значного розбалансування, щоб уникнути циркуляції реактивної потужності. Незбалансована позиція анцапф – це те, чого, зазвичай, слід уникати. Але за певних обставин, таких як, наприклад, під час відновлення системи, трансформатори спеціально розбалансиують з метою збільшення реактивних втрат. Подібна акція дає можливість знизити перенапругу в системі на декілька відсотків.

СГ є наріжним каменем регулювання режиму напруги в енергосистемі. Система збудження СГ використовується для керування рівнем напруги в електромережі і генерації реактивної потужності. Автоматичний регулятор сприймає за допомогою трансформатора напруги рівень напруги на шинах генератора і порівнює його зі вставкою. Якщо заміряна напруга менша вставки, регулятор збільшує збудження СГ, збільшуючи струм обмотки ротора. Якщо заміряна напруга більша вставки, струм зменшується. Оперативний персонал станції контролює напругу і встановлює оптимальний рівень вставки. Регулювання напруги зазвичай виконується в автоматичному режимі або, іноді, вручну.

Характеристика реактивної потужності для кожного СГ своя (рис.2.23). Вона встановлює допустимі ліміти по реактивній потужності. Негативні значення відповідають поглинальним реактивним можливостям СГ. Генератор має працювати, не виходячи за межі цієї характеристики. Перша частина характеристики відповідає обмеженню по нагріву обмотки збудження, друга частина характеристики відповідає обмеженню реактивної потужності можливостями перегріву обмотки статора. Ліва частина характеристики визначає нижню межу, яка відповідає синхронній стійкості СГ при недозбудженні. Зменшуючи активне навантаження, можна дещо збільшити поглинальні можливості СГ.

Синхронні компенсатори (СК) багато в чому подібні СГ за винятком того, що вони не можуть генерувати активної потужності. СК генерують і споживають лише реактивну потужність. Невелика активна потужність споживається, аналогічно СД на неробочому ході, для приведення в рух ротора. Система

збудження використовується для керування реактивною потужністю, що генерується чи споживається. Це дуже витратне обладнання, але воно в багатьох випадках варте того. Деякі типи СГ (переважно гідрогенератори) можуть працювати в режимі СК.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) подібні за областю призначення СК, вони також можуть використовуватися як для постачання, так і поглинання реактивної потужності. Але в СТК нема рухомих елементів, всі елементи статичні. СТК складаються з шунтувальних конденсаторів і реакторів. Високошвидкісна електроніка вмикає обладнання в необхідній кількості в певні моменти часу. СТК, як і АРЗ генераторів, регулюють необхідний рівень напруги. Існують також шунтувальні батареї і реактори, які вмикаються за допомогою тиристорів.

Високовольтні лінії електропередачі являються для системи шунтувальними конденсаторами, якщо вони несуть незначне навантаження. Під час малих навантажень (у вечірній час) деякі лінії виводяться з роботи для зниження рівня напруги, якщо вони не знижують рівня надійності системи, і вводяться в роботу вранці наступного дня.

2.6.3. Перенапруга і недопустиме зниження напруги. Дуже важливою з точки зору безпечної експлуатації обладнання енергосистеми і споживачів є проблема перевищення допустимої напруги або перенапруги. Існує три часові рамки допустимого перевищення напруги:

- довготермінова перенапруга, яка охоплює період від декількох хвилин до декількох годин і може знаходитися в межах 5-10% і навіть дещо більше;
- короткотермінова перенапруга протягом декількох секунд може бути допустимою і до 200% від номіналу;
- динамічна перенапруга може бути набагато більшою (10-кратно до номіналу), але має тривати не більше долей періоду (до 0.1 с). Динамічна перенапруга пов'язана з грозовими явищами і комутаційними операціями в системі.

Навантаження системи і передача потужності можуть бути за певних умов дуже низькими, наприклад, пізно ввечері і до раннього ранку. Невелике навантаження електромережі пов'язане з надлишком генерації реактивної потужності. Ця проблема повторюється щоночі. Тому дуже часто це потребує уваги диспетчерського персоналу.

Надлишки реактивної потужності в період мінімального навантаження в основному пов'язані з ємнісним характером режиму роботи електромережі 330-750 кВ. Вимкнення системного обладнання може допомогти зниженню напруги. Але обладнання, яке використовується для поглинання реактивної потужності (реактори), при вимкненні може збільшити надлишок реактивної потужності і напругу. Вимкнення трансформатора може також привести до перенапруги.

Значним джерелом реактивної потужності є високовольтна лінія, вимкнена з одного боку. Вона еквівалентна потужній конденсаторній батареї. Струм в лінії, що вимкнена з одного боку, викликаний зарядною ємністю її шунтів. Він називається зарядним струмом. Режим перенапруги може ще більше посилитися, якщо вузол приєднання лінії має слабкий зв'язок з системою. Якщо вузол приєднання лінії має сильний зв'язок, особливо з потужними генераторними блоками, перенапруга може бути значно меншою.

Але у випадку дефіциту реактивної потужності диспетчер може бути заінтересований у вимкненні високовольної лінії з одного кінця. Подібна ситуація може виникнути в ослабленій системі для покращення режиму напруги окремого вузла навантаження. Можливі й інші випадки, що трапляються при ліквідації аварій, які ми будемо розглядати в наступному розділі.

Раптова втрата головного навантаження може привести до короткочасного надлишку генерації активної і реактивної потужності і, як результат, до перенапруги і збільшення швидкості обертання ротора генератора. Це розглядається як короткотермінова перенапруга, тому що генератор має можливість керування напругою на інтервалі в декілька секунд.

Коли СГ досягає свого ліміту поглинання надлишкової реактивної потужності (ліміт недозбудження), то він буде ще приймати реактивну потужність від розімкненої в кінці лінії. Цей надлишок реактивної потужності з'явиться в електромагнітному полі як додатковий постійний струм обмотки ротора. Надлишок електромагнітного поля приведе до обмеження струму обмотки в режимі недозбудження генератора. Генератор втрачає можливість керування збудженням і напруга буде зростати далі.

В результаті буде зростати напруга і в кінці передачі. Оскільки зарядна потужність лінії залежить від квадрату напруги, це веде до ще більшого збудження СГ. Процес самозбудження ускладнюється

зростанням швидкості обертання ротора, і чим більша частота, тим більшу реактивну потужність генерує лінія. Досягаються умови лавиноподібного розвитку перенапруги, в результаті чого можливе пошкодження блоку генератор-трансформатор.

Якщо можливе поглинання надлишкової реактивної потужності генератором, то самозбудження генератора не може статися. Для того, щоб убезпечитися від подібного режиму самозбудження, СГ не повинен бути приєднаний до вимкненої з одного боку передачі, якщо він не здатний вдвічі переkritи номінальну зарядну потужність системи електропередачі.

Небезпечним може бути і зниження напруги нижче допустимої норми. Зниження напруги суттєво впливає на термін експлуатації обладнання системи і споживачів. Крім того, рівень напруги суттєво впливає на кутову стійкість системи, втрати активної потужності в системі, а також на сумарне навантаження системи.

Залежність активної потужності, що передається через систему електропередачі, від кута виражається відомою формулою

$$P = \frac{U_n U_k}{x} \sin \delta.$$

Якщо напруга на початку лінії U_n і в кінці U_k падає, то для передачі тієї ж потужності P потрібне збільшення кута δ . При раптовій зміні напруги може бути порушена синхронна стійкість електропередачі. Чим більше падіння напруги, тим більший ризик втрати стійкості.

Якщо трансформатор сильно завантажений, тривала затримка зниження напруги веде до значного збільшення струму, який протікає через обмотки трансформатора, що може призвести до термічного перевантаження трансформатора. Це стосується і ЛЕП.

Значення напруги впливає і на величину потужності навантаження. Якщо напруга падає, то зазвичай падає і потужність, це стосується як моторного навантаження, так і немоторного. Потужність моторного навантаження менше залежить від напруги, в межах 10%-го відхилення напруги зміна потужності незначна. Решта навантаження може бути типу незмінного струму (пропорційне напрузі) і незмінного повного опору (пропорційне квадрату напруги). Фактичне навантаження має змішаний характер. В середньому для комплексного навантаження збільшення напруги на 5% веде до збільшення потужності на 3%. Для більш точних розрахунків режимів необхідно враховувати реальні статичні

характеристики навантаження. Але на рівень потужності навантаження, як зазначалося, впливає і рівень частоти.

2.6.4. Керування втратами активної потужності. Розглянемо вплив підвищення чи зниження напруги на втрати активної і реактивної потужності. Як відомо втрати в будь-якому елементі системи залежать від квадрату струму, що протікає в ньому

$$\Delta P_{\text{втр}} = 3I^2 r,$$

$$\Delta Q_{\text{слож}} = 3I^2 x.$$

Якщо значення струму збільшується в 2 рази, обидва види втрат збільшуються в 4 рази. Аналогічно, якщо струм зменшується, і втрати так само зменшуються. Отже, щоб мінімізувати втрати, треба зменшувати потоки струмів у гілках електромережі. Зменшити струми можна збільшуючи напругу. Чим вищий рівень напруги в системі, тим менші втрати.

Передавальна компанія може впливати на рівень втрат, вводячи в дію більш високі номінальні напруги, розвиваючи електромережу, будуючи нові лінії та оптимально керуючи режимом в процесі експлуатації електромережі. Але при цьому компанія має бути заінтересована в розвитку електромережі і оптимальній її експлуатації. Для цього кожна компанія має платити за втрачену в її електромережі електроенергію. Кожна електромережа в об'єднаній енергосистемі також виконує функцію транзиту електроенергії в інші електромережі, і вони мають платити за транзитні втрати цій електромережі (плата за транзит електроенергії). Реалізація даного підходу потребує розробки і впровадження спеціального математичного забезпечення, а також відповідної підготовки керівного персоналу. Детальніше про це йтиме мова в розділі 6.

2.6.5. Дії диспетчера. Диспетчер відіграє важливу роль в керуванні режимом напруги в енергосистемі. Він не може реагувати досить швидко, щоб впливати на короточасні і комутаційні перенапруги. Але дуже часто він може запобігати умовам, що призводять до короткотривалих і довготривалих перенапруг. Наприклад, існують певні інструктивні матеріали і керівні вказівки щодо невеликої кількості СГ, щоб уникати умов самозбудження в зазначені періоди часу.

Розглянемо деякі випадки, коли відхилення напруги в системі може потребувати дій диспетчера. Вони можуть з'являтися внаслідок повідомлень ОІК або доповідей оперативного персоналу.

1. Основні підстанції чи специфічні області енергосистеми мають зниження напруги нижче допустимої норми.

2. Реактивний поточкорозподіл ненормальний або змінив свій напрямок, особливо в найближчих елементах.

3. Відгалуження трансформаторів з РПН в ненормальному положенні, наприклад, повністю підняті чи опущені.

4. Реактивні потужності генераторів вищі чи нижчі норми. Можливі порушення допустимих меж.

5. Енергосистема може знаходитися в стані коливання напруги. Це може бути результатом перерозподілу реактивної потужності.

Серед можливостей вибору диспетчера є такі варіанти відповіді на проблеми зниження напруги в енергосистемі:

– підстрахуватися, щоб усе наявне обладнання було увімкнене, наприклад, ЛЕП могли бути попередньо вимкнені через високу напругу чи були в технічному обслуговуванні;

– вимкнути комутовані шунтувальні реактори;

– увімкнути комутовані конденсаторні батареї поперечної і продольної компенсації;

– підрегулювати відгалуження трансформаторів з РПН;

– запросити підтримки з боку генераторів і сусідніх енергосистем;

– відрегулювати розподіл генерації, наприклад, знизити видачу активної потужності на одній електростанції і підняти на іншій, щоб змінити в потрібному напрямку поточкорозподіл в системі;

– при необхідності ініціювати схеми обмеження навантаження.

На розв'язання проблем високої напруги в енергосистемі диспетчер може мати наступні варіанти відповіді:

– вимкнути комутовані батареї конденсаторів поперечної і продольної компенсації;

– увімкнути комутовані шунтувальні реактори;

– відрегулювати коефіцієнти трансформації;

– запросити наявної підтримки з боку СГ, включаючи можливість активного розвантаження з метою збільшення недозбудження;

– запросити допомоги в сусідніх енергосистем;

– вивести з роботи ЛЕП, що несуть мінімальне активне навантаження і видають велику кількість реактивної потужності.

Диспетчер енергосистеми може суттєво впливати також на втрати потужності, підтримуючи значення напруги на максимально можливому рівні.

Розділ 3 **КЕРУВАННЯ В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

3.1. Електромеханічні перехідні процеси

3.1.1. Задачі і методи розрахунків. Аналіз електромеханічних перехідних процесів в електричних системах виконується з метою визначення якісних і деяких кількісних характеристик, а також параметрів регулювання відповідно прийнятому критерію якості перехідного процесу. До складу задач цього напрямку входять три найбільш розповсюджені задачі: перевірка динамічної стійкості і визначення запасу динамічної стійкості при заданих параметрах генераторів, АРЗ і АРШ; вибір і налагодження систем АРЗ сильної дії за умов оптимальної коливальної стійкості; визначення оптимальних параметрів налаштування ПАА.

Основним напрямком аналізу електромеханічних перехідних процесів є перевірка динамічної стійкості енергосистем при великих збуреннях. Такими збуреннями можуть бути к. з., вимкнення ЛЕП, синхронних генераторів, навантажень та іншого обладнання.

Будь-яке раптове порушення нормального режиму роботи електроенергетичної системи викликає коливання роторів синхронних генераторів і двигунів. За несприятливих умов амплітуди коливань можуть виявитися настільки великими, що окремі генератори можуть випасти із синхронізму. Подібні аварійні процеси називаються порушенням динамічної стійкості.

Виникнення великих коливань ротора спричиняється раптовою зміною активної потужності, що надходить від синхронного генератора в електричну мережу. Автоматичне регулювання швидкості турбіни характеризується значною інерцією і реагує на зміну частоти обертання зміною потужності турбіни з деяким запізненням. У результаті порушення рівноваги між електричною потужністю генератора і механічною потужністю турбіни на валу ротора виникає надлишковий момент, який викликає зміну

швидкості обертання і положення ротора відносно уявної синхронно обертової системи координат.

Подальший характер руху роторів, тобто електромеханічний перехідний процес, залежить від ряду факторів. Значні небаланси моментів, які прискорюють чи сповільнюють рух роторів синхронних машин на окремих відрізках часу, визначаються модулями і фазами ЕРС, що змінюються з часом. Причому зміна фазових кутів ЕРС жорстко зв'язана з коливаннями роторів і, таким чином, залежить від інерції обертових мас, тоді як зміна модулів ЕРС визначається перехідними електромагнітними процесами в контурах роторів і залежить від дії АРЗ.

З усіх видів великих збурень найбільш важкими є к. з. При заземленні нейтралі можливі наступні види к. з.: однофазне, двофазне, двофазне на землю і трифазне. Найгірші умови для збереження динамічної стійкості системи виникають при трифазних к. з., оскільки вони супроводжуються значним зниженням напруг у вузлах електричної мережі, внаслідок чого електричні зв'язки між синхронними генераторами погіршуються настільки, що їх паралельна робота може виявитися неможливою. Інші види збурень, такі як вимкнення ЛЕП, трансформаторів, СГ і навантажень, є менш небезпечними з точки зору втрати синхронізму. Для повного і всебічного аналізу динамічної стійкості при виборі протиаварійних заходів у загальному випадку потрібно було б розглядати перехідні процеси при збуренні в кожному вузлі системи. Однак практично це нереально, тому обмежуються кількома розрахунковими збуреннями, виходячи з інженерного досвіду.

Практика свідчить, що найважчі аварії виникають не при найбільших збуреннях, а під дією послідовності взаємозалежних подій (каскадні збурення). У таких випадках дуже важливо робити правильні висновки на основі обмежених розрахунків з урахуванням можливих наслідків тих чи інших заходів, знаходити оптимальні рішення, що найкраще впливають на хід аварійних процесів. Для цього потрібен значний професійний досвід, який можна розвинути використанням спеціальних програм-тренажерів.

Отже, розвиток аварії є наслідком послідовності збурень, які потрібно вміти передбачати. Це можуть бути вторинне порушення стійкості при виникненні асинхронного ходу, вимкнення споживачів унаслідок глибокого зниження напруги, синхронних генераторів та інші дії ПАА. На окремих етапах аналізу розвитку аварії необхідно

комбінувати розв'язання різних задач: усталений нормальний чи обважнений режим, статична стійкість, динамічна стійкість, тривалі перехідні процеси, стійкість напруги й ін. Основні труднощі полягають у тому, щоб правильно передбачити сценарій можливих шляхів розвитку аварії. І тут також важливим є досвід експертів.

Таким чином, при виконанні розрахунків електромеханічних перехідних процесів мають на меті не тільки оцінку динамічної стійкості певних режимів для заданого списку збурень. Ці розрахунки повинні давати вихідний матеріал для експертів, щоб осмислити прийняття найбільш ефективних протиаварійних заходів.

При моделюванні електромеханічних перехідних процесів використовують два різні підходи. Спочатку виконують спрощені розрахунки запасів динамічної стійкості. Концентровані частини системи заміщають спрощеними еквівалентами, залишаючи незмінними слабкі вітки чи перетини. Це дає можливість простежити на спрощених схемах основні тенденції протікання аварійних процесів. Далі на основі точних розрахунків перехідних процесів виконується перевірка всіх попередніх припущень з урахуванням дії ПАА, зміни навантаження при значних змінах напруги, випадіння із синхронізму окремих генераторів і їх ресинхронізації, порушення стійкості асинхронних двигунів і т. п.

Підготовка і проведення аналізу електромеханічних перехідних процесів складається з послідовності таких етапів, як підготовка параметрів схеми і параметрів динамічних елементів системи, розрахунки базових нормальних режимів, формування умов розрахунків (завдань на відпрацьовування початкових збурювань і ПАА, на формування графіків і протоколу для подальшого аналізу), розрахунки перехідних процесів і їхній аналіз, прийняття необхідних рішень. Кожен етап може уточнюватися і повторюватися багаторазово.

У розвитку методів аналізу динамічної стійкості традиційно визначилися два напрямки. Перший напрямок – це розробка універсальних методів моделювання перехідних процесів у складних ЕЕС системах. Вирішальне значення тут мають адекватність моделей, надійність програм, сервісні можливості підготовки вихідних даних і аналізу результатів, зручність представлення ПАА тощо. Ці якості досягаються використанням різних моделей синхронних генераторів, систем регулювання,

навантажень і електричної мережі, а також застосуванням точних і надійних числових методів. Другий напрямок – це розробка програм оперативного аналізу динамічної стійкості електричних систем. Вирішальне значення тут мають простота моделі і час розв'язання задачі.

Синхронні генератори можуть бути представлені точними моделями на основі рівнянь Парка-Горева, рівняннями Лебедева-Жданова, а також незмінними ЕРС і потужностями турбін. У більшості випадків навантаження моделюються спрощено. Іноді вони можуть бути представлені еквівалентними асинхронними двигунами чи комплексними динамічними характеристиками.

Алгоритм розрахунку електромеханічного перехідного процесу ґрунтується на числовому інтегруванні диференціальних рівнянь. На кожному кроці моделювання виконується по чергове розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь квазістаціонарного режиму і диференціальних рівнянь перехідного процесу.

3.1.2. Фізична сутність процесу. Основні положення задачі аналізу динамічної стійкості розглянемо спочатку на прикладі найпростішої електричної системи (рис. 3.1, а), в якій віддалена електростанція зв'язана двома лініями електропередачі з шинами безкінечної потужності.

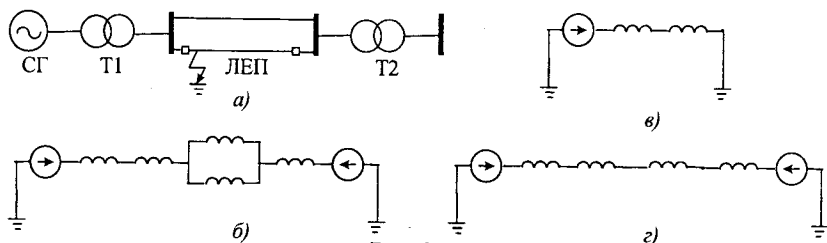


Рис.3.1

В момент $t=0$ відбувається трифазне к. з. Електрична система переходить у стан аварійного режиму. Через проміжок часу лінія вимикається засобами РЗ, і в системі настає післяаварійний режим. Необхідно визначити динамічну стійкість електричної системи в післяаварійному режимі, тобто перевірити, чи не випаде синхронний генератор після даного збурення із синхронізму.

Індуктивний опір системи в нормальному режимі (рис. 3.1, б)

$$x_{\text{сн}} = x_{\text{Г}} + x_{\text{Т1}} + 0.5x_{\text{л}} + x_{\text{Т2}}$$

визначає характеристику потужності (рис. 3.2, а, верхня)

$$P = \frac{E_r U_0}{x_{сн}} \sin \delta$$

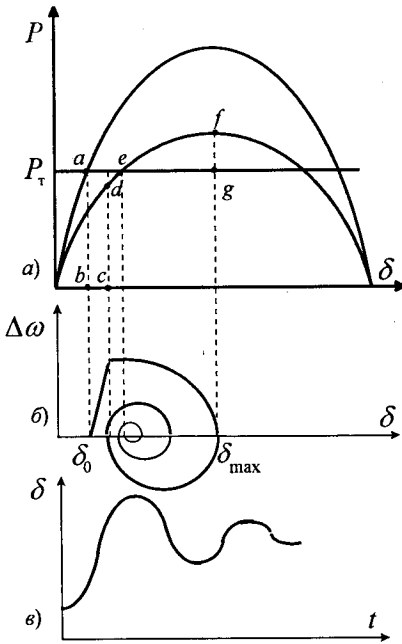


Рис.3.2

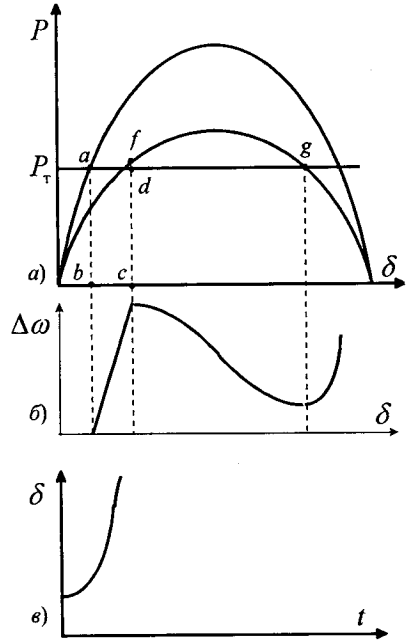


Рис.3.3

При вимкненні однієї з двох ліній і ліквідації к. з. індуктивний опір системи збільшується:

$$x_{спа} = x_r + x_{r1} + x_l + x_{r2},$$

і характеристика потужності СГ в посляаварійному режимі дещо опуститься вниз (рис. 3.2, а, нижня)

$$P = \frac{E_r U_0}{x_{спа}} \sin \delta$$

Якщо перед початком к. з. режим системи визначався точкою a , яка знаходиться на перетинанні характеристик $P(\delta)$ і $P_\tau = const$ в нормальному режимі, то після трифазного к. з. характеристика потужності визначається тотожністю $P=0$. Оскільки інерція ротора не дозволяє куту δ змінюватися миттєво, система на початку аварійного режиму характеризується точкою b на аварійній характеристиці при тій же куті.

Отже, в момент к. з. режим «ламається», внаслідок чого електромагнітна потужність миттєво падає до 0. Потужність турбіни лишається незмінною, оскільки АРШ реагує на зміну кутової швидкості ротора генератора, а вона на початку збурювання завдяки інерції зберігає своє нормальне значення. Надалі швидкість обертання і момент будуть змінюватися, але потужність турбіни можна вважати незмінною.

Небаланс потужностей, а отже і моментів на валу турбіни, викликає появу надлишкового моменту, під дією якого ротор генератора починає прискорюватися. Зв'язаний з ротором вектор ЕРС починає обертатися швидше, ніж вектор напруги на ШБП, що обертається з незмінною синхронною кутовою швидкістю ω_0 . Зміна швидкості обертання вектора ЕРС щодо напруги БП дорівнює різниці кутових швидкостей $\Delta\omega = \omega - \omega_0$.

Позитивна різниця кутових швидкостей $\Delta\omega$ веде до збільшення кута δ (рис. 3.2, б). По закінченні інтервалу часу $\Delta t_{\text{кз}}$ одна з ЛЕП разом з к. з. вимикається, і система переходить від аварійного режиму в точці *c* до післяаварійного режиму в точці *d*. За цей час кут зсуву ротора δ збільшиться до значення в точці *c*. Площина *abcde* називається площиною розгону генератора.

Накопичена протягом часу $\Delta t_{\text{кз}}$ кінетична енергія починає потім витратитися при подальшому збільшенні кута δ , але кутова швидкість обертання ротора ω вже зменшується, хоча і залишається ще якийсь час більшою за синхронну. У точці *e* механічна потужність турбіни й електромагнітна потужність генератора врівноважуються, але перехідний процес не закінчується, оскільки відносна кутова швидкість ротора досягає в цій точці свого максимального значення, і ротор проходить точку *e* по інерції. У точці *f* настає режим максимального зсуву кута ротора, у якому відносна кутова швидкість ротора дорівнює 0 і далі вона змінює свій знак. Негативна різниця швидкостей $\Delta\omega$ веде до зменшення δ в напрямку точки *e*. Але і цього разу ротор проходить її по інерції.

У результаті поступово загасаючих коливань у системі настає усталений післяаварійний режим у точці *e*. Електромагнітна потужність генератора буде, як і раніше, дорівнювати потужності турбіни, але кут ротора збільшиться. Графік електромеханічного перехідного процесу загасаючих коливань ротора показаний на рис. 3.2, в. Поступове зменшення амплітуди коливань обумовлене

втратами електромагнітної енергії в контурах і тертям. Такий характер процесу називається стійким.

Але можливий і інший характер протікання електромеханічного перехідного процесу. Якщо тривалість к. з. більша припустимої, то площа фігури $abcd$, що ми назвали площиною розгону, може виявитися більшою, ніж уся площа dfg (рис. 3.3, a), що називається площиною гальмування синхронного генератора. У такому випадку також починаючи від точки e настає гальмування ротора і зменшення кутової швидкості, але кут δ росте і досягає критичного значення $\delta_{кр}$ в точці g перетинання спадаючої частини характеристики генератора і горизонтальної характеристики турбіни раніше, ніж $\Delta\omega$ упаде до 0. Після переходу за точку g надлишковий момент на валу турбіни стає позитивним, $\Delta\omega$ починає швидко зростати і синхронний генератор випадає із синхронізму.

Таким чином, якщо в електромеханічному перехідному процесі має місце перехід за точку g , то повернення до післяаварійного усталеного режиму вже неможливе. Хоча післяаварійний режим і стійкий статично, перехід до нього при даному збуренні неможливий, оскільки в процесі переходу синхронний генератор випадає із синхронізму. Такий аварійний процес називається порушенням динамічної стійкості системи.

Розглянемо такий час вимкнення к. з. $t_{кз}^{max}$, при якому площа розгону синхронного генератора дорівнює площині гальмування. Це максимально можлива тривалість к. з., при якій система ще залишається динамічно стійкою. Величина

$$k_{ду} = \frac{t_{кз}^{max}}{t_{кз}}$$

називається коефіцієнтом запасу динамічної стійкості системи при заданому збуренні.

3.1.3. Загальна методика моделювання. В основі числового моделювання електромеханічних перехідних процесів лежить метод послідовних інтервалів, суть якого полягає ось у чому. Весь відрізок часу розгляду перехідного процесу поділяється на кроки тривалістю $\Delta t = h$. Режим електричної мережі на кожному кроці приймається незмінним і називається квазістаціонарним режимом. Цей режим в залежності від прийнятої моделі може бути описаний системою як лінійних, так і нелінійних алгебраїчних рівнянь.

Звичайні диференціальні рівняння динамічних елементів електроенергетичної системи (генераторів і навантажень) моделюються на кожному кроці дискретно за допомогою рекурентних формул. Залежні змінні, визначені з диференціальних рівнянь на даному кроці, використовуються для розрахунку квазістаціонарного режиму на наступному кроці і т. д. На кожному кроці перевіряються логічні умови спрацьовування ПАА і при необхідності виконуються комутаційні зміни в схемі.

Розглянемо складну електричну систему в загальному вигляді. Кожен синхронний генератор може бути заміщений деякою ЕРС

$$\dot{E}_k = E'_k + jE''_k = E_k (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) = E_k e^{j\delta_k}, k = 1, 2, \dots, n,$$

прикладеною за внутрішньою провідністю генератора $\dot{Y}_{rk} = \frac{1}{jX_{rk}}$.

Один з генераторів (нехай це буде останній) приймається як опорний, тобто його фазовий кут $\delta_n = 0$ і відносно напрямку вектора \dot{E}_n відраховуються всі інші кути. Навантаження заміщаються змінюваними струмами $\dot{J}_{нс}$, що відображають статичні чи динамічні характеристики. Електрична мережа розглядається в загальному вигляді як вузлова матриця власних і взаємних провідностей \dot{Y}_b . Балансуючий пункт на відміну від моделі усталеного режиму відсутній.

Квазістаціонарний режим електричної мережі можна описати системою лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\dot{Y}_b \dot{U} = \dot{Y}_r \dot{E} - \dot{J}_n. \quad (3.1)$$

Вважається, що в кожному вузлі схеми є генерація і споживання електроенергії. У випадку їхньої відсутності відповідне значення ЕРС чи струму дорівнює 0. Якщо навантаження представлене незмінною провідністю, вона входить до складу матриці \dot{Y}_b .

Електромеханічний перехідний процес руху ротора k -го генератора можна описати диференціальними рівняннями:

$$\begin{aligned} \frac{ds_k}{dt} &= \frac{\omega_0}{T_{jk} P_{номk}} (P_{\tau k} - P_k - k_{dk} s_k), \\ \frac{d\delta_k}{dt} &= s_k, \end{aligned} \quad (3.2)$$

де S_k – ковзання ротора k -го генератора, ω_0 – номінальна кутова швидкість, δ_k – кут зсуву подовжньої осі ротора щодо опорної осі, або фазовий кут ЕРС генератора.

Електрична потужність генератора після розрахунку квазістаціонарного режиму

$$P_k = \operatorname{Re} \left[\frac{(\dot{E}_k - \dot{U}_k) \dot{U}_k}{jx_{rk}} \right]. \quad (3.3)$$

Узагальнений алгоритм розрахунку перехідного процесу складається з наступних основних етапів:

1. Розрахунок початкових умов.
2. Моделювання зовнішніх збурень і ПАА.
3. Розрахунок квазістаціонарного режиму.
4. Числове інтегрування диференціальних рівнянь.
5. Запам'ятовування результатів.
6. Наступний крок $t=t+h$. Якщо $t < t_{\max}$, – продовження обчислень, починаючи з етапу 2.

По закінченні розрахунку можна виконати аналіз результатів, побудувавши графіки змінних. На підставі якісної картини перехідного процесу робляться певні висновки щодо керування системою.

Ми розглянули найпростіший приклад використання загальної методики числового аналізу електромеханічних перехідних процесів в електричних системах. Можна скористатися більш складними моделями синхронних генераторів, АРЗ, АРШ, навантажень, ПАА, методами розв'язання систем алгебраїчних і диференціальних рівнянь, але загальна послідовність розв'язання задачі залишається незмінною.

До динамічних елементів електроенергетичної системи в даному випадку відносяться синхронні генератори з урахуванням АРЗ, АРШ і первинних двигунів і деякі навантаження. У розрахунках реальних електромеханічних перехідних процесів використовуються моделі з різним рівнем спрощення. Найбільш повна математича модель синхронного генератора враховує електромагнітні перехідні процеси в обмотці збудження і демпферних контурах і ґрунтується на рівняннях Парка-Горєва. Причому в самій моделі змінними можуть бути як ЕРС, так і потокозчеплення. Однак для того, щоб модель генератора була сумісною з моделлю електричної мережі, на виході моделі

генератора необхідно мати вектор еквівалентної ЕРС за деяким реактивним опором, що входить до складу моделі мережі.

У розрахунках електромеханічних перехідних процесів часто використовується рівняння Лебедєва-Жданова, що враховує лише електромагнітний перехідний процес в обмотці збудження,

$$pE'_q = \frac{1}{T_{d0}} [E_{qe} - E'_q + (x_d - x'_d)i_d], \quad (3.4)$$

де E'_q – перехідна ЕРС синхронного генератора, E_{qe} – ЕРС збудження, T_{d0} – стала часу обмотки ротора, x_d, x'_d – синхронний і перехідний реактansi генератора, i_d – поперечна складова струму статора

$$i_d = I'' \cos \delta - I' \sin \delta. \quad (3.5)$$

Струм в обмотці статора в декартовій системі координат визначається за формулою:

$$\dot{I} = \frac{\dot{E} - \dot{U}}{jx'_d},$$

де $\dot{E} = E'_q (\cos \delta + j \sin \delta)$.

Одним з основних напрямків аналізу електромеханічних перехідних процесів є моделювання складних аварійних ситуацій в енергосистемах під впливом зовнішніх факторів. Такими факторами, як відзначалося, можуть бути різні види к. з., комутаційні операції, введення в роботу чи виведення з роботи елементів енергосистеми засобами ПАА, автоматичні повторні ввімкнення ліній і т. п. Вимкнення елемента відбувається шляхом ініціювання роботи вимикача.

Будь-яке початкове збурення може викликати розвиток аварійної ситуації. Розрізняють чотири загальні типи аварій в енергосистемах: порушення статичної чи динамічної стійкості, асинхронні режими, виникнення лавини частоти чи лавини напруги. Можливий взаємозв'язок між різними аварійними процесами.

Порушення динамічної стійкості може завершитися виникненням асинхронного режиму. Асинхронний режим супроводжується зниженням електричного зв'язку між вузлами електричної мережі, виникненням електромеханічного резонансу і, як наслідок, повторними порушеннями динамічної стійкості і виникненням вторинного асинхронного режиму.

При відсутності ресинхронізації асинхронний режим завершується поділом енергосистеми, в результаті якого з'являються енергетичні острови з дефіцитом активної чи реактивної потужностей. Тоді виникає загроза лавини частоти чи лавини напруги, що може привести до порушення технологічних процесів на електростанціях або до втрати стійкості вузлів навантаження.

3.2. Довготривалі перехідні процеси

3.2.1. Загальна характеристика процесів. Довготривалі перехідні процеси в енергосистемах мають місце при значних небалансах активної потужності, що виникають після аварійного вимкнення засобами ПАА потужних синхронних генераторів, навантажень і міжсистемних з'єднань. Якщо в енергосистемі чи в деякій автономній її частині з'являється дефіцит активної потужності, частота починає поступово знижуватися. При надлишку генерації активної потужності частота підвищується.

Раптове виникнення значного дефіциту активної потужності — це велике збурення, після якого в системі починається електромеханічний перехідний процес. Процес зміни частоти в системі протікає звичайно повільніше, ніж процес зміни взаємних кутів, тому при розрахунках динамічної стійкості він не враховується. Динамічна стійкість системи визначається першими двома циклами коливань роторів синхронних генераторів. Якщо на цьому етапі система динамічно стійка, то подальше моделювання електромеханічного перехідного процесу взаємних коливань ротора не обов'язкове.

Тривалі перехідні процеси необхідно моделювати протягом декількох десятків чи сотень секунд. Оскільки частота нижче 49.5 Гц довго тривати не може, використовується автоматичне частотне розвантаження системи (АЧР), тобто автоматичне вимкнення частини найменш відповідальних споживачів. Після відновлення частоти відбувається частотне автоматичне повторне ввімкнення споживачів (ЧАПВ).

При наявності в системі резерву активної потужності він також використовується для відновлення початкового рівня частоти. На ТЕС і ГЕС збільшується відкриття регулюючих клапанів теплових і направляючих апаратів гідравлічних турбін і потужність повільно

підвищується до номінальної. Одночасно може здійснюватися частотний пуск гідрогенераторів.

На ТЕС резервних можливостей звичайно значно менше, а частотний пуск неможливий через його складність. Резерви ТЕС у результаті дії АРШ реалізуються швидше, оскільки швидкість надходження пари в турбіну не обмежена гідравлічним ударом. Однак зазначене зростання потужності є короткочасним, тому що збільшення витрат пари при незмінній продуктивності парогенератора приводить до зниження тиску на вході в турбіну. Збільшення вироблення пари зв'язано зі збільшенням витрат палива, води і повітря, з підвищенням інтенсивності процесів горіння. Зазначені процеси характеризуються сталими часу до 100 с.

Процес зміни продуктивності парогенератора можливий лише при наявності головного регулятора котлоагрегата. У протилежному випадку збільшення потужності турбіни під дією АРШ буде короткочасним і не дасть бажаного результату. При значній зміні частоти важливу роль відіграють також системи автоматичного регулювання тиску, подачі палива, води й ін.

У загальному комплексі задач моделювання тривалих перехідних процесів можна виділити три складові: перевірка динамічної стійкості системи відразу після раптового виникнення небалансу потужності; моделювання загального руху, тобто частотної динамічної характеристики енергосистеми, при зміні небалансу активної потужності, починаючи з моменту його раптового виникнення; моделювання усталеного післяаварійного режиму при неномінальній частоті.

3.2.2. Фізична сутність процесів. Як було зазначено, інерція відіграє важливе значення при керуванні частотою в енергосистемі. В обертових елементах системи запасастся кінетична енергія, пов'язана з інерцією. Інерція – це властивість системи чинити спротив змінам величин і напрямків струмів і потужностей, що протікають в електромережі. Першопричиною інерції системи є інерція кожного турбогенератора, що чинить спротив зміні швидкості обертання його ротора.

Коли потужний турбогенератор досягне номінальних обертів, дуже важко вплинути на його швидкість. Це тому, що величезна кількість кінетичної енергії запасена в його масивному роторі, яка залежить від маси, діаметра і швидкості обертання. Інерція потужного турбогенератора, обертова маса якого може досягати 200

тон і більше, допомагає підтримувати частоту на незмінному рівні. І таких енергоблоків в системі дуже багато. Крім того, в системі ще працює величезна кількість електромоторів, які ще більше піднімають рівень інерції енергосистеми.

А які сили в енергосистемі можуть протидіяти цій величезній силі її інерції і, хоч і повільно, впливати на зміну частоти? По-перше, збільшення чи зменшення механічної потужності, яка підводиться до генераторів, наприклад, потік пари в паровій турбіні або води в гідротурбіні. По-друге, зміна навантаження приєднаних у вузлах електромережі споживачів. Якщо вимкнути навантаження генератора, генератор починає збільшувати швидкість обертання ротора. Якщо увімкнути додаткове навантаження, це веде до поглинання кінетичної енергії обертання ротора і зменшення частоти. Незначне коливання навантаження є причиною незначної і дуже повільної зміни частоти.

Раптові великі збурення теж зазвичай мало впливають на частоту в об'єднаній енергосистемі. Наприклад, навіть вимкнення блока 1000 МВт спочатку хоч і веде до деякої незначної зміни швидкості обертання роторів решти блоків станції, але з часом генератори системи підхоплять навантаження вимкненого блока, і частота в системі поступово повернеться до нормального рівня.

Для керування швидкістю обертання валу ротора синхронного генератора використовуються автоматичні регулятори швидкості (АРШ). Регулятор реагує на відхилення швидкості і починає змінювати механічну потужність генератора, відкриваючи чи закриваючи клапан турбогенератора і, тим самим, збільшуючи чи зменшуючи швидкість обертання ротора (рис. 3.4).

Сучасні генератори оснащені електронними регуляторами швидкості, які виконують ті ж функції, що і кульові (механічні) регулятори, але для заміру швидкості і створення потрібного сигналу дії на гідравліку регулювальних клапанів парових турбін чи пропускних отворів воріт гідротурбін використовуються електронні компоненти.

Ми розглянули, як функціонує АРШ в окремому генераторі. Але генератор не працює ізольовано, а як елемент складної системи. Коли відхилення частоти відбувається в складній системі, десятки і сотні генераторів забезпечують керуючі дії АРШ. Але лише декілька з них виконують спеціальні функції регулювання. Ці декілька блоків виконують вторинне регулювання частоти в діапазоні номінального

значення. Всі решта регуляторів повинні поступово, відповідно до їхніх характеристик, повернути потужності генераторів до попередніх значень після того, як частота відновиться.

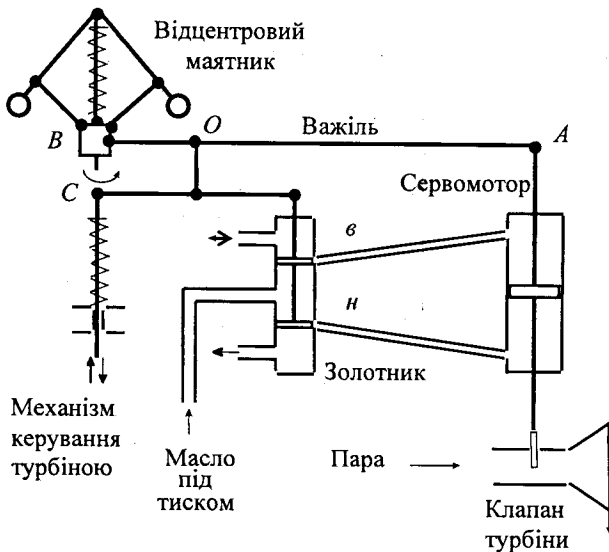


Рис. 3.4

Об'єднана енергосистема постійно відчуває відхилення частоти, але АРШ не вступають в дію до поки відхилення частоти не стане суттєвим (зона нечутливості). Зона нечутливості – це мінімальний відсоток небалансу між генерацією і навантаженням, який може бути причиною зміни частоти. Чим більша зона нечутливості, тим більше відхилення частоти. Величина зони нечутливості залежить від потужності системи. В малій системі вона має бути меншою.

Якщо в об'єднаній енергосистемі має місце відхилення частоти, реагують всі взаємозв'язані системи. Величина реакції окремих систем залежить від їхньої відносної спроможності і розміщення відносно джерела збурення частоти. Це означає, що коли відбувається збурення, генератори об'єднання повсюдно реагують на це. Але чим більша електрична віддаленість генератора від точки збурення, тим менша його реакція.

Природа перетворення енергії в парових енергоблоках така, що реальний обертовий резерв цих блоків є лише частиною загального обертового резерву. Температура і тиск мають підтримуватися в

певних межах. Максимальна реакція, що може бути реалізована паровим енергоблоком становить приблизно 10% протягом 15 с.

АРШ лише затримує відхилення частоти. Якщо обертовий резерв дуже малий або час затримки дуже великий, то реакція АРШ може бути недостатньою для затримки відхилення частоти. Чим менше енергооб'єднання, тим вірогідніша неадекватність реакції АРШ. Система керування підтримує регульовану змінну поблизу вставки з урахуванням зони нечутливості. Якщо, наприклад, вставка дорівнює 50 Гц, то система регулювання може підтримувати частоту в діапазоні 49.97-50.03 Гц. На практиці зона нечутливості є бажаною. Призначення АРШ – затримка відхилення частоти, а не її регулювання в області номінального значення.

Тип енергоблока (гідро-, паро- чи газотурбіна) має пряме відношення щодо реакції АРШ. Гідротурбінні блоки взагалі дуже чутливі на реакцію АРШ, оскільки вони можуть запасати велику кількість енергії в своїх водосховищах. В залежності від потужності і типу гідротурбінного енергоблоку вони можуть мобілізувати до сотень МВт за декілька секунд.

Трудність мобілізації резерву газової турбіни пов'язана зі зниженням продуктивності компресорної газової турбіни при зниженні частоти.

Парові енергоблоки становлять більшість генерації системи. Приблизно 30% потужностей генерації становлять частку високого тиску і 70% – низького тиску. Частка високого тиску дуже чутлива до команд АРШ. Частка низького тиску проходить стадію проміжного підігріву в котлоагрегаті, який потребує декілька секунд додаткового часу і зменшує загальну чутливість енергоблоку до команд АРШ.

Фактична реакція котло-турбінного агрегату залежить від його типу. Так, наприклад, котлоагрегат барабанного типу має значний об'єм запасу пари для підтримки тривалої і швидкої реакції енергоблоку на команди АРШ. Навпаки, надкритичні котли мають малий паровий об'єм і мають повільну реакцію на дію АРШ. Ядерні енергоблоки багато в чому подібні вугільним енергоблокам. Але дуже часто ядерні енергоблоки працюють з заблокованим АРШ, лише деякі блоки можуть брати участь у регулюванні швидкості.

Для швидкого відновлення електропостачання в енерговузлі під час затьяжного порушення можуть відокремлюватися на самостійну роботу цілі електростанції. Диспетчер повинен знати, що під час

зтяжного аварійного режиму в основній частині системи він має передбачити ручне відокремлення електростанції від енергосистеми з метою швидкого відновлення системи або її частини після виникнення в подальшому відповідних умов. Кожний турбогенераторний блок, що знаходиться в резерві, повинен мати наготові АРШ і автомат безпеки, який може перекривати доступ енергоносія в турбіну, якщо число обертів досягає гранично допустимого значення. Крім того, він має передбачити можливість розгортання газотурбінних установок, що знаходяться в резерві.

Резерви – це невикористані можливості енергосистеми щодо активної потужності. Здатність енергосистеми регулювати нормальне відхилення частоти і виживати при великих збуреннях напряму залежить від її резервних можливостей. Всі енергосистеми мають дотримуватися певних правил щодо формування резервів і достатності їх рівня.

3.2.3. Загальна методика моделювання. Для розв'язання задач моделювання тривалих перехідних процесів необхідно розробити загальну математичну модель одночастотного руху системи, моделі існуючих типів електростанцій, а також методи розрахунку тривалих перехідних процесів і після-аварійних усталених режимів при неномінальній частоті. Істотним елементом усіх задач аналізу тривалих перехідних процесів є врахування статичних характеристик навантажень по частоті і моделей первинних двигунів (турбін, котлоагрегатів, трубопроводів, технологічного устаткування власних потреб і систем автоматичного регулювання).

Реакція ТЕС на аварійні збурення залежить від ряду факторів: типу котла, оснащеності ТЕС автоматичним регулюванням паропродуктивності, режиму роботи станції (на «ковзних» параметрах пари, з регулюванням тиску пари «до себе», з головним регулятором) і т. д. Основними вимогами при розробці зазначених моделей мають бути простота і в той же час достатня адекватність їхньої реакції на збурення в системі.

Алгебраїчні рівняння квазістаціонарного режиму при частоті, що відмінна від номінальної, повинні безпосередньо впливати з диференціальних рівнянь тривалого перехідного процесу. Використання поняття БП щодо даної моделі не має сенсу взагалі, оскільки це поняття засноване насамперед на незмінності частоти. Модель повинна враховувати можливість поділу енергосистеми на довільну кількість автономних підсистем.

Отже, математична модель тривалого перехідного процесу повинна враховувати два принципово важливі моменти: абсолютний рух синхронних генераторів і процеси в тепло- і гідротехнічному устаткуванні системи. Необхідність розширення поняття електричної системи за рахунок процесів перетворення інших видів енергії на електростанціях вимагає використання поняття енергосистеми.

Зміна частоти в тривалому перехідному процесі стає головним чинником визначення стану енергосистеми. Варто підкреслити, що включення частоти до складу невідомих – це не просто уточнення моделі врахуванням ще одного фактора. Частота стає радикальною змінною, що переводить математичну модель енергосистеми в якісно інший клас. Зазначена модель відображає лише загальний рух системи, нехтуючи при цьому відносними коливаннями роторів синхронних машин.

При моделюванні тривалих перехідних процесів у реальних енергосистемах взаємні коливання роторів синхронних генераторів можна не враховувати, розглядаючи лише загальний рух системи. Оскільки при такому підході має місце єдина частота в будь-якій точці електричної мережі, математична модель системи може бути значно спрощена. Електромагнітними процесами зі сталими часу секунди і частки секунди можна знехтувати, замінивши відповідні диференціальні рівняння алгебраїчними.

Поряд з цим необхідно враховувати розподілений характер енергосистеми. Це дає можливість розглядати залежність навантажень у вузлах мережі не тільки від частоти, але і від напруги, контролювати перетоки та інші параметри режиму, моделювати роботу ПАА. Крім того, при використанні моделі реальної енергосистеми можливе моделювання кожної електростанції окремо з урахуванням параметрів її устаткування, систем регулювання і резерву потужності.

Загальний рух реальної енергосистеми, тобто динаміку зміни частоти, будемо моделювати так само, як і в ідеальній енергосистемі – єдиним диференціальним рівнянням еквівалентного генератора

$$p\omega = \frac{\omega_0}{T_{\Sigma} P_{\text{ном}\Sigma}} (P_{\tau\Sigma} - P_{e\Sigma}), \quad (3.6)$$

де $P_{e\Sigma}, P_{\tau\Sigma}$ – сумарні електрична потужність генераторів і механічна потужність турбін, T_{Σ} – сумарна стала інерції системи.

Первинні двигуни системи бувають різних типів: ТЕС, ТЕЦ, ГЕС і ін. Моделюючи кожен тип окремо з урахуванням перехідних процесів у тепло- і гідротехнічному устаткуванні, можна наприкінці визначити сумарну потужність турбін.

Електрична потужність системи визначається з квазі-стаціонарного режиму електричної мережі. Для розрахунку квазістаціонарного режиму використовується практично та ж модель, що і для аналізу нормального усталеного режиму. Відмінність лише в тім, що навантаження моделюють СХН по напрузі і частоті, які можна представити, наприклад, у вигляді:

$$\begin{aligned} P_n &= P_{ю} (a_p + b_p U + c_p U^2) (1 + k_{up} \Delta\omega), \\ Q_n &= Q_{ю} (a_Q + b_Q U + c_Q U^2) (1 + k_{uQ} \Delta\omega) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Одночастотна математична модель енергосистеми передбачає рух усіх синхронних генераторів з однаковою швидкістю, що відповідає єдиній частоті системи. Зміна частоти відбувається відповідно до прискорення $a = p\omega$, обумовленого сумарним небалансом активної потужності в системі. Це прискорення для всіх роторів синхронних генераторів також вважається однаковим і обчислюється за формулою

$$a = \frac{\omega_0}{T_{J\Sigma} P_{ном\Sigma}} (P_{T\Sigma} - P_{e\Sigma}) \quad (3.8)$$

Для забезпечення рівності індивідуальних прискорень синхронних генераторів у процесі розрахунку квазістаціонарного режиму сумарний небаланс потужностей у системі повинен розподілятися на кожному кроці між окремими синхронними генераторами, внаслідок чого активні потужності електростанцій системи за даних умов мають обчислюватися за формулою

$$P_{ek} = P_{tk} - \frac{dT_{jk}}{\omega_0} P_{номk} \quad (3.9)$$

Відповідно до прийнятої ідеалізації загального руху реальної енергосистеми задача розрахунку тривалого перехідного процесу математично може бути зведена до послідовного розв'язання систем алгебраїчних і диференціальних рівнянь, що у загальному вигляді можна записати так:

$$\begin{aligned} W(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \mathbf{Z}) &= 0, \\ p\mathbf{Z} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Z}), \end{aligned} \quad (3.10)$$

де \mathbf{W} – вектор-функція системи нелінійних алгебраїчних рівнянь квазістаціонарного режиму; \mathbf{F} – вектор-функція правих частин диференціальних рівнянь, що описують процеси в тепло- і гідротехнічному устаткуванні електростанцій і системах регулювання; \mathbf{X} , \mathbf{Y} – відповідно вектори залежних і незалежних статичних параметрів режиму; \mathbf{Z} – вектор динамічних параметрів.

Якщо розглядати 0-й вузол як опорний, то вектори \mathbf{X} , \mathbf{Y} і \mathbf{Z} для системи, що складається з m вузлів і n генераторів (нумерація вузлів $0, 1, 2, \dots, n, n+1, \dots, m$), будуть мати вигляд:

$$\begin{aligned} \mathbf{X} &= [U_0, U_1, U_2, \dots, U_m, \delta_{U1}, \delta_{U2}, \dots, \delta_{Um}, a] \\ \mathbf{Y} &= [U_{r1}, U_{r2}, \dots, U_{rn}, P_0, P_1, P_2, \dots, P_m, Q_{n+1}, Q_{n+2}, \dots, Q_m] \\ \mathbf{Z} &= [P_{r0}, P_{r1}, P_{r2}, \dots, P_{rn}, \omega, \dots] \end{aligned}$$

Безпосереднє використання метода Ньютона для розрахунку квазістаціонарного режиму одночастотної моделі (3.10) ускладнюється двома обставинами. По-перше, при значних небалансах потужності квазістаціонарний режим може наблизитися до граничного, внаслідок чого може мати місце погана обумовленість матриці Якобі і зв'язане з цим погіршення збіжності ітераційного процесу. По-друге, система нелінійних алгебраїчних рівнянь квазістаціонарного режиму включає загальносистемну змінну – прискорення a , що приводить до порушення структурної симетричності матриці Якобі й ускладнення алгоритму.

Можна запропонувати іншу модель, у якій квазістаціонарний режим описується системою рівнянь:

$$\begin{aligned} \mathbf{W}_P[\mathbf{U}, \mathbf{D}_U, \mathbf{P}(a)] &= 0, \\ \mathbf{W}_Q[\mathbf{U}, \mathbf{D}_U, \mathbf{Q}] &= 0, \end{aligned} \quad (3.11)$$

де $\mathbf{W}_P, \mathbf{W}_Q$ – вектори-функції небалансів потужності; $\mathbf{P}(a), \mathbf{Q}$ – відповідно вектори активних потужностей, що обчислюються за формулою (3.9), і заданих реактивних потужностей у вузлах; \mathbf{U}, \mathbf{D}_U – вектори модулів і фазових кутів напруг. Загальне прискорення всіх роторів синхронних генераторів обчислюється за формулою (3.8).

Матриця Якобі системи рівнянь (3.11) добре обумовлена практично для всіх режимів тривалого перехідного процесу і залишається структурно симетричною; що дозволяє побудувати ефективний алгоритм розрахунку квазістаціонарного режиму, який мало чим відрізняється від алгоритму розрахунку нормального усталеного режиму.

3.2.4. Моделювання аварійного режиму. Тривалий перехідний процес, починаючи з моменту введення збурення і до встановлення післяаварійного режиму, можна розглядати як серію квазістаціонарних режимів, змінюваних із кроком числового інтегрування диференціальних рівнянь загального руху по частоті та електростанцій енергосистеми. Методика моделювання передбачає по чергове розв'язання систем алгебраїчних і диференціальних рівнянь. У результаті розв'язання системи алгебраїчних рівнянь знаходиться квазістаціонарний режим при поточних значеннях потужностей турбін і частоти в системі. Прискорення, що відповідає даному квазістаціонарному режиму, використовується при чисельному інтегруванні диференціальних рівнянь для визначення частоти і потужностей турбін на наступному кроці перехідного процесу. Нові значення динамічних змінних використовуються при розрахунку наступного квазістаціонарного режиму і т. д.

Розглянемо дещо детальніше методику моделювання тривалого перехідного процесу. Нехай відомі усталений режим при номінальній частоті ω_0 , а також початкове збурення, яке приводить до небалансу потужностей.

Спочатку необхідно розрахувати квазістаціонарний режим після збурення в момент $t=0$. Алгебраїчні рівняння квазістаціонарного режиму мають таку ж форму, як і для нормального усталеного режиму. Для кожного з m вузлів схеми електричної мережі можна записати два рівняння балансу активної і реактивної потужностей

$$-P_{rs}(a) + P_{rs}(U_s, \omega) + \sum_{f \in s} P_{sf}(U_s, U_f, \delta_{ls}, \delta_{lf}, \omega) = 0, \quad (3.12)$$

$$-Q_{rs}(U_s, \omega) + Q_{rs}(U_s, \omega) + \sum_{f \in s} Q_{sf}(U_s, U_f, \delta_{ls}, \delta_{lf}, \omega) = 0,$$

де P_{rs}, Q_{rs} – потужності генерації у вузлі s ; P_{rs}, Q_{rs} – потужності навантаження згідно статичних характеристик по напрузі і частоті.

Активні потужності генераторів визначаються за формулами (3.9). Отже, на відміну від розрахунку нормального усталеного режиму, при розрахунку квазістаціонарного режиму потужності синхронних генераторів P_{rs} є змінними. Режим балансується по активній потужності внаслідок ітераційної зміни загального прискорення a . Розв'язання системи рівнянь і визначення модулів і фазових кутів напруг виконується за допомогою метода Ньютонна. Потім виконується обчислення прискорення системи, активних і

реактивних потужностей генераторів і навантажень і потоків потужностей в ЛЕП і перетинах.

Якщо генератор виходить на обмеження по реактивній потужності, виходячи з умов роботи ротора чи статора, напруги U_s стають змінними при зафіксованій реактивній потужності Q_{rs} . При неврахуванні обмежень реактивних потужностей друге рівняння (3.12) випадає і величина Q_{rs} визначається після ітераційного розрахунку квазістаціонарного режиму за умови $U_s = const$. Якщо всі n синхронних генераторів підтримують $U_s = const$, то загальна кількість рівнянь складає $2m-n+2$. До складу залежних змінних входять $m-n+1$ модулів напруги, m фазових кутів і прискорення a , тобто кількість змінних дорівнює кількості рівнянь.

Після закінчення ітераційного розрахунку квазістаціонарного режиму моделюється дія ПАА. Використовується принцип узагальненого відображення пристроїв ПАА без деталізації внутрішніх процесів. При моделюванні тривалих перехідних процесів необхідно враховувати дію АЧР-I, АЧР-II, ЧАПВ, частотного пуску гідрогенераторів, автоматичного вимкнення генераторів і ЛЕП за умов перевищення уставок різниць кутів, мінімальних напруг і т. д. Після виконання певних логічних умов і відліку необхідної затримки в часі моделюється відповідна комутація. Кожна комутація потребує повторного розрахунку режиму. Модель, як було зазначено, повинна враховувати можливість розділення електричної мережі на окремі частини.

Далі виконується чисельне інтегрування диференціальних рівнянь руху

$$\omega_{i+1} = \omega_i + h a_i,$$

первинних двигунів та визначення потужностей турбін.

Слід підкреслити, що всі n незалежних систем диференціальних рівнянь окремих електростанцій зв'язані між собою лише частотою. Тому чисельному інтегруванню підлягає не загальна система диференціальних рівнянь, а n незалежних систем. Це дає можливість спростити задачу, не розглядаючи процеси в кожній електростанції. Всі електростанції одного типу можна об'єднати в один еквівалентний агрегат. Наприклад, можна виділити окремо ТЕС з барабаними котлами, ТЕС із прямоточними

парогенераторами, ТЕЦ з турбінами з протитиском, ТЕЦ з теплофікаційним і промисловим доборами пари, АЕС і т. д.

Якщо після інтегрування на кроці виявляється, що потужності турбін протягом інтервалу h одержали незначний приріст, можна скорегувати величину прискорення і потім відразу перейти до виконання наступного кроку, тобто розрахунок квазістаціонарного режиму можна виконувати через один чи декілька кроків. Для уточнення прискорення без розрахунку квазістаціонарного режиму можна скористатися співвідношенням

$$a_{i+1} = a_i + \frac{\omega_i \Delta P_{\tau\Sigma i}}{T_{\Sigma} P_{\text{ном}\Sigma}},$$

де $\Delta P_{\tau\Sigma}$ – сумарний приріст потужностей турбін на i -му кроці. В інших випадках, навпаки, може виявитися необхідним уточнення прискорення на кожному кроці з урахуванням проміжних режимів (наприклад, при використанні метода Рунге-Кутта).

Розглянемо тривалий перехідний процес у реальній енергосистемі при вимкненні від електромережі блоку 1000 МВт АЕС, якщо електростанції системи мають достатній резерв для відновлення частоти. Для розв'язання задачі скористаємося програмою аналізу тривалих перехідних процесів з урахуванням режиму електричної мережі, статичних характеристик навантажень по напрузі і частоті, а також динамічних моделей турбін з АРШ, котлоагрегатів і їхніх систем автоматичного регулювання. На рис. 3.5 показані графіки зміни частоти в енергосистемі і потужності турбіни однієї з ТЕС, що має резерв потужності.

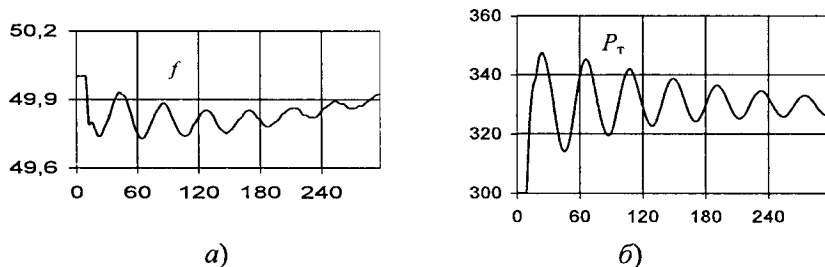


Рис. 3.5

Як бачимо, незважаючи на значний початковий дефіцит активної потужності, частота падає лише до 49.7 Гц, далі коливається якийсь час і через 2.5 хв починає відновлюватися.

Причиною цього є припинення падіння тиску пари і його подальше зростання завдяки дії головних регуляторів котлоагрегатів.

Кожен квазістаціонарний режим додатково може перевірятися на аперіодичну нестійкість. При порушенні стійкості режиму, що свідчить про порушення паралельної роботи синхронних генераторів, енергосистема дією ПАА може бути поділена на частини. Далі тривалий перехідний процес має моделюватися в кожній автономно працюючій підсистемі окремо, тобто загальний рух потрібно моделювати в кожній підсистемі.

Таким чином, аналіз тривалого перехідного процесу повинен виконуватися або до порушення паралельної роботи енергосистеми, або до одержання післяаварійного режиму при $a=0$ і $P_{*k} = const$. Усталеним післяаварійним режимом називається режим з незмінними параметрами після відпрацювання ПАА.

3.2.5. Розрахунок післяаварійного режиму. Якщо стійкість енергосистеми у тривалому перехідному процесі не порушується, то моделювання може бути закінчене визначенням усталеного післяаварійного режиму. Післяаварійний режим є окремим випадком квазістаціонарного режиму і може бути розрахований тими ж методами. У післяаварійному режимі електричні потужності генераторів дорівнюють потужностям турбін, що визначаються не за динамічними, а за статичними характеристиками. Особливість післяаварійного режиму полягає в тому, що частота є змінною.

Однак уведення частоти в вектор залежних змінних X недоцільне, оскільки така модель не дозволяє моделювати роботу ПАА. Справа в тому, що в післяаварійному режимі може бути значне відхилення частоти (2-4 Гц) від номінального значення. За таких умов для обмеження відхилення частоти вступає в дію ПАА, що дискретно змінює потужності генераторів і навантажень у процесі розрахунку післяаварійного режиму.

Дійсно, якщо розглядати частоту як залежну змінну, то при ітераційному уточненні режиму активні потужності генераторів і навантажень втрачають свою однозначність, оскільки при різних наближеннях частоти в процесі ітерацій будуть відпрацьовувати різні обсяги АЧР, відключення СГ і т. д. Тому наявність частоти як залежної змінної ускладнює збіжність ітераційного процесу.

Щоб уникнути цього недоліку, використовують спеціальний алгоритм, що відображає властивості енергосистеми з урахуванням дії ПАА. Характерною його особливістю є те, що в процесі

розрахунку частота розглядається не як залежна змінна, а як параметр, значення якого зафіксовано на черговому етапі.

Розглянемо даний підхід докладніше. Нехай параметри системи і навантаження станцій і підстанцій відповідають деякій частоті ω_i , що може відрізнятись від номінальної. Можна розрахувати стаціонарний режим при цій частоті і визначити потужність балансувального пункту $P_{\text{БП}}(\omega_i)$. Змінюючи частоту, можна розрахувати серію режимів і побудувати залежність $P_{\text{БП}}(\omega)$. Якщо БП позначений індексом 0, то фактична потужність цього вузла визначається різницею потужностей генерації і навантаження, тобто

$$P_0(\omega) = P_{\text{Г0}}(\omega) - P_{\text{Н0}}(\omega).$$

При будь-якій частоті потужність P_0 має певне, але єдине значення. Умова рівності потужності в БП отриманій з розрахунку усталеного режиму і фактичної потужності дозволяє визначити частоту в системі і відповідний їй режим. Графічно це можна зобразити як перетин двох кривих $P_{\text{БП}}(\omega)$ і $P_0(\omega)$.

У загальному вигляді алгоритм визначення усталеного післяаварійного режиму можна представити двома вкладеними ітераційними процесами: зовнішнім і внутрішнім. На зовнішньому ітераційному процесі уточнюється частота, а на внутрішньому – розраховується режим при цій частоті. На кожній зовнішній ітерації розраховуються потужності генераторів і навантажень відповідно до їх статичних характеристик при поточному значенні частоти ω_{i+1} . Внутрішній ітераційний процес, як зазначалося, нічим не відрізняється від звичайного. В кінці визначається потужність $P_{\text{БП}}(\omega_{i+1})$ і порівнюється з відповідною потужністю $P_0(\omega_{i+1})$. Якщо небаланс цих потужностей менший від заданої точності, то на цьому розв'язання задачі закінчується. У противному випадку необхідно уточнити значення частоти і повторити розрахунок.

Нехай у деякий момент внаслідок дії ПАА відбувається відокремлення від енергосистеми деякого острова (рис. 3.6), що складається з двох енергоблоків і навантаження. В результаті виникає дефіцит потужності $80+j70$ МВА. Номінальні потужності блоків: $P_{\text{ном0}} = P_{\text{ном1}} = 200$ МВт. Статизми регулювання швидкості агрегатів: $\sigma_0 = 0.02$, $\sigma_1 = 0.04$. Активна потужність навантаження змінюється в залежності від частоти і напруги відповідно до СХН

$$P_{\text{н}} = P_{\text{н0}} (0.5f_* + 0.2f_*^2 + 0.3U_*^{1.8}).$$

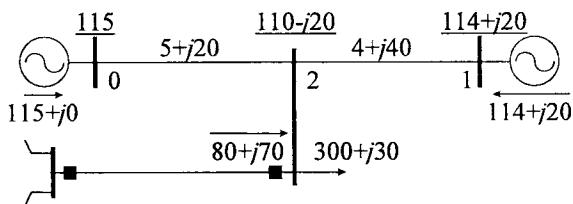


Рис. 3.6

Визначити параметри усталеного післяаварійного режиму.

Активні потужності СГ у вузлах 0 і 1:

$$P_{г0} = 115 \left(1 + \frac{50 - 50}{50 \cdot 0.02} \right) = 115, P_{г1} = 114 \left(1 + \frac{50 - 50}{50 \cdot 0.04} \right) = 114.$$

Розглядаючи вузол 0 як БП, а вузол 1 – з ФМ при $U_{зад1} = 115.7$, розраховуємо режим напруг енерговузла: $\dot{U}_1 = 115.7 \angle 3$ і $\dot{U}_2 = 95.1 \angle -20$. Активна потужність БП $P_0 = 212$. Активна потужність навантаження

$$P_n = 300 \left[0.5 \left(\frac{50}{50} \right) + 0.2 \left(\frac{50}{50} \right)^2 + 0.3 \left(\frac{95.1}{111.8} \right)^{1.8} \right] = 277.$$

Коефіцієнт навантаження $k_n = 0.5 + 2 \cdot 0.2 \frac{50}{50} = 0.9$.

Коефіцієнт резерву $\rho = \frac{200 + 200}{277} = 1.44$.

Статизм $\sigma_\Sigma = \left(\frac{200}{400 \cdot 0.02} + \frac{200}{400 \cdot 0.04} \right)^{-1} = 0.027$.

Частота $f = 50 + \frac{50 \cdot 0.027(115 - 212)}{400(1.08 + 0.9 \cdot 0.027)} = 49.8$.

Повторюємо ітераційні розрахунки (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

i	\dot{U}_1	\dot{U}_2	$P_{г0}$	$P_{г1}$	P_n	f
1	115.7 $\angle 3$	95.1 $\angle -20$	115	114	277	49.8
2	115.7 $\angle 6$	97.7 $\angle -17$	140	127	279	49.7
3	115.7 $\angle 19$	97.5 $\angle -16$	152	132	279	49.6
4	115.7 $\angle 11$	97.5 $\angle -15$	157	135	278	49.6
5	115.7 $\angle 12$	97.5 $\angle -15$	159	136	278	49.6
6	115.7 $\angle 12$	97.5 $\angle -15$	160	136	278	49.6

3.3. Моделювання лавини напруги

3.3.1. Фізична сутність процесу. Аварійний процес, у якому послідовність непередбачуваних ситуацій супроводжується нестійкістю напруги чи неприйнятно низькими рівнями напруги в значній частині енергосистеми, називається *лавиною напруги*. Лавина напруги може виявлятися по різному в залежності від конкретних параметрів електричних систем і їхніх режимів.

Лавина напруги – це процес, при протіканні якого нестійкість напруги призводить до колапсу напруги в частині системи або всій енергосистемі. В період цієї нестабільності енергосистема знаходиться в величезній небезпеці, коли диспетчер втрачає контроль над режимом напруги і поточкорозподілу. Напруга спостерігається в цьому регіоні на рівні 70-90% від норми. Система реактивного постачання вичерпана і електродвигуни можуть почати зупинятися. Якщо напруга продовжує і далі падати, починається лавина напруги і масова зупинка електродвигунів.

Іншими словами, лавина напруги настає тоді, коли недостача реактивної потужності призводить до неможливості забезпечення реактивних вимог регіону з боку навантаження. Отже, лавина напруги – це аварійний процес, в якому нестійка по напрузі система переходить в стан неконтрольованого зниження напруги в цілому регіоні або і в усій системі.

Якщо електрична система внаслідок непередбачених обставин проявляє раптове зростання споживання реактивної потужності, додаткова її потреба покривається за рахунок резервів синхронних генераторів та інших джерел. При нормальних умовах ці резерви достатні, і в системі настає новий усталений режим з нормальними рівнями напруги. Але можливе накладення декількох несприятливих обставин, що може привести до каскадного надмірного зростання дефіциту реактивної потужності і закінчитися лавиною напруги.

Для загального розгляду необхідна збурююча подія, яка б ініціювала початок процесу нестійкості напруги. Наприклад, може вимкнутися основна лінія зв'язку або потужний енергоблок. Це могло б привести до дефіциту реактивної потужності, оскільки решта ліній має взяти на себе активну і реактивну потужність, в результаті чого реактивні втрати можуть різко зрости.

Низька напруга – це результат дефіциту реактивної потужності, що веде до подальшого обважнення режиму напруги. Через якийсь

час це може викликати послаблення передавальних шляхів між областю генерації енергії і областю споживання. Настає момент, коли один із цих шляхів збурюється до такої міри, що не може більше утримувати напругу. Низька напруга не дозволяє передавати необхідну кількість реактивної потужності до регіону навантаження. Така нестабільність напруги може тривати від декілької хвилин до декількох годин.

В класичному варіанті нестабільність напруги виникає, коли енергосистема не має достатньої реактивної потужності, щоб забезпечити потреби системи і навантаження споживачів. Збурення системи створює дефіцит реактивної потужності. Чим більший дефіцит, тим більший ризик нестабільності напруги. В решті решт нестача реактивної потужності досягає точки, з якої система не може вибратися. Цей тип процесу нестабільності напруги може тривати 1-5 хв.

Короткочасна або динамічна нестабільність напруги зазвичай охоплює велику кількість асинхронних двигунів, що затормозилися і намагаються запуститися знову. Зупинка електродвигунів веде до величезного зростання споживання реактивної потужності, і це може бути причиною виникнення лавини напруги. Аварійний процес проходить дуже швидко і триває 5-50 с.

Розглянемо типовий сценарій виникнення і розвитку лавини напруги, який ґрунтується на реальних аваріях, що мали місце в багатьох енергосистемах світу.

Енергосистема з великою кількістю енергоблоків поблизу центра навантажень і великою об'ємністю електромережі попадає в ненормальні режимні умови, внаслідок чого деякі ЛЕП переобтяжуються, втрати реактивної потужності в мережі зростають і резерви реактивної потужності стають мінімальними.

Переобтяжені лінії вимикаються засобами ПАА, внаслідок чого зростає навантаження решти ліній, що залишилися в роботі. Критична напруга електропередачі, при якій починається лавина, зростає (рис. 3.7). Це приводить до подальшого зростання реактивних втрат в електричній мережі й об'ємності умов збереження балансу реактивної потужності в системі. Негайно починають вимикатися міжсистемні лінії, що викликає помітне зниження напруги в районі найближчих центрів навантаження. Це могло б до деякої міри стабілізувати ситуацію внаслідок зменшення навантаження. Але АРЗ синхронних генераторів буде намагатися

швидко відновити напругу, збільшуючи струм збудження. Одночасно зі збільшенням реактивної генерації на цьому етапі будуть зростати і втрати реактивної потужності, тому синхронні генератори почнуть один за одним виходити на граничний режим щодо струмів статора і ротора. Ситуація може ускладнюватися тимчасовим зниженням активних потужностей внаслідок падіння тиску пари в процесі регулювання частоти.

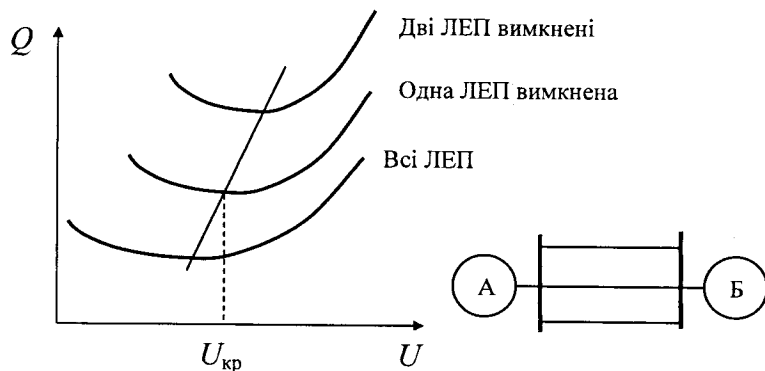


Рис. 3.7

Зниження рівня напруги в центрах навантажень може позначитися і на роботі розподільної мережі. Понижувальні трансформатори з РПН, перемикаючи відгалуження, будуть намагатися відновити напругу в розподільній мережі протягом декількох хвилин. З кожним кроком перемикання будуть збільшуватися коефіцієнти трансформації, а отже будуть зростати струми і втрати потужності, що послужить причиною подальшого спадання напруги в системі. В результаті реактивні навантаження синхронних генераторів будуть і далі зростати. Поступово генератори можуть вичерпати всі свої можливості по збільшенню реактивної потужності.

Коли синхронний генератор виходить на режим обмеження, його реактивна потужність залишається практично незмінною, а нерегульована напруга на шинах генератора починає падати. Аналогічні характеристики мають синхронні компенсатори. Шунтуючі конденсаторні батареї мають незмінну ємнісну провідність, тому вони нездатні виконувати функцію регулювання напруги в аварійному режимі. Більше того, видавана в мережу

реактивна потужність пропорційна квадрату напруги, тобто дуже швидко падає саме тоді, коли вона найбільше потрібна.

Нарешті настає момент, коли система нездатна протистояти зростаючим реактивним вимогам. Напруга не може стабілізуватися навіть на неприпустимо низькому рівні. Лавина напруги може закінчитися втратою всіх енергоблоків і розвалом системи.

Лавина напруги може виникати в системі за різних обставин. Вона може початися з незначних поступових змін, таких, наприклад, як зростання навантаження в системі, а також внаслідок великих збурень, таких як втрата енергоблока чи ЛЕП. Дуже часто лавина напруги може бути викликана системними умовами при перевантаженні ЛЕП. Якщо передача реактивної потужності із сусідніх регіонів ускладнена, будь-які зміни, що викликають додаткове споживання реактивної потужності, можуть стати причиною лавини напруги.

Порушення динамічної стійкості, коли генератори втрачають свій електромагнітний зв'язок з електричною системою, і разом з асинхронним режимом спостерігається і значне зниження напруги, також може бути причиною лавини напруги (точніше нестійкості АД). Але вона не є наслідком недостатньої реактивної потужності, а скоріше впливом фазових кутів напруги.

Таким чином, лавина напруги значною мірою залежить від режимних умов і характеристик системи. Основними чинниками, що можуть стати причиною виникнення лавини напруги, є великі електричні відстані між генераторами і споживачами, несприятливі характеристики навантажень, дія РПН в умовах низької напруги, нескоординованість дії ПАА, занадто великий обсяг використання шунтувальних конденсаторних батарей.

3.3.2. Методика моделювання процесу. Моделювання перехідного процесу зниження напруги в системі дає можливість не тільки зафіксувати факт нестійкості напруги, але і проаналізувати причини його виникнення, а також намітити план необхідних протиаварійних заходів. Однак використання звичайних методів і програм моделювання електромеханічних перехідних процесів можливе лише в деяких випадках, наприклад, для дослідження початкової стадії лавини напруги після великих збурень у системі (вимкнення ЛЕП, енергоблоків і т. д.) при швидкому порушенні стійкості напруги переобважених систем і при несприятливих характеристиках навантажень.

Основною передумовою розробки методики моделювання тривалого перехідного процесу зниження напруги в системі є неможливість порушення динамічної стійкості системи при збуреннях. Це дозволяє не розглядати взаємний рух синхронних генераторів або моделювати його спрощено. Можна, наприклад, ввести штучно збільшений коефіцієнт демпфірування коливань роторів синхронних генераторів. Такий підхід дозволяє використовувати єдину модель генератора як для моделювання електромеханічних, так і тривалих перехідних процесів зниження напруги з більшим кроком моделювання.

З іншого боку, необхідно адекватно враховувати обмеження синхронних генераторів щодо видачі реактивної потужності.

Іншою важливою передумовою є адекватне відображення реальних характеристик навантажень. Принципово важливим є необхідність урахування в моделі навантаження дискретної моделі трансформатора з РПН.

Методика моделювання лавини напруги зводиться до чисельного розв'язання на кожнім кроці перехідного процесу рівнянь синхронних генераторів, навантажень і квазістаціонарного режиму електричної мережі з урахуванням дії засобів ПАА.

Синхронні генератори можна моделювати рівняннями руху (3.2) і рівнянням Лебедева-Жданова (3.4). ЕРС збудження може визначатися за формулою

$$E_{qe} = E_{qe0} (1 + u_p) \quad (3.13)$$

де

$$u_p = k_U (U - U_0) + k_I (I - I_{\max}) \quad (3.14)$$

– напруга на виході регулятора збудження, причому $u_p^{\min} \leq u_p \leq u_p^{\max}$; k_U, k_I – коефіцієнти АРЗ по напрузі і струму статора; I_{\max} – максимально допустимий струм статора.

Якщо $I > I_{\max}$, то приймається $I = I_{\max}$ і канал регулювання збудження по струму статора блокується. Якщо $I < I_{\max}$, то приймається $U = U_0$, що відповідає блокуванню каналу регулювання напруги при обмеженні струму статора.

Навантаження слід моделювати схемою заміщення у вигляді еквівалентного АД і статичного навантаження з незмінною провідністю. Понижувальний трансформатор з РПН може бути представлений логічною моделлю. Якщо напруга на низькій стороні

трансформатора відрізняється протягом деякого відрізка часу від заданої уставки на величину, що перевищує зону нечутливості регулятора ε , тобто $|U_{\text{уст}} - U| > \varepsilon$, виконується зміна коефіцієнта трансформації на один крок у потрібному напрямку. Процес перемикань обмежений верхньою і нижньою границями коефіцієнта трансформації. Функція РПН може блокуватися дією спеціальної ПАА при аварійному зниженні напруги або диспетчером.

Електрична мережа на кожному кроці перехідного процесу може бути представлена системою лінійних алгебраїчних рівнянь. Якщо вважати, що в кожному вузлі ввімкнені крім гілок електричної мережі також синхронні генератори, навантаження і батареї шунтувальних конденсаторів, система вузлових рівнянь набуває вигляду

$$\dot{y}_{ss}\ddot{U}_s - \sum_{f \in s} \dot{y}_{sf}\dot{U}_f = \frac{E'_{qs}(\cos \delta_s + j \sin \delta_s)}{jx'_{ds}} + \dot{I}_{cs} - \dot{I}_{ns} = \dot{J}_s, \quad s=1,2,\dots,m, \quad (3.15)$$

де \dot{I}_{cs} , \dot{I}_{ns} , \dot{J}_s – відповідно струми ємності, навантаження і загальний струм вузла s .

В матричній формі система вузлових рівнянь режиму має вигляд

$$\dot{Y}\dot{U} = \dot{J}. \quad (3.16)$$

Розв'язання системи (3.16) виконується, як і при аналізі електро-механічних перехідних процесів, методом подвійної факторизації.

Модель ПАА, як зазначалося, складається з умов і дій. Умови спрацьовування ПАА визначаються перевіркою співвідношень між параметрами режиму (напруга вузла, струм, потужність лінії, фазовий кут, різниця фазових кутів і ін.) і їхніми уставками. В задачі моделювання лавини напруги діями можуть бути зміна опору вітки чи провідності шунта, потужності навантаження чи генерації у вузлі, блокування дії РПН, програмне керування ЕРС тощо.

Як приклад розглянемо район енергосистеми (рис. 3.8). При $t=0$ відбувається вимкнення однієї з ліній Л01. Результати розрахунків показані на рис. 3.9. Як видно з графіків перехідного процесу, після сьомого кроку зміни коефіцієнтів трансформації починається лавиноподібний спад напруги, що є наслідком збільшення струму в мережі 110 кВ при зменшенні коефіцієнтів трансформації понижувальних трансформаторів. Якщо заблокувати дію РПН в аварійному режимі, лавини напруги в системі не спостерігається.

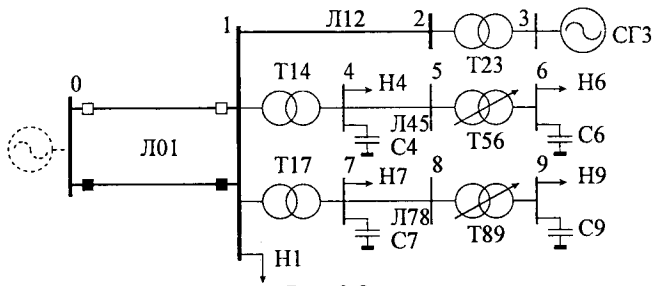


Рис. 3.8

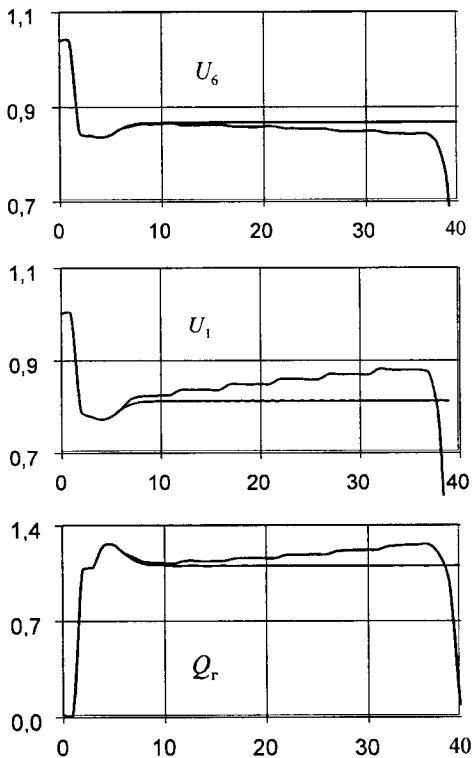


Рис. 3.9

3.3.3. Дії диспетчера. Важливою функцією диспетчера є реагування на незвичайну ситуацію від моменту, коли вона сталася, і до моменту, коли вона ліквідована або стає неконтрольованою. Тобто, реакція диспетчера обмежується тривалістю сценарію

нестабільності напруги. Перехідний процес лавини напруги відбувається досить швидко для можливих дій диспетчера системи. Класична лавина напруги зазвичай триває декілька хвилин і має бути ліквідована дуже швидко.

Розглянемо прояви відхилень режиму, які можуть вказувати на очікувану нестабільність напруги.

1. Рівень напруги в системі незвичайно низький. Це може бути через надмірне навантаження або зростання потужності передачі. Рівні напруги можуть бути тривалий час контрольованими. Якщо проблема падіння напруги може бути завчасно скорегована, нестабільності напруги можна уникнути.

2. Незвичайна величина і напрям реактивного потоку. Якщо незвичайно велика реактивна потужність спрямована до одного регіону системи, це може бути ознакою очікуваної нестабільності напруги в регіоні. Але, нажаль, трапляються випадки, коли диспетчер, помітивши відхилення, вже не встигає щось вдіяти.

3. Важке реактивне навантаження ключових генераторів в регіоні системи. Якщо генератор досягає ліміту реактивної потужності, він нездатен покривати зростаючі вимоги. Треба уникати входження генератора в область важких навантажень з низьким динамічним резервом реактивної потужності.

4. Неможливість регульованих трансформаторів реагувати на зміну напруги. Це може вказувати на недостачу реактивної потужності в регіоні.

Найкраща відповідь на зниження напруги є попередження її нестабільності, якщо це можливо. Ключові положення відповіді диспетчера на подібні виклики системи залежать від типу нестабільності напруги: тривала, класична чи динамічна.

Найбільш складна і небезпечна – *довготривала нестабільність напруги*. Ресурси генерації часто віддалені від основних центрів навантаження і зв'язані потужними системами електропередачі. Зазвичай електростанції мають достатні динамічні резерви реактивної потужності, для того щоб протистояти величезним втратам, зв'язаним з перевантаженням довгих передавальних систем. Для захисту від довготривалої нестабільності напруги можуть бути вжиті наступні заходи.

1. Застрахуватися, щоб електростанції з боку передачі мали достатні реактивні резерви для підтримки навантаження і передавальної системи. Ці динамічні резерви повинні відповідати

вимогам найважчого періоду навантаження як в нормальних, так і в випадкових умовах.

2. Всі наявні джерела реактивної потужності на прийнятному боці, такі як шунтувальні батареї конденсаторів, мають бути у ввімкненому стані. Шунтувальні реактори повинні бути виведені з роботи.

3. Якщо є поздовжні компенсаційні конденсатори, які знижують реактивності ліній, вони мають бути ввімкнені. Вони зменшують реактивні втрати в передавальній системі.

4. Якщо напруги низькі в системі електропередачі, пам'ятайте відоме правило: уникати використання РПН. Операції РПН можуть призвести до нестабільності напруги. Навантаження зазвичай зменшується при зменшенні напруги. При перемиканні контактів РПН напруга на низькій стороні залишається незмінною, отже залишається незмінним і навантаження, і це пригнічує напругу на високій стороні і збільшує шанс виникнення лавини напруги.

5. Як останньої соломинки для спасіння диспетчер повинен триматися можливості ручного зниження навантаження. Якщо всі можливості контролю над стабільністю напруги вичерпані, то краще вже втратити якусь частину навантаження в контрольований спосіб, ніж дозволити початися лавині напруги в енергосистемі в неконтрольований спосіб.

Енергосистеми повинні мати автоматичне розвантаження по напрузі, релейний захист від тривалого зниження напруги в небезпечний період. Критично важливо, щоб ця автоматика була готова в будь-який період року за умов виникнення можливості лавини напруги в системі.

Класична нестабільність напруги є наслідком збурень системи (наприклад, вимкнення ЛЕП, рис 3.8). В результаті збурення виникає недостача реактивної потужності для забезпечення вимог системи і навантаження споживачів. Рішення просте – постачати більше реактивної потужності туди, де вона потрібна. Засоби досягнення цього можуть бути різні. Диспетчер, якщо він має час, може діяти наступним чином.

1. Підтримати ліміти електропередачі. Якщо назрівають умови виникнення нестабільності напруги, розглянути можливості розвантаження електропередачі для обмеження реактивних втрат.

2. Застрахуватися введенням в роботу всіх наявних джерел реактивної потужності.

3. Застрахуватися якомога більшими динамічними резервами реактивної потужності на випадок будь-яких непередбачуваних обставин. Обсяг динамічних резервів зазвичай визначається розрахунками при плануванні режимів. Диспетчер має бути впевнений, що ці резерви дійсно є в наявності.

4. Упевнитись (проконтролювати лишній раз), що оперативний персонал підприємств електромережі забезпечений необхідною генерацією реактивної потужності.

5. Генератори регіону, які в подібних ситуаціях функціонують поза межами економічних факторів, можуть бути також призначені для збільшення резервів реактивної потужності.

6. Перерозподілити генерацію таким чином, щоб розвантажити проблемні лінії.

7. Розглянути доцільність блокування РПН, щоб убезпечитися від подальшого падіння напруги на високій стороні електропередачі.

8. Запросити реактивної підтримки від сусідніх енергосистем, які можуть підвищити напругу в спільних вузлах.

9. Як остання можливість може розглядатися обмеження навантаження. Також необхідно упевнитись, що АРН, якщо вона існує в регіоні, знаходиться в діючому стані.

Динамічна нестійкість напруги – подія, з точки зору можливостей диспетчера енергосистеми, дуже швидка. Диспетчер практично нічого не може вдіяти для запобігання нестійкості асинхронних двигунів. Одне лише – бути певним, що захисні системи на місці і працюють відповідним чином. Робота енергетичного вузла може бути швидко відновлена, якщо своєчасно встановлена причина порушення.

Розглянуті три типи нестійкості напруги не є незалежними одна від одної. Багато подій, що трапляються протягом довготривалої нестабільності напруги, можуть мати місце і при класичній нестійкості. Більше того, один тип може переходити в інший. Наприклад, довготривала нестабільність може раптом закінчитися прискоренням подій і динамічною нестійкістю напруги.

3.4. Попередження і ліквідація аварійних режимів

3.4.1. Загальна характеристика аварійних режимів. Сукупність процесів, що відбуваються в енергосистемі, або стан енергосистеми в будь-який момент часу протягом певного інтервалу

називається режимом енергосистеми. Режим енергосистеми залежить від схеми з'єднань і характеризується параметрами режиму, такими як частота, напруга, потужність тощо. Режими бувають усталені і перехідні, нормальні, аварійні і після-аварійні. На рис. 1.2 показані основні види режимів і їх взаємозв'язок.

Нормальний режим можна назвати усталеним лише умовно, оскільки система знаходиться під безперервним потоком малих збурень. Тому нормальні перехідні процеси відбуваються в системі кожної миті. Причиною їх виникнення є, перш за все, зміна навантаження. Нормальні перехідні процеси виникають і при повсякчасних операціях персоналу: ввімкнення і вимкнення ЛЕП, трансформаторів, генераторів тощо.

Аварійні перехідні процеси (електромагнітні, електромеханічні і тривалі) відбуваються внаслідок суттєвих змін параметрів режиму при к. з., аварійних вимкненнях блоків електростанцій, потужних ЛЕП тощо. Процес порушення нормального режиму може бути багатограним і непередбачуваним. Серед першопричин порушення нормального режиму можна назвати також неправильну дію РЗ і ПАА, порушення балансу потужностей в енергосистемі, перевантаження обладнання, порушення синхронної роботи в частині енергосистеми і відокремлення дефіцитних чи надлишкових районів тощо.

Перехідні процеси, що супроводжують аварії, можна розділити на короткотривалі (електромеханічні) і довготривалі. Короткотривалі перехідні процеси тривалістю декілька секунд супроводжуються паралельним протіканням електромагнітних перехідних процесів. Довготривалі перехідні процеси обумовлені виникненням дефіциту або надлишку потужності. Вони супроводжуються тривалими змінами основних параметрів системи: частоти, напруги, перетоків активної і реактивної потужності. Тривалість таких процесів може досягати кількох десятків хвилин.

Керування електромеханічними процесами покладається на пристрої ПАА. Диспетчерський персонал системи не втручається в роботу цих пристроїв і чекає, поки вони не закінчать спрацювання. До складу цих пристроїв відносяться: РЗ, АПВ, АВР, автоматика керування активною потужністю для запобігання порушенню стійкості, розвантаження електростанцій, завантаження агрегатів, САОН, АПАХ, АІАР, АЧР, аварійне розвантаження по напрузі, обмеження підвищення напруги і частоти тощо.

Якщо перехідні процеси зміни параметрів режиму досить повільні (хвилини і десятки хвилин), то керування енергосистемою по введенню параметрів режиму в допустимі межі може здійснюватися оперативно-диспетчерським персоналом.

По закінченні спрацювання всіх пристроїв РЗ і ПАА і затуханні довготривалих перехідних процесів настає після-аварійний усталений режим, в якому ліквідація наслідків аварії покладається на оперативно-диспетчерський персонал енергосистеми. Після-аварійний усталений режим також багатогранний. Це може бути аварійне зниження чи підвищення частоти або напруги; перевантаження ЛЕП, трансформаторів чи автотрансформаторів; погашення електростанцій, порушення стійкості, асинхронний режим, аварійне розділення енергосистеми на частини, погашення всієї енергосистеми чи району тощо.

Початком аварійного режиму може бути просто к. з. або складне збурення у вигляді пошкодження декількох ліній в результаті сильного снігопаду, ожеледі або стихійного лиха. Це може бути також втрата генерованої потужності або ЛЕП в результаті пошкодження обладнання чи неправильної дії РЗ і ПАА або помилок персоналу. Ліквідація цих початкових збурень може бути неуспішною, може мати місце накладання обставин, і тоді відбувається порушення стійкості або перевантаження елементів.

Перевантаження ліній і втрата стійкості може привести до подальшого розвитку аварійного процесу: поділу системи, втрати значної генерованої потужності або знеструмлення значної частини споживачів. Якщо аварійна ситуація супроводжується виникненням дефіциту реактивної потужності і зниженням напруги, це значно ускладнює наслідки як для всієї енергосистеми, так і для окремих споживачів.

3.4.2. Керування частотою. Як зазначалося, нормальний усталений режим характеризується збереженням балансу активних потужностей в енергосистемі: надходження, споживання і втрат. На рис. 3.10 показані статичні характеристики генерації і навантаження системи. В нормальному усталеному режимі (крива $P_{Г0}$) частота в системі становить f_0 , яка визначається точкою перетину характеристик $P_{Г0}$ і $P_{Н}$. В усталеному режимі частота в об'єднаній енергосистемі визначається роботою паралельно працюючих енергосистем і узгодженими сальдо перетоками міжсистемних зв'язків. Але в аварійній ситуації, що супроводжується дефіцитом

активної потужності (крива $P_{г1}$), має місце аварійне зниження частоти до f_1 .

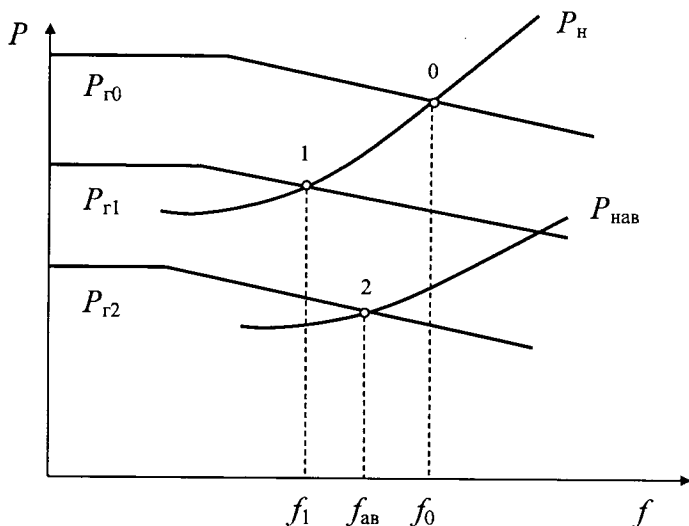


Рис. 3.10

Основною причиною аварійного зниження частоти є втрата частини генерації, відокремлення частини енергосистеми з дефіцитом генерованої потужності через аварійне вимкнення ЛЕП, порушення статичної стійкості електростанції з наступним вимкненням ЛЕП і генератора. Зміна частоти при виникненні небалансу потужності визначається диференціальним рівнянням

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_{г} - P_{н}}{T_j},$$

де T_j – стала механічної інерції системи.

Якщо дефіцит потужності в системі занадто великий, (крива $P_{г2}$), характеристика $P_{г2}$ не перетинає характеристику $P_{н}$, і зниження частоти має лавинopodobний характер (рис. 3.11).

Тривалі режими з частотою вищою або нижчою номінального рівня можуть призвести до пошкодження обладнання системи. Найбільш серйозні наслідки можуть трапитися при підвищенні частоти до певного рівня стосовно парових турбін. Якщо хоча б одна лопать турбіни пошкоджена, це приводить до виходу з ладу

всієї турбіни. Причина пошкодження полягає в резонансних явищах. Будь-яка механічна система має певну натуральну частоту коливань, і якщо зовнішні збурення досягають частоти, що наближається до натуральної, починають діяти резонансні явища, які приводять до пошкодження механічної системи.

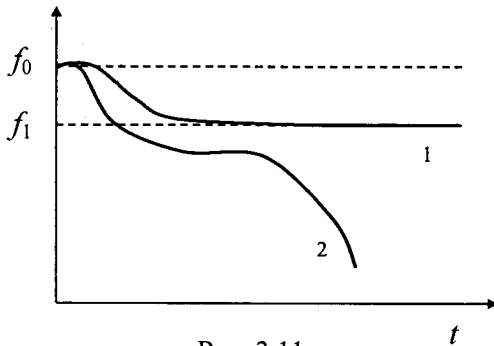


Рис. 3.11

Тому парові турбіни часто мають релейний захист від зниження чи підвищення частоти, який працює на вимкнення енергоблоку при досягненні відповідної вставки по частоті. Гідравлічні і газові турбіни менше чутливі до резонансних явищ, ніж парові.

Більшість обладнання не дуже сильно залежить від низького рівня ненормальної частоти. Але для деяких видів обладнання тривале і глибоке зниження частоти може мати дуже серйозні наслідки. Це двигуни, швидкість обертання яких дуже сильно залежать від частоти. Якщо частота падає, і момент на валу теж падає. Це може мати негативні наслідки, якщо двигуни використовуються для приведення в дію відповідальні механізми.

Робота енергосистеми при зниженій частоті особливо негативно впливає на роботу механізмів власних потреб електростанцій: підготовки і подачі палива, живлення котлоагрегатів водою, забезпечення процесів горіння палива в топках, видалення димових газів (димососи) та ін. Значне зменшення продуктивності власних потреб веде до ще більшого дефіциту активної потужності в енергосистемі. Зниження частоти в системі до 46 Гц може викликати тяжку аварію, лавину частоти, з повним погашенням всіх електростанцій і споживачів на величезних територіях. Відновлення системи потребує подачі автономного живлення, що являє собою дуже складну задачу і вимагає багато часу (години і десятки годин).

Тому єдиним можливим виходом для збереження системи і утримання частоти на безпечному рівні є зниження навантаження споживачів електроенергії, тобто перехід від характеристики P_n до характеристики $P_{\text{нав}}$ (рис. 3.10). В такому випадку характеристика генерації має точку перетину з характеристикою навантаження в точці 2, і існує баланс потужностей при аварійному усталеному значенні частоти $f_{\text{ав}}$.

У великих енергетичних об'єднаннях виникнення значного небалансу потужності малоімовірно, для цього потрібно дуже велике порушення. Отже, малоімовірно і спрацювання захисту від зниження частоти. В відокремленій частині системи швидше може бути досягнутий такий небаланс, при якому матиме місце значне відхилення частоти.

Об'єднана енергосистема працює з однаковою частотою, але вона не є однорідна. Деякі області системи більш тісно пов'язані між собою, інші – менше. Коли в системі трапляються важкі порушення, деякі зв'язки можуть стати перевантажені і виведені з роботи, в результаті чого відбувається розділення системи. Частина системи (острів) відокремлюється, і в відокремленій частині спостерігається значне відхилення частоти. В залежності від розміру острова відхилення частоти може досягати 2-3 Гц. Частота зростає чи падає доти, поки не встановиться баланс між генерацією і навантаженням.

В дію вступають АРШ блоків. Це може вирішити або і не вирішити проблему, якщо АРШ вичерпають свої можливості. Якщо частота зростає занадто високо, реле захисту від перевищення частоти може вимкнути генератор, що веде до втрати генерації. Процес аварійного зниження частоти протікає досить швидко, і диспетчер енергосистеми не встигає втрутитися в хід його розвитку. Якщо частота падає занадто низько і не вдаватися до рішучих заходів, може початися лавина частоти. Такими рішучими заходами є включення в дію спеціальної автоматики.

Для запобігання і обмеження розвитку аварії зі зниженням частоти в енергосистемі використовуються комплекти спеціальних засобів ПАА, одним з яких є АЧР, що забезпечує вимкнення частини менш відповідальних споживачів для збереження в роботі електростанцій і гарантування електропостачання відповідальних споживачів. Збереження в роботі електростанцій дає можливість

досить швидко відновити живлення всіх споживачів після ліквідації аварійної ситуації.

АЧР – це спеціальна програма захисту енергосистеми шляхом автоматичного вимкнення споживачів при досягненні певних уставок. Чим більш потужний енергетичний район захисту, тим вищі уставки, з яких починає свою роботу АЧР. АЧР має декілька категорій:

- АЧР-I – швидкодіюча автоматика, яка має різні вставки по частоті і мінімальну витримку часу і призначена для припинення зниження частоти після виникнення дефіциту активної потужності;
- АЧР-II – повільно діюча автоматика з уставками близькими по частоті і різними затримками в часі, яка призначена для відновлення частоти до рівня, допустимого з точки зору неможливості розвитку аварійного процесу;
- додаткові і спеціальні категорії АЧР, що діють при дуже великих дефіцитах активної потужності з метою прискорення і збільшення обсягу вимкнення навантаження.

Реле захисту від зниження частоти може бути встановлене і на ЛЕП. Функція цих захисних пристроїв полягає у вимкненні ліній після великих порушень частоти і відокремлення від енергосистеми з метою зменшення дефіциту потужності.

Після спрацювання АЧР і регулюючих дій АРШ частота повертається до свого нормального значення. Для відновлення навантаження використовується спеціальна автоматика частотного автоматичного повторного ввімкнення (ЧАПВ), але вона не повинна вмикати навантаження раніше, ніж пройде певний час.

В малих відокремлених енергетичних вузлах частота може змінюватися так швидко, що АЧР-I не може гарантувати збереження ситуації під контролем. Тому в деяких випадках доводиться використовувати реле, які реагують на швидкість зміни частоти. Цей тип реле дуже швидко вимикає частину навантаження і призупиняє швидке падіння частоти.

Може виникати ситуація, коли після спрацювання АЧР частота продовжує падати або заморожена на низькому рівні. Це може негативно вплинути на стійкість лопатей турбін низького тиску. Тому деякі парові турбогенератори використовують захист і від низької частоти. В такому разі необхідна координація роботи даного виду автоматики з роботою АЧР. Для цього необхідно координувати затримку в часі спрацювання цих пристроїв. Дуже часто

трапляються випадки некоординованої дії, і автоматика вимкнення генератора при зниженні частоти спрацьовує раніше, ніж АЧР, яка в такому випадку стає практично непотрібною.

Дуже часто в енергосистемах широко використовуються конденсаторні батареї для керування напругою. Може виникнути необхідність координації дії АЧР з діючим реактивним обладнанням з метою попередження можливої перенапруги в системі внаслідок дії АЧР.

3.4.3. Керування напругою. Рівні напруги в електромережі пов'язані з балансом реактивної потужності в системі. Основу навантажень промислових споживачів становлять асинхронні двигуни (АД). Розглянемо схему заміщення АД (рис. 3.12).

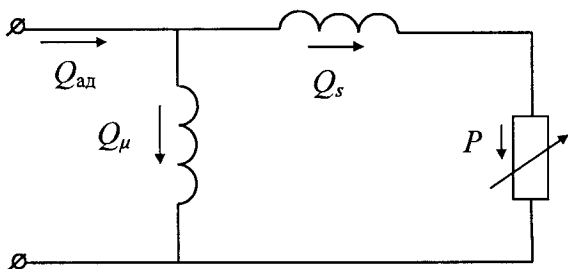


Рис. 3.12

Загальна реактивна потужність АД складається з потужності розсіювання Q_s і потужності намагнічування Q_μ (рис. 3.13).

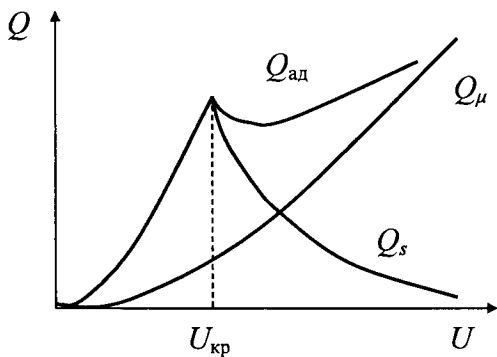


Рис. 3.13

Критична напруга $U_{кр}$ – це мінімальний рівень напруги, допустимий відносно умови збереження стійкості роботи АД чи всього вузла навантаження. До складу комплексного вузла навантаження входять ще СД і статичні споживачі (освітлення, нагрівачі тощо), але АД зазвичай переважають.

На рис. 3.14 показана загальна статична характеристика навантаження Q_H .

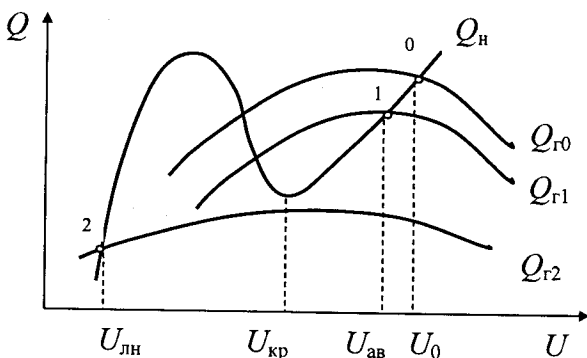


Рис. 3.14

Зі зменшенням напруги Q_H спочатку зменшується. Після досягнення $U_{кр}$ вона починає зростати, досягаючи свого максимуму (зупинка АД), і далі знову падає внаслідок самостійного відпадання контактів магнітних пускачів при низькій напрузі.

Статична характеристика генератора зовсім інша. Спочатку $Q_{Г0}$ зі зменшенням напруги зростає в результаті дії АРЗ. При подальшому падінні напруги струм збудження досягає максимального значення і реактивна потужність починає падати. В нормальному режимі характеристики генерації і навантаження перетинаються в точці 0 при напрузі U_0 . В аварійному режимі частина генерації відпадає, і система переходить на характеристику $Q_{Г1}$. Точка перетину характеристик 1 в аварійному режимі відповідає зниженню напруги до $U_{ав}$.

Якщо аварійна ситуація розвивається далі, і система переходить на характеристику $Q_{Г2}$, яка не перетинає характеристику навантаження, то в системі починається лавина напруги, яка закінчується повним знеструмленням всього енергетичного району. Реактивна генерація і напруга падають до 0 або встановлюється

дуже низький рівень напруги $U_{\text{ли}}$ в точці 2 після зупинки АД і самостійного відпадиння магнітних пускачів.

Одночасно з лавиною напруги може відбуватися і лавина частоти при аварійному розділенні енергосистеми. Головна небезпека супроводжуючої лавини напруги полягає в тому, що значне зниження напруги може викликати відмову пристроїв АЧР і призвести до порушення стійкості споживачів власних потреб електростанцій. Відмова АЧР і погашення електростанції веде до тяжких наслідків розвитку аварії. Якщо АЧР працює успішно, в системі ліквідується дефіцит як активної, так і реактивної потужності.

Зазвичай лавина напруги виникає при незначних відхиленнях частоти від номінального значення. Першопричиною виникнення лавини напруги є аварійне вимкнення основних ЛЕП, що живлять дефіцитну частину енергосистеми. При цьому напруга у споживачів може знизитися до значень, при яких може початися порушення стійкості АД. Якщо на трансформаторах встановлені РПН, які намагаються втримувати напругу, то це може за певних умов привести до погіршення ситуації, оскільки перешкоджає зменшенню навантаження при зменшенні напруги. В подібних випадках краще заблокувати роботу РПН при зменшенні напруги.

Фактором, що сприяє розвитку лавини напруги у вузлі навантаження, є також занадто велика потужність конденсаторних батарей, які в більшості випадків підвищують критичну напругу. В результаті зазначених обставин для розвитку лавини напруги буває достатньо і невеликого доаварійного зниження напруги.

Важливу роль в запобіганні лавини напруги відіграє також форсування збудження синхронних машин, яке дає можливість різкого підвищення напруги на шинах генераторів, а отже і по всій електромережі. Якщо все це не дає суттєвого підвищення напруги у віддалених точках електромережі, де створюються умови виникнення лавини напруги, то єдиним шляхом попередження небезпечного розвитку подій може бути лише вимкнення частини споживачів.

Оскільки процеси зниження напруги протікають зазвичай дуже швидко, диспетчер практично не встигає запобігти порушенню стійкості навантаження. Тому функція запобігання глибокому зниженню напруги покладається на автоматику розвантаження по напрузі, яка діє аналогічно АЧР.

Для складних енергосистем границя стійкості окремих ЛЕП недостатньо характеризує стійкість всієї системи. Тому для таких систем характеристикою пропускної спроможності є границя стійкості по перетину, тобто по всім ЛЕП, що зв'язують дві частини системи. Границя стійкості перетину завжди менша, ніж сума границь всіх складових ЛЕП перетину. Місця, в яких можливі найбільш часті порушення стійкості, називаються небезпечними перетинами.

3.4.4. Асинхронні режими і ресинхронізація. Асинхронні режими дуже небезпечні для енергосистем. Вони супроводжуються значними коливаннями параметрів режиму і глибоким зниженням напруги, особливо поблизу електричного центру коливань. Асинхронні режими нормально ліквідуються пристроями АЛАР і АПАХ. Якщо з якихось причин автоматика не спрацьовує, диспетчер повинен втрутитися і ліквідувати асинхронний режим, вимкнувши СГ, що вийшли з синхронізму, розділивши енергосистему або виконавши ресинхронізацію частин енергосистеми, що вийшли з синхронізму.

Необхідною умовою ресинхронізації є нульове значення ковзання генератора, синхронний момент має бути більший за момент турбіни. Диспетчер на основі показань ТВ і ТС, а також інформації від оперативного персоналу повинен визначити межу між асинхронно працюючими частинами системи. Після цього він дає розпорядження електростанціям, що знаходяться в частині системи з підвищеною частотою, швидко знизити навантаження СГ до зникнення коливань і зменшити напругу. Решта електростанцій, що знаходяться в частині системи зі зниженою частотою, повинна швидко набрати навантаження СГ і підняти напругу.

Асинхронний хід може бути ліквідований засобами автоматики, і якщо частота відхиляється від номінальної, диспетчер повинен вжити заходів для негайного відновлення нормального значення частоти. Якщо на електростанціях відсутні резерви і частота в системі нижча за 49 Гц, диспетчер повинен відновити частоту в системі за рахунок виконання графіку аварійного вимкнення споживачів. Якщо вжиті заходи не привели до відновлення синхронізму протягом 2-3 хвилин, і асинхронний режим триває далі, диспетчер зобов'язаний дати команду на розділення асинхронно працюючих частин енергосистеми. Поділ енергосистеми виконується зазвичай в місцях установки АЛАР. Диспетчер приймає

рішення з огляду на аварійне вимкнення, місце знаходження центру коливань і мінімізацію можливого небалансу потужностей в окремих частинах енергосистеми.

При виникненні в енергосистемі коливань струму, потужності і напруги диспетчер повинен уміти відрізнити синхронні коливання від асинхронного режиму. При синхронних коливаннях потужності ЛЕП зазвичай не змінюють свій знак і мають деяке незмінне середнє значення. При синхронних коливаннях не спостерігається тривалої різниці частот в різних районах енергосистеми. Інші режимні параметри також коливаються навколо своїх середніх значень, близьких до нормальних. Нарешті, синхронні коливання поступово згасають. В асинхронному режимі – все навпаки.

Розділення енергосистеми на частини може бути внаслідок аварійного вимкнення ЛЕП або автотрансформаторів, спрацювання АПАХ, дій персоналу при ліквідації асинхронного режиму, втрати значної генерації при перевантаженні і вимкненні ЛЕП, комутаційних змін в схемі, неправильних дій оперативного чи ремонтного персоналу, неправильної роботи засобів ПАА і т. д.

При розділенні енергосистеми на частини диспетчер перш за все повинен на основі показань приладів, ТВ і ТС, повідомлень з місць, роботи ПАА виявити характер аварії і причини її виникнення, встановити, які несинхронні частини відокремилися, визначити межі поділу, а також значення частоти і напруги в окремих частинах енергосистеми. Одночасно треба в'яснити стан і завантаження міжсистемних і внутрішніх контрольованих зв'язків. Коли границі поділу встановлені, диспетчер дає розпорядження про регулювання частоти в кожній відокремленій частині відповідному диспетчеру або приймає регулювання на себе.

При розділенні енергосистеми на частини виникає небаланс генерованої потужності і навантаження в окремих частинах: в одній частині генерація більша за навантаження, в іншій – навпаки, і частота в ній почне падати. Проте, диспетчер має знати, що навіть якщо в перший момент і не спостерігається значний небаланс потужності і відхилення частоти чи не виникає перевантаження обладнання, то з часом, і те може трапитися дуже швидко, обставини можуть змінитися.

3.4.5. Дії диспетчера. При виникненні аварійної ситуації диспетчер повинен розпізнати її і оцінити наслідки. Він має в'яснити, яке обладнання виведене з роботи, які частини

енергосистеми знеструмлені, визначити місце, характер і обсяг пошкоджень, яка небезпека для персоналу і обладнання, чи є погашені електростанції, в якій мірі порушене електропостачання споживачів і т. д.

Для початку потрібно проаналізувати показники приладів, сигналізацію про спрацювання РЗ і ПАА, інформацію ОІК, повідомлення оперативного персоналу. Практика оперативної роботи показує, що без логічного аналізу ситуації неможливе глибоке розуміння аварії і пошук шляхів її негайної ліквідації. Від того, як глибоко проаналізував диспетчер ситуацію, як йому вдалося відтворити в уяві дійсну картину процесів, залежить успіх ліквідації наслідків аварії.

Наступним кроком, а можливо і водночас з розпізнаванням аварії, – бо часу нема на детальні розмірковування, – є негайне вжиття заходів щодо усунення небезпеки для персоналу і обладнання. Після цього диспетчер накреслює план дій з ліквідації аварії і якнайшвидшого відновлення електропостачання споживачів. Якість цього плану в умовах дефіциту часу є показником професіоналізму і підготовленості диспетчера.

Подальші його зусилля повинні бути направлені на попередження можливості подальшого розвитку аварії на основі запланованих ним дій, які мають забезпечити мінімальні, по можливості, збитки для енергосистеми. Проте вимоги економічності і якості режиму мають бути вторинними по відношенню до вимог безпеки, надійності і живучості енергосистеми.

Для попередження розвитку аварії необхідно перш за все відновити допустиму частоту і напругу в енергосистемі, ліквідувати небезпеку перевантаження електрообладнання, ввести в роботу генератори і транзитні лінії. У диспетчера є багато можливостей для виконання керуючих дій в кожній конкретній ситуації (треба лише вміти їх бачити), але передбачити все спочатку дуже важко. Це можуть бути такі дії як:

- подача напруги на власні потреби генераторів електростанцій,
- введення в роботу і завантаження резервних генераторів і, при необхідності, здійснення допустимих перевантажень агрегатів при значному зниженні частоти;
- відокремлення генератора чи електростанції з власними потребами і збалансованим навантаженням від енергосистеми при

загрозливому зниженні частоти і відмові автоматики частотного поділу (АЧП),

- використання всіх резервів реактивної потужності генераторів і інших джерел для відновлення допустимого рівня напруги,
- зниження генерації активної потужності чи навіть вимкнення частини генераторів при загрозливому підвищенні частоти,
- синхронізація з енергосистемою вимкнених при аварії генераторів,
- призначення частотно-регульовальних електростанцій у відокремлених районах,
- переведення генераторів і СК в режим недостатнього збудження (споживання реактивної потужності) при збільшенні напруги більше допустимих значень.

При відокремленні енергосистеми чи енергетичного району диспетчер об'єднання повинен негайно розпочати заходи по відновленню частоти і призначити електростанцію, що регулює частоту. Серед основних дій диспетчера, направлених на підвищення частоти, можна назвати наступне:

- ввести в дію резервні гідрогенератори;
- перевести СГ, що працюють в режимі СК, в режим видачі активної потужності;
- використати агрегати ГАЕС для видачі активної потужності;
- використати можливості дозволеного аварійного перевантаження генераторів електростанцій;
- затримати виведення в ремонт чи резерв агрегатів електростанцій;
- задіяти гарячий резерв турбогенераторів і котлоагрегатів ТЕС;
- підвищити навантаження ТЕЦ за рахунок температури гарячої води централізованого опалення і водопостачання;
- знизити електричне споживання шляхом зниження напруги;
- обмежити частину споживачів шляхом екстреного та аварійного вимкнення.

Слід пам'ятати, що раптове зниження частоти до рівня менше, ніж 48 Гц може супроводжуватися глибоким зниженням напруги, і може скластися ситуація, коли не можливе спрацювання АЧР і, як результат, ще більш глибоке зниження частоти і напруги, порушення роботи систем власних потреб електростанцій і погашення всієї системи чи району. В такій аварійній ситуації диспетчеру необхідно якомога швидше вимкнути оперативну частину споживачів.

При ліквідації аварії з глибоким зниженням частоти диспетчер енергосистеми має пам'ятати, що в діапазоні 48-46 Гц відбувається автоматичний частотний поділ (АЧП) електростанції з виділенням деяких генераторів чи електростанції на ізолювану від системи роботу з власними потребами і частиною навантаження. При виведеному з роботи АЧП чи за його відсутності персонал електростанції має вручну виконати цей поділ при зниженні частоти до 47-46 Гц. Виділення власних потреб електростанції на несинхронне живлення зазвичай пов'язане зі збільшенням дефіциту активної і реактивної потужності в енергосистемі і погіршенням умов ліквідації аварії.

Частота відновлюється до рівня 48.6-49.2 Гц. При автоматичному збільшенні генерації в результаті дії АРШ диспетчер і персонал електростанцій зобов'язані вжити заходів щодо підтримки допустимої потужності шляхом регулювання параметрів котлоагрегатів. Диспетчер повинен розпочати дії по мобілізації резервних потужностей, якщо це не приводить до перевантаження міжсистемних і транзитних ЛЕП.

При виникненні аварійного надлишку генерації частота в системі підвищується, що може мати не менш тяжкі наслідки, ніж зниження частоти. Найбільшої небезпеки від підвищення частоти зазнають лопаті парових турбін. У відокремлених частинах системи при надлишку генерації можна спостерігати дуже швидке і значне підвищення частоти. Причиною цього є повільна дія АРШ турбін, неефективне регулювання деяких типів АРШ. При частоті 55 Гц спрацьовує автомат безпеки парової турбіни, виводячи СГ з роботи. Для попередження значного підвищення частоти використовують автоматику обмеження частоти (АОЧ). При успішній роботі АРШ і АОЧ частота стабілізується на рівні 51-52 Гц.

Для зниження частоти і успішної синхронізації відокремленого району з енергосистемою диспетчер вдається до наступних заходів:

- розвантаження електростанції,
- переведення агрегатів ГАЕС в рушійний режим,
- виведення частини генераторів електростанції з роботи,
- підвищення напруги в споживачів з метою збільшення активного навантаження.

У випадку значного зниження напруги до аварійно небезпечного рівня диспетчер енергосистеми повинен:

- збільшити навантаження СГ і СК по реактивній потужності, навіть за рахунок їх аварійного перевантаження;
- ввімкнути БСК і вимкнути шунтувальні реактори,
- увімкнути резервні ЛЕП,
- виконувати відповідні керуючі дії відносно трансформаторів з РПН, зниження перетоків ЛЕП, зміни схеми електромережі тощо.

Іноді деякого результату можна досягнути розвантаженням СГ по активній потужності з метою збільшення видачі реактивної потужності. Диспетчер суміжної енергосистеми може також посприяти підвищенню напруги шляхом запуску в дію резервів реактивної потужності на своїх електростанціях.

Підвищення напруги за межі допустимих значень може бути не менше небезпечним, ніж зниження. Основними причинами цього можуть бути вимкнення шунтувальних реакторів та синхронних машин, що працюють в режимі споживання реактивної потужності, одностороннє вимкнення ЛЕП, а також вимкнення чи різке зниження електричного навантаження. В такому випадку необхідно вимкнути БСК, ввімкнути резервний шунтувальний реактор, знизити реактивну генерацію СГ і СК або перевести їх в режим споживання реактивної потужності і т. п.

Оперативний персонал окремих частин аварійно розділеної системи повинен:

- негайно сповістити диспетчера про всі вимкнення, відхилення частоти і напруги, наявні перевантаження основних транзитних ЛЕП, не зупиняючись на речах, що не мають системного значення;
- вжити всіх заходів по відновленню частоти і напруги;
- усунути перевантаження транзитних ліній при загрозі порушення статичної стійкості;
- забезпечити надійну роботу власних потреб при зниженні частоти;
- синхронізувати відокремлені під час аварії СГ чи електростанцію при наявності напруги в енергосистемі або при її відновленні після зникнення.

При відсутності напруги на шинах ВН необхідно по можливості утримати вимкнений СГ, що не увійшов до складу виділених на власні потреби, на неробочому ході. Потужні енергоблоки, для яких неробочий хід неможливий, мають бути в стані готовності до швидкого розвороту і приєднання до електромережі з подальшим набором навантаження.

Для синхронізації окремих частин енергосистеми не треба чекати повного відновлення частоти, оскільки на це може бути потрібно дуже багато часу. Досить підняти частоту до 49.5 Гц, а в надлищковій системі знизити на короткий час частоту, адже для цього потрібно докласти значно менших зусиль.

Для прискорення синхронізації частин енергосистеми диспетчер має право:

- перевести з короткочасним переривом живлення частини електромережі, що живляться від дефіцитної частини, на живлення від частин, що мають резерви, чи від суміжних енергосистем, якщо це допустимо по режиму їх роботи;
- відокремити СГ чи електростанції від частини енергосистеми, що мають резерви, і синхронізувати їх з дефіцитною частиною енергосистеми;
- вимкнути частину споживачів за графіком екстрених чи аварійних обмежень, якщо частоту в дефіцитній частині енергосистеми неможливо відновити за допомогою інших заходів.

При синхронізації диспетчер повинен перевіряти завантаженість міжсистемних і внутрішніх ЛЕП, щоб при синхронізації не допустити перевищення граничних значень. Якщо при розділенні енергосистеми одночасно мало місце погашення якоїсь її частини, диспетчер повинен подати напругу від частини енергосистеми з нормальною частотою і відновити живлення власних потреб електростанцій і, в першу чергу, потужних блоків. В подальшому, в міру того як розвертаються агрегати електростанцій і набирають навантаження, диспетчер повинен подавати напругу на знеструмлені частини енергосистеми.

Щодо електромережі, то перш за все необхідні наступні дії:

- ввімкнення резервних ліній електропередачі, трансформаторів і автотрансформаторів;
- увімкнення чи вимкнення шунтувальних реакторів та конденсаторних батарей,
- ліквідація перевантаження ЛЕП, трансформаторів і автотрансформаторів;
- регулювання перетоків потужності і напруг.

Перевантаження трансформаторів обмежене нагріванням, яке пов'язане зі старінням ізоляції. Перевантажувальна здатність трансформатора – це його здатність нести навантаження, що перевищує номінальне. В умовах експлуатації вона визначається

графіком навантаження і температурою навколишнього середовища. Якщо при виборі трансформатора і його експлуатації керуватися лише номінальною потужністю, то буде неповне використання його ресурсу. Основною причиною перевантаження трансформаторів і автотрансформаторів є вимкнення паралельно працюючих елементів, зміна схеми з'єднання електромережі і збільшення навантаження споживачів. Заходи диспетчера по зниженню перевантаження трансформаторів практично співпадають з тим, що було сказано відносно ЛЕП.

Відносно навантаження споживачів в умовах важких після-аварійних ситуацій можливі наступні дії диспетчера:

- зниження напруги з метою зменшення споживання і дефіциту активної потужності,
- тимчасове вимкнення частини споживачів при різкому і глибокому зниженні напруги, а також блокування РПН з метою запобігання лавини напруги;
- введення графіків аварійних екстрених обмежень споживачів при значному зниженні частоти чи напруги в системі,
- подача напруги на знеструмлені енергетичні вузли.

При ліквідації аварії необхідно діяти швидко згідно наміченого плану. Але необдумана поспішність може призвести до розвитку аварії. Диспетчер має діяти раціонально при ліквідації аварії, не відволікаючись на другорядні задачі. Він має сконцентруватися на вирішенні найважливіших питань, наприклад, подача напруги на шини власних потреб, в знеструмлені енергетичні райони, відновлення напруги і частоти в енергосистемі, введення в роботу транзитних ліній і енергоблоків тощо.

Керівництво ліквідацією системної аварії здійснює диспетчер об'єднаної енергосистеми. Він також координує дії підлеглого персоналу при ліквідації локальних аварійних режимів, що виникли на основному обладнанні, яке знаходиться в його оперативному віданні. Диспетчер вищого рівня контролює дії підлеглого йому диспетчера і іншого оперативного персоналу. Якщо розпорядження диспетчера здається підлеглому неправильним, він зобов'язаний вказати на це диспетчеру. При підтвердженні диспетчером свого розпорядження, він має обов'язково його виконувати.

Забороняється виконувати розпорядження диспетчера, якщо це може загрожувати життю людей чи цілості обладнання. Про свою відмову виконувати неправильне розпорядження оперативний

персонал має сповістити диспетчера, який віддав таке розпорядження, і головного інженера підприємства.

Всі оперативні переговори і розпорядження під час ліквідації аварії мають записуватися на магнітофон, що дозволяє в подальшому оцінювати правильність дій оперативного персоналу різних рівнів. Черговий диспетчер несе повну відповідальність за ліквідацію аварії, одноосібно приймаючи рішення і здійснюючи оперативні дії по відновленню нормального режиму.

Оперативному персоналу нижчого рівня може бути надане право самостійного виконання всіх операцій по ліквідації аварії і попередженню її розвитку, якщо такі операції не потребують координації дій і не викликають розвитку аварії чи затримки її ліквідації. Але він повинен під час ліквідації аварії підтримувати зв'язок з диспетчером вищого рівня, інформуючи його про стан справ в енергосистемі і своєчасно подавати необхідну інформацію та строго виконувати його розпорядження.

Диспетчеру об'єднаної енергосистеми надається право втручання в процес ліквідації аварії на обладнанні, яке і не є в його оперативному віданні, якщо це викликане необхідністю. Оперативний персонал нижчого рівня повинен надавати черговому диспетчеру всю необхідну інформацію про порушення режиму на своєму об'єкті: автоматичні ввімкнення і вимкнення, зникнення напруги, перевантаження, різкі зміни режиму роботи транзитних ліній і трансформаторів, зниження напруги в контрольних точках, недопустиме підвищення напруги, перевантаження СГ і СК та виникнення коливань потужності; про роботу АЧР, АВР, АПВ, ЧАПВ та іншої режимної автоматики.

Дуже важливо не допускати перевантажень обладнання енергосистеми. Перетоки потужності і струми в ЛЕП не повинні перевищувати максимальних і аварійно допустимих значень. Перевантаження ЛЕП може бути по статичній стійкості і нагріву. Перевантаження може виникати внаслідок зміни схеми електромережі, аварійного зниження генерації в прийомній частині енергосистеми або аварійного зниження навантаження в її надлишкової частині, а також поділу енергосистеми на окремі частини.

При виникненні перевантаження ЛЕП диспетчер зобов'язаний в'яснити і усунути його причини, а також виконати необхідні дії по зміні режиму перетоків потужностей в електромережі: введення в

роботу резервних ліній, завантаження електростанцій в прийомній частині енергосистеми або обмеження навантаження в передавальній частині, використання можливостей аварійного перевантаження генераторного обладнання, зниження напруги у споживачів приймальної частини енергосистеми, введення графіків аварійного обмеження споживачів тощо.

3.5. Відновлення енергосистеми

3.5.1. Загальна характеристика відновлення. Диспетчер дуже рідко стикається з умовами відновлення енергосистеми протягом всієї своєї кар'єри. Але всі диспетчери мають бути підготовлені до виконання цих унікальних обставин відновлення роботи системи. Ми розглянемо лише деякі загальні моменти цього складного процесу. Кожний диспетчер на своєму місці повинен скласти свій план виконання сценарію відновлення роботи системи, що деталізує унікальність функціонування його системи.

Зазвичай система періодично зазнає відмови окремих елементів, і хоча це приводить до зниження оперативних лімітів надійності взагалі, решта системи залишається працездатною, і події такого типу, якими б вони не були складними, не розглядаються як відновлення енергосистеми.

В деяких випадках послідовні збурення внаслідок збігу певних обставин можуть призводити до тяжких наслідків з погашенням значної частини енергосистеми, з втратою як частоти, так і напруги. Після подібного каскаду збурень система має бути відновлена до свого енергетично спроможного і взаємозв'язаного стану (рис. 3.15). Відновлення системи охоплює широке коло вирішення питань. В існуючій практиці багатогранність можливих збурень створює різноманітні умови відновлення, які можна розділити умовно на три головні групи.

1. Загальне погашення системи. Це такий стан, в якому вся енергосистема, включаючи окремі її частини, втрачає повністю енергопостачання. Всі працюючі до аварії енергоблоки втрачені.

2. Часткове погашення системи. Це такий стан, в якому частина енергосистеми по суті втратила енергопостачання. Це втрата окремих електростанцій і підстанцій. При частковому погашенні частина енергосистеми все ж залишається в стані виконання функцій енергопостачання.

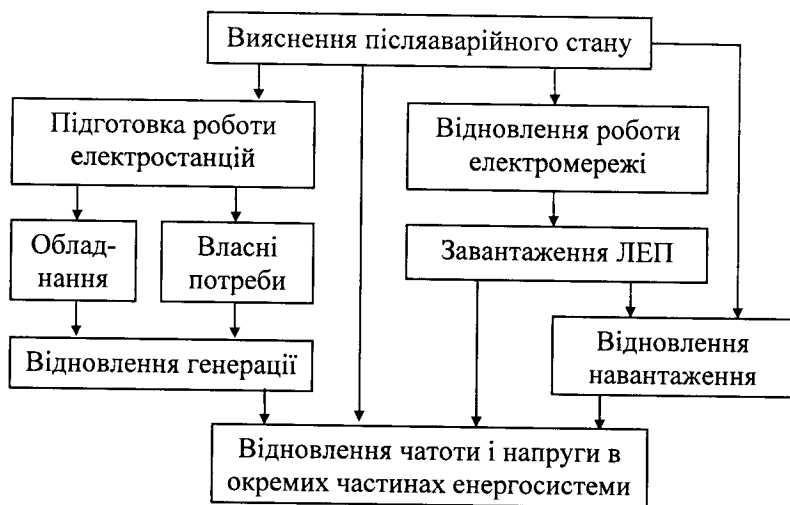


Рис. 3.15

3. Розділення енергосистеми настає тоді, коли має місце наступне: частина генераторів залишається в роботі, але вона ізольована від решти енергосистеми. Зазвичай певна частина споживачів все ще продовжує обслуговуватися в ізольовано працюючих регіонах енергосистеми, а частина – втрачена. Про погашення системи взагалі мова не йдеться.

Енергосистема спроектована таким чином, щоб протидіяти окремим найважчим випадковостям. Окремі важкі випадки приводять до втрати окремих, а іноді і багатьох, елементів. Коли відбувається аварійне вимкнення обладнання, система виконує відповідні захисні і регулювальні дії, щоб захистити себе від подальшого ускладнення ситуації. Проектні і експлуатаційні стандарти передбачають, що подібні вимкнення іноді мають місце. Наприклад, такі дії як вимкнення важливих підстанцій, ЛЕП і трансформаторів можуть приводити до ослаблення системи електропередачі і зменшення напруги.

Дуже часто оперативні процедури можуть не забезпечувати кутової стійкості і приводити до підтримки або стимулювання аварійних умов. Коли регулювання напруги відбувається в ручному режимі, можливості генератора в підтримці кутової стабільності знижуються, особливо в аварійному режимі. Неправильно налаштоване автоматичне регулювання напруги і стабілізація

системи можуть також сприяти погіршенню кутової стійкості. Кутова стійкість енергосистеми багато в чому залежить від правильності налаштування багатьох систем РЗ і ПАА.

Початковою подією може бути просте вимкнення ЛЕП, шин, основного обладнання, неправильна робота РЗ і ПАА, неправильна дія персоналу, перевантаження елементів енергосистеми. Причинами подальшого розвитку аварій можуть бути наступні порушення, які обтяжують режим і приводять до поширення їх на сусідні регіони.

Перевантаження обладнання може привести до його пошкодження або вимкнення релейним захистом. Перевантаження зазвичай трапляються внаслідок попередніх збурень після виведення з експлуатації ключових елементів в умовах різкого зростання вимог споживачів. Комутаційні помилки можуть призвести до перевантаження обладнання, вимкнення важливих енергетичних вузлів і створення умов для системних аварій.

Самі по собі ці початкові події зазвичай не є небезпечними для системи, оскільки вони враховуються при плануванні режиму, але вони можуть ускладнювати процес і переходити в системні аварії внаслідок ускладнення обставин, – таких як стихійні лиха.

Отже, причинами розвитку аварії в системі можуть бути:

- відмова і пошкодження основного обладнання;
- перевантаження (іноді каскадне) основних зв'язків, особливо міжсистемних, через недостатній резерв пропускної спроможності;
- порушення стійкості, в результаті якого зазвичай виникає асинхронний хід з наступною роботою ділильної автоматики.

Повторення неконтрольованих циклів перевантаження і виведення з роботи обладнання ведуть до каскадного розвитку аварійних процесів. Все це може привести в решті решт до погашення всієї системи або її частини.

Потенційними причинами розвитку аварійних процесів перевантаження генераторів можуть бути як активні, так і реактивні навантаження. Ймовірність пошкодження генераторів зростає при входженні режиму в область високих і низьких частот або низьких напруг. В багатьох випадках причиною перевантаження є реакція генератора на видачу реактивної потужності. Система потребує реактивної потужності, щоб підтримати падіння напруги, і це є причиною перевантаження і навіть пошкодження, якщо буде

порушений ліміт повної потужності і не спрацює ПАА. Втрата генерації під час збурення може прискорити вихід з ладу системи.

Лавина напруги є явищем, яке також може призвести до виходу системи з ладу або до розділення системи і закінчитися необхідністю відновлення енергосистеми.

Режим роботи енергосистеми в умовах відновлення значно відрізняється від нормального режиму. Звична щоденна режимна практика абсолютно не підходить або є невідповідною в умовах відновлення. Є велика кількість унікальних технічних проблем, що мають бути вирішені при відновленні системи.

1. *Проблеми напруги.* Завантаження електропередач і комутація реактивного обладнання в нормальних режимних умовах зазвичай виконується при помірних змінах напруги і реактивних потоків. В умовах відновлення системи керування процесом напруги є дуже делікатним регулюючим процесом. Комутація відокремлених елементів може створювати умови виходу напруги за межі допустимих значень і, в решті решт, привести до пошкодження обладнання та виведення його з ладу. Вихід за межі області допустимих умов трапляється, коли реактивні можливості елемента повністю вичерпані, а підтримки системи ще нема чи вона недостатня. Процес можливого контролю над дефіцитом реактивної потужності і напругою можна порівняти до руху по спіралі. Як тільки кожний новий елемент передачі вводиться в роботу, працююча генерація повинна мати можливість поглинання нової порції реактивної потужності цього елемента і одночасно підтримувати напругу в допустимих межах. До того ж, РПН, що знаходиться під впливом режиму, може викликати неприйнятні умови на високій стороні напруги, як це детальніше буде розглянуто далі.

2. *Проблеми частоти.* Частота в потужній складно замкненій енергосистемі дуже стабільна. Втрата потужного генераторного блока або вимкнення навантаження споживачів при нормальному режимі має лише незначний вплив на частоту в системі. Зовсім по-іншому при відновленні системи: керування частотою може бути в значній мірі проблематичним. З декількома генераторними блоками в наявності підхват навантаження може мати значний вплив на частоту. Навіть увімкнення одного фідера може привести до неприйнятного зниження частоти. Повторна втрата генератора в умовах відновлення системи може знову привести до погашення

системи. Тому все треба ретельно продумати і розпланувати достатній рівень оперативних резервів і динамічних можливостей генераторів.

3. *Проблеми з обладнанням.* Є дуже багато проблем увімкнення обладнання системи і керуючих органів, що підтримують режим енергосистеми. Обладнання може бути пошкоджене внаслідок попереднього збурення або під час погашення системи. Втрата напруги на станціях обслуговування створює значні проблеми для введення обладнання в роботу. Втрата обладнання зростає, тому що запаси енергії акумуляторних батарей підстанцій виробляються, охолодження металу в турбінах може викликати серйозні проблеми тощо. Оперативне повернення в роботу обладнання потребує диспетчерського контролю. Все це веде до збільшення тривалості відновлення енергосистеми відносно планових термінів.

4. *Проблеми релейного захисту і автоматичного керування.* Існує безліч проблем щодо РЗ, наприклад, зниження рівня к. з. в процесі відновлення можуть призвести до нездатності захисту чітко виявляти к. з. Системи автоматики електростанцій і підстанцій можуть сплутати всі плани диспетчера в процесі запровадження загальної стратегії відновлення енергосистеми. Наприклад, логіка керування постійного струму може не дозволити розмикачеві замкнутися за певних обставин, операції деяких спеціальних схем захисту і керування можуть бути невідповідними умовам відновлення тощо. Все потрібно перелаштовувати заново.

5. *Проблеми динаміки енергосистем.* Енергосистема в умовах відновлення має підвищену чутливість щодо динамічних проблем. На початковій стадії відновлення обладнання системи вводиться в дію і підхоплює навантаження при низькому рівні введеної в дію генерації. Підтримка кутової стійкості стосується слабких систем, а на початковому етапі генератори і навантаження можуть бути пов'язані слабкими шляхами електропередачі. Під час відновлення генераторні блоки зазвичай споживають реактивну потужність, і це може послаблювати їхню потенційну кутову стійкість.

З іншого боку, низький перетік активної потужності на ранніх стадіях відновлення тримає кути на малому рівні. Кожна система повинна оцінюватися по чутливості її кутів при використанні відповідних оперативних процедур. Слабо завантажена енергосистема під час відновлення має великі індуктивні опори і шунтувальні ємності. В цей час мають бути введені під напругу

потужні трансформатори. Таке поєднання є домінуючим при появі резонансних умов. Диспетчер повинен враховувати можливість настання резонансних проблем і застосовувати відповідні оперативні процедури.

Рівень напруги може бути дуже високим при виконанні відновлювальних процедур. Висока напруга може викликати перенасичення трансформаторів і збільшення гармонічних складових в системі. Високий рівень гармонік може запустити в дію ферорезонансні явища і привести до вимкнення або і пошкодження важливого обладнання.

Існує також небезпека комутаційних перенапруг. Енергосистема в умовах відновлення слабо завантажена і потребує введення в дію потужних силових трансформаторів. За цих обставин комутаційні операції пов'язані зі швидким зростанням напруг і струмів, що може привести до динамічних перенапруг і можливого пошкодження обладнання. Диспетчер має бути готовий до подібних викликів щодо перенапруг і їхнього впливу на обладнання під час відновлювальних операцій.

3.5.2. Планування відновлення. Відновлення енергосистеми – складна справа не лише технічно, процеси відновлення складні також і в організаційному плані. Вони потребують координованих зусиль великої кількості персоналу. Уважне планування можливих умов відновлення є критично важливим для успішного направлення будь-яких зусиль. Плани ніколи не виконуються, але без них неможливо обійтися, тому в процесі виконання вони весь час мають уточнюватися.

План відновлення має два аспекти. Перший аспект – це планування дає можливість добре продумати все перед початком проведення діючого стану відновлення. Другий аспект – це добре організований в реальному часі робочий план мобілізації, що необхідний для успішного керування станом відновлення.

Будь-яка енергосистема унікальна і потребує вивчення, щоб виявити найкращий підхід до її відновлення. Планування відновлення повинне враховувати повний набір всіх розумних сценаріїв. Можливості і обмеження генераторних блоків в стані відновлення мають бути уважно оцінені. Підходи до відновлення мають бути проаналізовані крок за кроком. В процесі цієї оцінки потрібно розглянути потенційні проблеми і прийняти відповідні рішення. Висунуті при плануванні процедури часто відкривають

нові проблеми, які перешкоджають відновленню. Модифікація системи керування, перекомпонування елементів системи і введення нового обладнання можуть бути складовими добре продуманого плану відновлення.

Надійним координатором в царині відновлення може бути лише здоровий глузд всіх учасників цього процесу. Кожен диспетчер повинен ставитися помірковано щодо планів сусідів і можливостей підлеглого персоналу, а головне, – до цього свого головного координатора, здорового глузду.

Добре задокументований план відновлення має бути розроблений для кожної енергосистеми свій. Цей план повинен включати альтернативні підходи до процесу відновлення в залежності від реальних умов, що можуть виникати в процесі виконання. Ключовими признаками добре підготовленого плану є:

- організований підхід до відновлення,
- ясна і стисло задокументована стратегія відновлення,
- ідентифікація всіх повідомлень і організаційних проблем,
- планування логістики,
- пояснення ключових технічних проблем,
- детальне описання доповідей і розповсюдження інформації,
- методи табулювання ключової інформації.

План відновлення може бути розділений на три окремі частини. Перша частина – оцінка стану енергосистеми. Мета цього етапу – більш детально оцінити відповідні стратегії відновлення. Нормально ця оцінка веде диспетчера до вибору, яка з усіх стратегій, що містяться в плані відновлення є найголовнішою в цих специфічних обставинах. Стадія оцінки включає наступні пункти:

- дізнатися про стан всіх генераторних блоків (в роботі, вимкнені, які погашені блоки можуть бути запуснені, коли будуть готові, які з них зразу);
- визначити стан сусідніх енергосистем і ЛЕП,
- запросити інформацію про стан сусідніх енергосистем,
- дізнатися, чи є якісь системні навантаження, які ще обслуговуються;
- якщо частини системи все ще в роботі, яка частота, напруга, чи в допустимих межах навантажене обладнання;
- визначити межі відокремлених регіонів,
- надати допомогу постраждалим елементам,

– проаналізувати повідомлення і отримати додаткову інформацію для визначення причин порушення. Для отримання даних диспетчер використовує дисплеї ОІК, телефонний зв'язок з персоналом тощо.

На другому етапі здійснюється підготовка підсистем. Перед початком відновлення необхідно виконати деякі підготовчі кроки.

1. Якщо якісь генератори залишилися в роботі, то необхідно частоту і напругу відрегулювати до прийнятних меж. Якщо обладнання перевантажене, знизити навантаження до допустимого рівня і якомога швидше відновити наявні оперативні резерви.

2. Для генераторів, які недавно були розвантажені, упевнитись, що вони безпечно функціонують, і ввести, якщо це можливо, допоміжне навантаження.

3. Для зупинених генераторних блоків і блоків, що не були задіяні, вияснити можливість і підготувати їх до холодного запуску.

4. Проаналізувати аварійні повідомлення і отримати інформацію про стан підстанцій.

5. Для знеструмлених ПС вивести з роботи захисні схеми, упевнитись, що фідери, ЛЕП, трансформатори, конденсатори, реактори вимкнені.

6. При необхідності направити на місця польовий персонал.

Ефективний шлях для керування складним процесом – поставити ряд цілей щодо загального відновлення системи. Використовуючи такий підхід (розв'язання складної задачі по частинам), процес відновлення поділяється на керовані і більш прості для розуміння набори завдань. Цільова системна концепція дає можливість гнучкого підходу до процесів відновлення. Система цілей має складатися зі значних досягнень, наприклад, холодний запуск енергетичних блоків і електропередач і їх завантаження.

План відновлення має включати систему цілей і альтернатив, що мають бути ретельно продумані до найменших деталей. Перша цільова система може розглядатися як відновлення станового хребта передавальної системи, починаючи від запуску зупинених блоків і введення основних шляхів передачі потужності з необхідним навантаженням з метою поступового введення наступної генерації. Друга цільова система має розширити відновлення енергосистеми за рахунок введення решти генераторних блоків. Третя цільова система може, наприклад, передбачати підключення основних підстанцій. Завершальна цільова система повинна забезпечити введення решти підстанцій і формування електромережі.

Система цілей відновлення розділеної системи може мати в якості першої цільової системи синхронізацію головної частини (тіла) енергосистеми з приєднанням до неї найважливіших систем електропередачі. Тоді додаткові цільові системи мають забезпечувати приєднання (синхронізацію) решти частин системи, що були відокремлені чи знеструмлені, до тіла енергосистеми.

Загальний план відновлення зазвичай деталізує процедури реалізації кожної цільової системи. В деяких випадках в процесі відновлення реальні обставини можуть вимагати від диспетчера розвитку і уточнення цільових систем. У всякому разі план відновлення має бути спочатку ретельно продуманий і вивірений.

План відновлення енергосистеми повинен враховувати пріоритетність відновлення навантаження. Але на першому місці повинні бути безпека людей, збереження обладнання і надійність енергосистеми. Тому початок відновлення має бути оснований на забезпеченні умов введення в дію генерації, зменшення перенапруги і споживання надлишку реактивної потужності, підтримки безпечного рівня частоти тощо. Відновлюване навантаження вибирається, виходячи з розміру, можливості бути швидко увімкненим і в залежності від місця його розміщення. Вищий пріоритет споживачів враховується, якщо дозволяють умови відновлення системи, щоб не потрапити знову в небезпечну ситуацію. Якщо процес відновлення прогресує, додаткове навантаження підхоплюється з урахуванням пріоритетності споживачів.

Диспетчери мають бути компетентними щодо подання своїх планів відновлення. Процедура відновлення має бути доведена до поінформованого оперативного персоналу і виявлені неочікувані проблеми, які повинні бути вирішені і внесені в план відновлення. Енергосистеми з їхнім обладнанням і організація відновлення знаходяться в постійному русі. План відновлення повинен періодично переглядатися і оновлюватися для впровадження необхідних змін.

Загальними цілями відновлення є:

- швидка і уважна оцінка поточних умов енергосистеми,
- швидке увімкнення генераторних блоків і уникнення пошкодження обладнання,

- швидке, але безпечне, відновлення генераторних ресурсів, мінімальної кількості потрібних систем електропередачі і навантаження для стабілізації системи;
- відновлення навантаження споживачів відповідно до їх пріоритетності.

Це може здаватися звичайною справою, коли диспетчер має можливість отримання будь-якої інформації. Але в умовах надзвичайних обставин не так легко виявити, що сталося, аж поки не надійде необхідна інформація. Наприклад, відокремлення системи не може бути очевидним в багатьох випадках. Для злагодженої роботи диспетчера і оперативного персоналу необхідний надійний зв'язок. В плані відновлення повинно бути чітко зазначено, хто персонально відповідає за яку інформацію, і специфічні методи зв'язку, як саме зовнішні учасники будуть отримувати інформацію.

3.5.3. Реалізація плану відновлення. Після настання умов відновлення починається етап втілення мобілізаційного плану. Мобілізаційний план спрямовує зусилля суб'єктів організації на виконання їх специфічної ролі у відновленні енергосистеми. Персонал активізується на виконання пунктів цього плану. Мобілізаційний план дає можливість швидкого і ефективного спрямування оперативного персоналу за місцем його розміщення і зменшує можливість неправильних дій в надзвичайних ситуаціях.

Підвищення інтенсивності експлуатації енергетичного обладнання і ускладнення процесів в сучасних потужних енергетичних об'єднаннях веде до підвищення ймовірності тяжких системних аварій з каскадним розвитком порушень на значних територіях, з розділенням енергосистем на ізольовані частини, з погашенням електростанцій внаслідок втрати живлення власних потреб, погашення потужних енергетичних районів і систем.

Відновлення енергосистеми після таких аварій – дуже складний і тривалий процес. Існуючі інструктивні матеріали і кропінка режимна проробка питань відновлення в умовах складних енергосистем при специфічності кожної окремої ситуації не гарантують абсолютно раціональних дій персоналу, виключення помилкових дій і, як результат, мінімум негативних наслідків для споживачів і енергосистеми.

Розглянемо загальні принципи відновлення систем стосовно до найтяжчої аварії, що викликала повне або часткове погашення

енергосистеми. Відновлення інших, більш легких, станів є окремими випадками такого загального стану. Схема взаємозв'язків, що відображають стратегію дій персоналу при відновленні енергосистеми після тяжкої аварії, показана на рис. 3.15.

Починати треба з введення в роботу агрегатів ТЕС, власні потреби яких залишилися без живлення і повністю припинили свою роботу. Якщо не було забезпечене автоматичне виділення частини агрегатів на живлення власних потреб, то погашення енергосистеми веде до втрати власних потреб. Тому диспетчер і оперативний персонал електростанції має в першу чергу забезпечити живлення всіх енергетичних установок і їхніх власних потреб. Диспетчер повинен якнайшвидше визначитись, від яких джерел і по яких ЛЕП може бути подана напруга на електростанції.

Відновлення енергосистеми може починатися з подачі напруги від ГЕС на ЛЕП і по ним на шини ТЕС і АЕС. Це дає можливість в подальшому подавати живлення далі від цих запущених електростанцій. Необхідно використовувати також блоки ТЕС, що були виділені по схемам автоматичного частотного поділу. Напруга може бути подана через ЛЕП і від сусідніх енергосистем. Це може викликати необхідність тимчасового вимкнення проміжних навантажень і зміни уставок РЗ і ПАА.

Після подачі напруги на шини власних потреб і підготовки обладнання електростанцій необхідно вжити всіх заходів по відновленню генерації шляхом поступового навантаження агрегатів електростанції. Але ця задача може бути вирішена лише після відновлення електромережі.

Щоб забезпечити власні потреби, на потужних ПС при необхідності використовують дизельні генератори. В деяких випадках широко використовуються газотурбінні установки, які в нормальному режимі працювали паралельно з енергосистемою, а при тривалому зниженні частоти автоматично були відокремлені від енергосистеми з навантаженням власних потреб.

Для прискорення відновлення нормального режиму використовується секціонування енергосистеми таким чином, щоб в кожній окремій частині (секції) була електростанція, яка забезпечує відновлення навантаження району з нуля. Після відновлення режиму в окремих районах вони об'єднуються на паралельну роботу.

По мірі відновлення генерації поступово, блоками по декілька десятків МВт, виконується і відновлення навантаження. Ввімкнення блоків навантаження повинно здійснюватися з деякою затримкою в часі, щоб уникнути піку холодного пуску двигунів (пускові струми). Відновлення відбувається крок за кроком з одночасним контролем частоти і напруги.

При відновленні схеми основної електромережі дуже важливо не забувати про можливість небезпечного підвищення напруги і частоти. Увімкнення ЛЕП високої і надвисокої напруги повинно виконуватися з використанням шунтувальних реакторів і лише від потужних енергоблоків, які можуть споживати надлишки реактивної потужності. Якщо їх нема, диспетчер має спочатку знизити напругу на шинах ПС перед увімкненням її на ЛЕП надвисокої напруги. В таких випадках можна приєднати навантаження на проміжних ПС. Для прискорення відновлення нормального режиму роботи схеми електромережі використовуються спеціальні пристрої ПАА.

По ходу відновлення схеми основної електромережі та приєднання до неї СГ електростанцій і збільшення їх потужності виконується поетапне вмикання навантаження. Вмикання навантаження повинно здійснюватися невеликими частинами, щоб не порушувати баланс активної і реактивної потужності і не перевантажувати ЛЕП і трансформаторів. Для підвищення напруги необхідне вмикання додаткових джерел реактивної потужності або вимкнення реакторів. При цьому враховується категорія споживачів. Для автоматизації відновлення навантаження також може використовуватися ЧАПВ.

Відновлення живлення споживачів по можливості треба виконувати паралельно з синхронізацією окремих частин енергосистеми (легше синхронізуватися ще при малому навантаженні), а також з підвищенням потужності приєднаних генераторів.

Приєднання відокремлених електростанцій або частин енергосистеми здійснюється шляхом автоматичної або ручної синхронізації, а також, якщо це можливо, несинхронним увімкненням і самосинхронізацією. В першу чергу на паралельну роботу об'єднуються частини енергосистеми, що мають резерв потужності, з частинами, що мають дефіцит потужності. Різниця частот при об'єднанні не повинна перевищувати 0.5 Гц. Регулювання частоти в кожній частині енергосистеми диспетчер

об'єднаної енергосистеми доручає відповідному черговому оперативному персоналу. При цьому вирівнюється і напруга в точках об'єднання.

Одночасно диспетчер об'єднаної енергосистеми проводить заходи по наданню допомоги аварійним частинам енергосистеми від неаварійних сусідів. Після стабілізації частоти у відновленій системі починається регулювання перетоків між системами. В останню чергу виконується економічний розподіл потужності між генераторами системи.

3.5.4. Керування напругою. Керування режимом напруги і реактивним балансом – дуже важливі в процесі відновлення системи. Стан відновлення системи дуже чутливий і реагує не так, як система в нормальному режимі. Якщо напруга в системі швидко піднімається чи опускається за межі дозволених лімітів, можуть турбувати різні екстремальні проблеми.

Як відомо, ЛЕП і трансформатори використовують реактивну потужність, коли через них протікає електричний струм. Це споживання реактивної потужності часто розглядають як реактивні втрати, але правильніше їх слід сприймати як технологічні витрати реактивної потужності. Така вже властивість передавальної системи, що для того щоб підтримувати необхідний рівень напруги в системі, повинна забезпечуватися необхідна локальна підтримка реактивною потужністю, щоб компенсувати реактивні потреби в окремому регіоні системи.

Використання реактивної потужності в ЛЕП і трансформаторах пропорціональне квадрату струму, що протікає в них. Це означає, що в важко навантаженій системі споживання реактивної потужності може бути дуже високим. Для того, щоб підтримати важко навантажену передавальну систему, необхідно мати, коли знадобиться, достатні реактивні резерви.

В стані відновлення енергосистеми ЛЕП і трансформатори спочатку мало навантажені. Отже, на початку відновлення проблемою є висока напруга. Для прилеглих областей, де очікується високий рівень напруги, дуже важливою є можливість поглинання реактивної потужності. За певних обставин введення в роботу обладнання, яке генерує велику кількість реактивної потужності, наприклад, довгі високовольтні ЛЕП, має бути затримане допоки система не стане здатною поглинути цю реактивну потужність.

Особливо небезпечним є підвищення напруги, яке трапляється внаслідок увімкнення під напругу ненавантаженої з протилежного кінця високовольтної ЛЕП. Перенапруга в кінці ненавантаженої ЛЕП може стати причиною пошкодження обладнання, наприклад, трансформатора. Ця перенапруга, яка є функцією довжини ЛЕП, називається ефектом Феранті. В стані відновлення ефект Феранті може бути особливо небезпечний, оскільки при слабкій системі з передавального боку напруга може піднятися вже на початку лінії, що посилює ще більше небезпеку перенапруги в її кінці. Отже, високий рівень напруги є результатом високої генерації на розімкнутому кінці ЛЕП. На додачу, ефект Феранті підвищує потенціал комутаційної перенапруги.

За умов підвищення напруги зростає ймовірність резонансних явищ. При значному зростанні напруги можливий перехід трансформатора в насичений режим, який може привести в дію ферорезонансні механізми. Ініціалізація резонансних умов може бути підсилена певною комбінацією індуктивності і ємності і привести до появи в частоті системи гармонічних складових. Проникнення цих гармонік через трансформатори може бути причиною механічного резонансу. Всі ці явища можуть бути дуже небезпечні і мають враховуватися в плані відновлення системи.

Коли вмикається чи вимикається обладнання, відбуваються раптові збурюючі дії на електричну систему. Ці раптові зміни напруги і струму викликають комутаційні перенапруги. Під час комутацій в довгих лініях електропередачі спостерігаються хвильові процеси зміни напруги не лише в часі, а і в просторі довжини. Поширення хвиль напруги по всій системі і їх накладання створює умови динамічних перенапруг, досягаючи 150% від номінального рівня і більше. В нормальних умовах навантаження і активні втрати дуже швидко (протягом 0.1 с) гасять ці коливання. В стані відновлення при малих навантаженнях перехідні перенапруги діють в більш широкому діапазоні часу через недостачу необхідних умов демпфювання.

Парогенератори електростанції потребують роботи великої кількості допоміжного обладнання для підтримки процесу генерації, наприклад, вугільні млини, живильні насоси тощо. Це обладнання складає так звані власні потреби електростанції. Власні потреби вимагають підтримки напруги в допустимих межах безпечності обладнання. Оскільки режим напруги впливає на продуктивність

допоміжного обладнання, від цього залежить зокрема спроможність СГ поглинати реактивну потужність в екстрених режимах.

Реактивні можливості СГ дуже часто ще більше обмежуються роботою пристроїв захисту. Помилки у визначенні фактичних реактивних можливостей генераторів можуть привести до неочікуваних вимкнень СГ і порушення процесу відновлення системи. Ліміт іноді досягається за межами стійкості генератора, і це може бути дуже небезпечним. Тому має бути передбачений захист від втрати поля, щоб вимкнути СГ перед входом в нестійку область.

Регулятор напруги генератора зазвичай передбачає обмеження мінімальної напруги, тобто має в собі обмежувач реактивного струму мінімального збудження. Нормально налаштована (скоординована) робота обмежувачів і захисту від втрати збудження може бути порушена в стані відновлення енергосистеми, і тоді можлива неправильна робота захисту від втрати збудження. АРЗ генератора зазвичай налаштоване таким чином, щоб струм збудження був здатний тримати точку режиму реактивної потужності поблизу вставки обмежувача і захисту від втрати збудження. В нормальних режимних умовах при досягненні цієї вставки генератор автоматично припиняє підтримувати напругу і підтримує ліміт реактивного навантаження.

Наявні синхронні генератори повинні поглинати реактивну потужність всіх електропередач, що введені в роботу. Якщо реактивна потужність, генерована лініями електропередачі, перевищує можливості генераторів поглинати цю потужність, може скластися неконтрольована ситуація, яка приведе до вимкнення СГ і затримки процесу відновлення або навіть погашення системи.

На початкових стадіях відновлення часто буває дуже важко підтримувати всю напругу в допустимих межах. Перемикання відгалужень в трансформаторах без РПН є звичайним заходом при завантаженні систем. Природне зростання напруги при ввімкненні ЛЕП обмежує можливості диспетчера в регулюванні напруги.

В цей період шунтувальні батареї конденсаторів зазвичай не використовуються. Типовим є випадок, коли необхідне поглинання реактивної потужності, і будь-яка додаткова реактивна генерація може лише погіршувати ситуацію. В деяких випадках дочасне введення шунтувальних батарей може викликати вимкнення СГ релейним захистом. Може виникнути загроза резонансного

сценарію в слабких системах на початку відновлення. Отже, шунтувальні батареї конденсаторів, як правило, повинні бути введені в дію якомога пізніше в процесі відновлення і то дуже обережно.

Використання шунтувальних реакторів корисне для зниження залежності від напруги у відновлюваних частинах системи. Нажаль, використання шунтувальних реакторів може ослабити систему щодо чутливості до ферорезонансних явищ, ймовірність виникнення яких зростає при збільшенні еквівалентного імпедансу системи. Якщо шунтувальні реактори приймають участь у плані відновлення енергосистеми, їхній вплив на комутаційні перенапруги та інші електромагнітні явища має бути ретельно продуманий, і будь-які застереження мають бути зазначені в плані.

Генератори – головний інструмент керування напругою системи в стані її відновлення. Генератори можуть як виробляти, так і поглинати реактивну потужність, як того вимагає система. Ця здатність СГ до вироблення і поглинання реактивної потужності завжди має відповідно перевищувати запити системи щодо споживання і надлишків генерації.

Обертовий (динамічний) резерв реактивної потужності СГ є різницею між лімітом її генерації і діючим навантаженням СГ. На початкових стадіях відновлення здатність до поглинання реактивної потужності зазвичай є головною проблемою. Динамічний реактивний резерв поглинальних можливостей СГ повинен бути достатнім і швидко мобілізованим при ввімкненні під напругу нових ЛЕП. Необхідно мати достатній запас безпеки, щоб застрахуватися від несподіваних ситуацій.

Починаючи дуже рано відновлення енергосистеми, треба мати достатні резерви, щоб протистояти можливій втраті генерації або частини обладнання для регулювання напруги і мати відповідний запас безпеки. Допоміжне обладнання має бути підготовлене в достатній кількості. Якщо ліміти по нарузі будуть порушені, може трапитись пошкодження обладнання. Тому план відновлення повинен включати підготовку достатнього рівня готовності допоміжного обладнання.

Перед початком відновлення необхідно визначити оптимальні позиції відгалужень трансформаторів без РПН, які найкраще відповідали б умовам нормального проведення оперативних дій.

Розгляду підлягають позиції відгалужень силових трансформаторів, трансформаторів генераторів і допоміжних трансформаторів.

Існує багато різних стратегій керування трансформаторами з РПН, які зазвичай можуть керуватися вручну або автоматично при керуванні напругою на низькій стороні. В нормальних умовах напруга на високій стороні сильніше джерело, ніж на низькій. Тому в нормальному режимі, коли позиції відгалужень узгоджені, напруга на високій стороні, як правило, залишається незмінною, якщо низька сторона зазнає значних змін напруги.

В стані відновлення системи низька сторона трансформатора може бути приєднана до генератора, а висока сторона бути ізольованою від інших генераторів або слабо з ними зв'язаною. При такому сценарії зміна позицій відгалужень створює невеликий вплив на низькій стороні трансформатора, але має величезний вплив на високій стороні. За цих умов РПН може бути використане для керування вищою стороною напруги в системі, а СГ може бути використаний для керування реактивною потужністю. Координація позицій відгалужень і регулювання генератора дозволяє в широких межах забезпечувати регулювання напруги в системі.

Навантаження системи відіграє також значну роль в керуванні напругою. Наприклад, додавання навантаження на розімкненому кінці електропередачі або в проміжних точках може значно знизити драматичний вплив ефекту Феранті на збільшення напруги. Увімкнення під напругу навантаження з низьким відстаючим коефіцієнтом потужності є дуже корисним для поглинання надлишку генерації реактивної потужності ЛЕП. І, навпаки, навантаження з випереджаючим коефіцієнтом потужності (з батареями конденсаторів) погіршує поглинальні можливості системи і заважає керуванню напругою в цій ситуації. Навантаження також приборкує комутаційні збурення і зменшує ймовірність виникнення резонансних явищ.

Отже, підвищення напруги в кінці ЛЕП залежить від її довжини, насичення трансформатора і ферорезонансні явища можуть траплятися внаслідок підняття напруги при відновленні системи, численні увімкнення під напругу обладнання можуть приводити до комутаційних перенапруг.

Зниження стійкості напруги може бути домінуючим фактором при низькій напрузі в процесі відновлення енергосистеми. Стійкість напруги дуже часто важко проконтролювати в залежності від стану

системи і наявності генераторів на ранній стадії відновлення. При зниженні напруги в процесі відновлення увімкнення в роботу обладнання і навантаження споживачів стан системи має бути підданий ретельному розгляду. При цьому слід мати на увазі генератори і їхній релейний захист, допустимі напруги, увімкнення на ПС допоміжного обладнання, приєднання навантаження тощо.

Існує декілька шляхів уникнення небезпеки зниження напруги. Сюди відноситься АРЗ, захисна автоматика від втрати збудження.

Деякі енергосистеми використовують автоматику вимкнення частини споживачів при зниженні напруги нижче певного рівня. В деяких випадках ця автоматика дає можливість автоматичного відновлення живлення навантаження, якщо напруга в системі повертається до нормального рівня. Цей тип автоматики слід розглядати як позитивний засіб в умовах відновлення. Звичайно, можливі і негативні наслідки, якщо кількість навантаження, що вводиться цією автоматикою, некоректна. Іноді будь-яке автоматичне вмикання навантаження може бути взагалі неприйнятним в умовах відновлення енергосистеми.

Отже, існує три ключові моменти щодо керування напругою в стані відновлення енергосистеми:

- поглинати реактивну потужність ЛЕП, якщо це потрібно;
- підтримувати напругу в допустимих межах;
- мінімізувати вплив динамічної перенапруги при виконанні комутаційних операцій і ферорезонансних явищ, якщо це потрібно.

3.5.5. Керування частотою. В нормальних режимних умовах потужна складно замкнена енергосистема відчуває відносно невеликі відхилення частоти, коли генерація або навантаження вмикається або вимикається. Незначний вплив на частоту пояснюється величезним обсягом широко розосереджених в системі оперативних резервів і величезною інерційною потужністю енергосистеми.

Але в період відновлення керування частотою потребує від диспетчера уважного відношення. В роботі може бути лише один або декілька генераторів, отже увімкнення генератора або навантаження може мати значний вплив на частоту в системі. Якщо відхилення частоти занадто велике, може мати місце пошкодження обладнання.

Під час процесу відновлення дуже важливо виходити з точки зору перспектив розвитку системи стосовно керування частотою.

Тут є дві ключові проблеми, що мають бути детально прораховані: динамічна реакція СГ і вплив передавальної системи.

Якщо трапляється досить сильне збурення частоти, автоматичний регулятор швидкості намагається регулювати потужність на виході турбогенератора у відповідності до статизму. Коли статизм 0, генератор не намагається відновлювати частоту, він затримує падіння частоти. Реакція СГ не є лише функцією статизму регулювання, генератор повинен мати наявний резерв, щоб виконувати керуючі дії регулятора.

У випадку гідротурбіни реакція з боку активної потужності може бути реалізована за 10 с і бути довготривалою. І, навпаки, реакція з боку активної потужності теплового енергоблоку не може тривати довго поза межами 10 с. Залежно від конструкції парової турбіни, якщо дуже малі запаси пари вона може накопичувати, то і не може тримати початкову реакцію. У випадку турбіни з високими параметрами запаси пари в ній незначні, і дія АРШ може бути мінімальна.

Намагання швидко завантажити парові турбіни може створити драматичні умови для їх функціонування і автоматичне вимкнення пристроями захисту. Коли генератори працюють паралельно в енергосистемі, кожний генераторний блок відповідає на відхилення частоти відповідно до його статичної характеристики. Якби кожен генератор намагався контролювати частоту, будучи налаштований на низький статизм, він конкурував би за потужність з іншими генераторами. Це могло б привести до коливань і створити умови нестійкості і розвалу системи.

Ефективність керування процесом відновлення частоти вимагає встановлення певних значень статизму. Використання тих значень статизму, що були встановлені в нормальному режимі, є дуже часто невідповідними поточним умовам відновлення. Завжди існує бажання встановити статизм нижче 5%, щоб забезпечити краще керування частотою, але ця дія не завжди може бути корисною. Зміна статизму, що зазвичай є функцією оперативного персоналу станції, дуже проблематична і може скінчитися аварією. Розгляд цього питання повинен враховуватися як суттєвий вплив на стійкість системи. Нестійкість регулювання частоти при низькому статизмі є особливо серйозною проблемою за умов низьких навантажень. Крім того, якщо статизм знижено, кінцевий перехід до нормального режиму може стати значною проблемою.

Під час відновлення енергосистеми необхідне безпервне і жорстке контролювання частоти. Реакція АРШ може бути заблокована і здійснено перехід до ручного керування, щоб забезпечити процес навантаження генераторів прийнятною частотою. Диспетчер під час відновлювального процесу повинен:

- запланувати в якості регулювального елемента найбільш потужний і мобільний енергоблок в кожній відокремленій частині системи і, якщо потрібно мати більше одного генератора для участі в регулюванні частоти, всі регулювальні блоки повинні знаходитися на одній електростанції;
- використовувати оперативні інструкції або розрахунки на комп'ютері для оцінки впливу частоти на підхоплення нових навантажень, а також оцінки впливу введення нових генераторних потужностей;
- підтримувати і розподіляти оперативний резерв на такому рівні, щоб введення додаткового навантаження не виводило рівень частоти в системі за допустимі межі.

При статизмі 0 відбувається т. з. ізохронне керування. Цей режим підтримується за допомогою АРШ, що намагається підтримувати частоту окремого генератора. Концепція функціонування АРШ при ізохронному керуванні дуже поширена. Але тут є декілька проблем, які потрібно враховувати.

1. Ізохронне керування добре підходить для одиничного генератора, що обслуговує ізольований блок навантажень. За цих обставин частота автоматично підтримується при зміні навантаження споживачів. Ізохронний режим може бути необхідний, коли навантаження обслуговується на протязі тривалого періоду, наприклад, декілька днів. Оператор станції може встановити селекторний перемикач на своєму щиту в положенні, коли можна легко перемикатися між ізохронним і нормальним режимами.

2. В типових сценаріях відновлення додатковий генератор повинен увімкнутися на паралельну роботу якомога швидше. Якщо є декілька паралельних блоків, то лише один із них може бути в ізохронному керуванні, інакше можуть виникнути зазначені раніше неприємні явища. З ростом відновлюваної системи в розмірі корисність ізохронного регулювання падає, оскільки один блок не може регулювати частоту в великій частині системи.

3. Перемикання між ізохронним і нормальним режимами не можна виконувати при навантаженому генераторі. Генератор потрібно вимкнути від передавальної системи при зміні режиму керування.

Іноді генератори оснащені засобами автоматичного регулювання активного навантаження незалежно від частоти. В нормальному режимі ці засоби використовуються для підтримки активної потужності СГ на певному рівні (наприклад, мінімальне або базове значення). Рівні потужності інших генераторів пристосовуються до роботи цих блоків. В процесі відновлення системи таке регулювання може мати негативний вплив на роботу генераторних блоків, що регулюють частоту.

Автоматичне регулювання генерації може бути дуже ефективним інструментом при відновленні системи, хоча воно суттєво відрізняється від подібного регулювання в нормальному режимі. Розроблене спеціальне програмне забезпечення з метою керування активною потужністю і частотою в певному регіоні об'єднаної енергосистеми. Для роботи програмного комплексу необхідні заміри інформації в реальному темпі процесу (частоти і потоків розподілу активної потужності). Стратегія такого керування передбачає повний взаємозв'язок усіх регіонів об'єднаної енергосистеми.

Але під час відновлення система може не бути повністю взаємозв'язаною. В ній можуть утворитися окремі острови, що відокремилися від уцілілих взаємозв'язаних частин. Під час відновлення система може не мати відповідної індикації частоти. Хоча система автоматичного керування частоти і потужності має в наявності багато джерел частоти, нема гарантії, що будь-які джерела можуть бути доступні для відновлюваних частин енергосистеми. Для правильного функціонування системи автоматичного керування джерела регулювання частоти повинні бути розміщені в тих самих межах, що і підконтрольна системі генерація. Диспетчер повинен упевнитися, що джерела частоти відновлені і використовуються та залишаються у використанні протягом усього періоду відновлення.

3.5.6. Приєднання островів. Острови можуть утворюватися ненавмисне, коли збурення приводять до відокремлення частин системи. Якщо утворюється острів, першочерговими діями диспетчера мають бути стабілізація частоти і напруги і підстрахування обладнання в допустимих межах навантаження.

Острови можуть утворюватися і навмисно в процесі відновлення відповідно плану, але при цьому потрібно дотримуватися обережності, оскільки одночасне керування частотою стає більш важким процесом. Крім того, утворення багатьох островів може настільки розпорошити ресурс генерації, що диспетчеру дуже важко буде поставити під напругу великі блоки навантаження.

Процес синхронізації островів також потребує часу, координації і уважного виконання. Відновити синхронізм можливо лише, якщо таке об'єднання є стійким і здатним витримати втрату генератора, що несе найбільше навантаження. Тобто, на кожному кроці синхронізації потрібно слідкувати, щоб були достатні оперативні резерви. Всі елементи передавальної системи об'єднання повинні забезпечувати стійкість динамічних коливань потоків потужності.

Коли здійснюється об'єднання між собою двох діючих частин енергосистеми, перш ніж контакти вимикача будуть замкнені, напруга з обох сторін вимикача має бути синхронізована. Якщо процес синхронізації виконати неправильно, це може призвести до значного збурення системи і, як результат, – до можливого пошкодження обладнання. Для синхронізації необхідне виконання трьох умов збігу значень величин, частот і фазових кутів напруги по обидва кінці вимикача.

Якщо значення напруг не співпадають, величезний потік реактивної потужності буде направлений через вимикач, що може викликати роботу релейного захисту. Допустима величина різниці напруг залежить від особливостей системи. При відновленні системи ця величина не повинна перевищувати 3%.

Якщо не співпадають частоти, величезний потік активної потужності буде проходити через вимикач поки не встановиться однакова частота. Допустима величина різниці частот також залежить від конкретних обставин. В умовах відновлення диспетчер може дозволити собі максимум 0.1 Гц.

Третя умова синхронізації – різниця фазових кутів напруг. Якщо її не знизити до допустимого рівня, це також приведе до значного збурення активної потужності. В залежності від конкретних обставин допустиме значення різниці фазових кутів може змінюватися в широких межах від 20 до 70 градусів.

При розробці плану відновлення енергосистеми необхідно визначити місця синхронізації, оцінити їх зручність. Для проведення синхронізації може використовуватися синхроскоп, автоматичний

синхронізатор тощо. Хоча велика система часто більш надійна, але це не є загальне правило. В деяких випадках краще починати синхронізацію як тільки сусідня енергосистема досягне мінімуму надійності обладнання. Перед початком синхронізації необхідно перш за все упевнитися, що:

- панель синхронізації правильно контролює обидві сторони вимикача,
- синхроскоп працює, стрілки обертаються;
- всі навантаження споживачів підхоплені, генератори в роботі і готові підтримувати процес синхронізації;
- АРШ генераторів установлені на статичний режим регулювання.

Коли ці умови виконані, можна починати процес синхронізації, який складається з наступних кроків:

1. Частоти обох систем повинні якомога точніше підтримуватися на номінальному рівні.

2. Напруга з кожного боку вимикача повинна бути відрегульована і триматися на однаковому рівні.

3. Стрілка синхроскопа обертається, що свідчить про його готовність.

4. Частота в одній з систем (або в обох) регулюється таким чином, що стрілка синхроскопа починає обертатися повільніше.

5. В той момент, коли стрілка синхроскопа наближається до вертикального положення вгору (0 градусів кута зсуву), вмикач вводиться в дію.

6. Новостворена об'єднана система відтепер повинна бути готовою до нормального режиму керування частотою.

3.5.7. Використання РЗ і ПАА. Значною проблемою відновлення енергосистеми, про яку слід пам'ятати диспетчеру, є введення в роботу зупиненого моторного навантаження. Пускова потужність такого навантаження може зростати в декілька раз (до 10) на короткий період часу (декілька секунд). Першопричина такого явища загальновідома – пускові струми асинхронних електродвигунів. Підвищений рівень навантаження до 150-200% залишається ще протягом півгодини.

Проблемні явища холодного підхоплення навантаження пов'язані з тим, що вони:

- перевантажують обладнання енергосистеми,
- викликають роботу РЗ від перевантаження струмом,
- створюють більше, ніж очікувалось, зниження частоти.

Процес зниження навантаження шляхом перерозподілу фідерів називається секціонуванням. Він потребує значного часу і дуже часто ручного увімкнення в польових умовах, але поступове збільшення навантаження надійніше.

Під час відновлення цілком ймовірно, що наявність активної спроможності системи недостатня для покриття існуючого навантаження. Якщо втрачено генератор, і введення під напругу навантаження потребує більших за резерв лімітів, навантаження треба зменшити. Дуже важливо уникнути повторного погашення системи.

Щоб захистити частоту і підвищити оперативну надійність системи, введення навантаження має бути обмежене. Процедура обмеження має бути проведена завчасно, організовано і швидко. Коли виникає гостра необхідність, диспетчер не має часу вибирати, яке навантаження більше чи менше важливе. Швидкість реакції диспетчера може бути більш важливою, ніж та точність вибору, що треба вмикати чи вимикати першим. Важливе лише одне, – необхідна кількість активної потужності повинна бути обмежена швидко і ефективно.

В енергосистемах може використовуватися спеціальна автоматика ввімкнення навантаження при відновленні частоти, яке було вимкнене при роботі АЧР. Зазвичай ця автоматика при відновленні системи блокується, щоб захиститися від неконтрольованого приєднання навантаження. Але в деяких випадках вона може залишатися невведеною, і диспетчер має пам'ятати про це, щоб не наскочити на несподіванку значного зниження частоти.

Деякі системи використовують автоматичне відновлення навантаження – частотне АПВ. Автоматика ввімкнення по частоті зазвичай не годиться в умовах відновлення системи. Введення навантаження в умовах ослабленої системи взагалі має бути прерогативою диспетчера. ЧаПВ вмикає навантаження в неслухний момент і в неможливій кількості, тому питання залишення в роботі ЧаПВ має бути вивчене, і при необхідності ЧаПВ на час відновлення може бути заблоковане.

Релейний захист і протиаварійна автоматика системи спроектовані і налаштовані таким чином, щоб функціонувати в умовах нормальної схеми з'єднань енергосистеми. Умови відновлення системи потребують іншого налаштування, адже ці

пристрої можуть функціонувати всупереч процесам відновлення. Диспетчер повинен чітко розуміти, чи будуть вони діяти всупереч введенню навантаження, генераторів, трансформаторів, ЛЕП; чи будуть неправильні дії, вимкнення, неправильне регулювання генераторів, трансформаторів тощо.

В нормальних умовах струми к. з. створюються багатьма ЕРС генераторів при розвиненій мережі зв'язків між ними, тобто при відносно низьких рівнях еквівалентних реактивних опорів. В результаті струми к. з. в нормальних умовах мають високий рівень, і на них налаштований релейний захист. В умовах відновлення може бути лише ЕРС одного генератора, зв'язаність системи ослаблена і в результаті рівень струмів к. з. значно нижчий. Отже, в умовах відновлення РЗ може не виконувати свою функцію.

Пристрої АЧР і ЧАПВ, як і іншої ПАА, також не відповідають умовам відновлення системи, в результаті чого можуть виникати серйозні проблеми:

- раптові великі втрати навантаження в результаті дії АЧР можуть створювати умови недопустимого підвищення частоти і напруги,
- дія частотного захисту СГ може створювати раптово низькі рівні частоти і вести систему до колапсу,
- неправильна дія ділильної автоматики і, як результат, відокремлення частини системи може привести до величезного небалансу між генерацією і навантаженням і погашення всієї енергосистеми;
- неочікувана робота частотної автоматики при введенні або виведенні навантаження може зашкодити відновленню енергосистеми, намагання синхронізації, затягувати відновлення і навіть призвести до повторного погашення системи.

Автоматичне розвантаження по напрузі зазвичай має на меті припинення лавини напруги в умовах її нестабільності. Контроль напруги не є точним і надійним в умовах відновлення системи. Вимкнення навантаження засобами АЧР, особливо реактивного навантаження, в процесі відновлення системи може викликати небажані явища.

Працюючий генератор часто використовують для поглинання надлишків реактивної потужності системи. На ранніх стадіях відновлення реактивне навантаження і реактивний перетік в системі електропередачі можуть бути дуже низькими. Це недоспоживання має покриватися лише декількома введеними в дію генераторами.

Тому СГ оснащені захистом від низького збудження, що захищає його від споживання занадто великої реактивної потужності. Важливе значення в умовах відновлення має захист генератора від втрати збудження, який виводить з роботи генератор або подає сигнал оператору при досягненні певної уставки.

Диспетчер повинен уважно розглянути всі можливі варіанти роботи РЗ і ПАА, щоб уникнути розглянутих проблем. Деякі з цих пристроїв можуть бути залишені в роботі, але більшу їх частину слід на час відновлення заблокувати.

3.5.8. Оперативні резерви. Вирішальну роль у процесі відновлення системи відіграє підтримка оперативного резерву. Якщо в роботі лише один енергоблок, адекватний рівень резерву можна підтримати лише відповідним рівнем підхопленого навантаження. При одному наявному блоці його втрата веде до погашення системи. Тому звичайною метою є якнайшвидше введення в роботу другого генератора. Достатність резерву має бути забезпечена таким чином, щоб генератори, що залишаються в роботі, були здатні протидіяти одній найбільш потужній випадковості.

Найбільш потужна випадковість є така випадковість, яка веде до найбільшої втрати активної генерації. У випадку ізольованої системи найбільш потужна випадковість є зазвичай втрата діючого генератора з найвищим рівнем активного навантаження. У відновлюваній об'єднаній системі, що є частково взаємозв'язана, втрата головного зв'язку з сусідньою системою, що постачає активну потужність, може бути найбільш потужною випадковістю, якщо вона позбавляє дефіцитну систему найбільшої активної підтримки.

У деяких випадках запас достатнього резерву для покриття найбільш потужної випадковості може і не забезпечити адекватного регулювання частоти. Наприклад, середньо навантажений швидко реагуючий генератор може забезпечити значний обсяг резерву в системі і суттєво покривати втрату більше навантажених, але набагато повільніших в реагуванні блоків. Якщо повинен вимкнутися швидко реагуючий генератор, результуюча спроможність решти більш повільних генераторів може і не бути адекватною, що приведе до затримки зниження частоти.

Регулювальний резерв в нормальних умовах визначається як обертовий резерв, що міститься в регулюючих частоту генераторах.

Але в умовах відновлення системи регулюючі частоту генератори можуть бути і можуть не бути функціонуючими. Отже, визначення регульовального резерву розширене, включаючи всі резерви, які використовуються для підтримки частоти і потоків активної потужності у відновлюваній системі. Рівень регульовального резерву має бути достатнім для підтримки частоти і активних потоків зовнішніх зв'язків у прийнятних межах.

Резерви мають бути розподілені в системі так, щоб їх використання не приводило СГ і ЛЕП до випадкового перевантаження обладнання, і щоб зниженням частоти при втраті генерації можна було ефективно керувати. Ефективність такого керування досягається, коли резерви розподілені пропорційно до можливостей швидкого реагування кожного генератора, іншими словами, – гарантуючи досить швидку реакцію (кілька секунд) мобілізації резервів, розподілених відповідно у відновлюваній системі. Резерви мають бути розподілені так, щоб стабільність частоти при початковому її зниженні можна було ефективно контролювати. Оптимальність керування частотою досягається саме пропорційністю розподілу резерву відповідно до можливостей реагування кожного блоку з однаковим статизмом регулювання. Якщо статизми різні, то оптимальність стабільності частоти досягається при розподіленні резерву в пропорції активних спроможностей, поділених на статизми генераторів.

Значне відхилення частоти може бути ініційоване увімкненням енергетичного блока або чергової значної порції навантаження. Якщо значне зниження частоти ініційоване увімкненням навантаження, воно залежить від реакції всіх працюючих генераторів. В перший момент після збурення інерція СГ не дозволяє відразу змінюватися частоті, і генератори діють не за законами автоматичного регулювання швидкості, а скоріше запасують кінетичну енергію обертових мас. Через декілька секунд частота помітно падає, і АРШ починають виконувати свою функцію. Якщо увімкнені генератори мають достатні оперативні можливості і збурення не є занадто великим, зниження частоти залишається під контролем і стабілізується в певній точці. Значне зниження частоти після вичерпання всіх резервів може викликати колапс частоти і повторне погашення системи.

Здатність генератора виробляти додаткові мегавати, щоб затримати зниження частоти, називається оцінкою частотної реакції (ОЧР) генератора і визначається формулою

$$\text{ОЧР} = \frac{\text{МВт}[\%]}{\Delta f[\text{Гц}]}$$

Це короткочасна реакція генератора, і вона не є показником стабільності. Характерні значення ОЧР для різних типів турбін:

- парові турбіни 10 %/Гц,
- газові турбіни 20 %/Гц,
- гідротурбіни 30 %/Гц.

При подальшому зниженні частоти АРШ генераторів продовжують регулювати частоту приблизно 10-15 с до її стабілізації (якщо первинні двигуни здатні на це).

Подібна реакція може бути викликана також вимкненням потужного генераторного блоку.

На початковій стадії відновлення передавальна система значно слабкіша, ніж в нормальному режимі. Крім того, диспетчер намагається тримати низькі напруги, щоб уникнути небезпечних перенапруг. За таких умов реакція діючих генераторів на збільшення навантаження може легко привести до перевантаження передавальної системи і втрати стійкості, що може привести до поділу системи і повторного її погашення.

Контролювати частоту під час відновлення системи набагато важче, ніж в нормальних режимних умовах. Блоки навантаження постійно вводяться під напругу, оскільки бажано на початку вмикати навантаження невеликими порціями, проте поточна схема електромережі може не сприяти цьому. Навіть відносно легко навантажені розподільчі фідери можуть значно впливати на частоту і спричинити значні збурення в цих умовах.

Існує декілька проблем, що мають бути розглянуті стосовно можливого обмеження частоти. Ці обмеження залежать від типу обладнання, що вмикається під напругу в даному регіоні. При об'єднанні з іншими регіонами більшість обмежувальних лімітів частоти стосується всієї системи в цілому. Наступні проблеми, що пов'язані з лімітами частоти, повинні враховуватися при плануванні відновлення системи.

1. Враховувати можливість пошкодження лопатей парових турбін. Зазвичай турбіна може експлуатуватися невизначено довго при частоті 49.5-50.5 Гц.

2. Враховувати небезпеку пошкодження гідрогенераторів, газових турбін та інших типів генераторних блоків від витримування в умовах низької частоти.

3. Враховувати можливість пошкодження обладнання споживачів при порушенні лімітів частоти і її впливу на різні типи систем керування.

4. Розглянути можливість виникнення проблем, пов'язаних з небажаним вимкненням навантаження засобами АЧР.

В умовах відновлення енергосистеми диспетчер відчуває зрозуміле бажання прискорити введення навантаження. Але обережність повинна підштовхувати до перестраховки від подібних наскоків. Будь-який наступний крок не повинен наближати систему до небезпеки. Тому здатність окремих генераторів негативно реагувати на вмикання навантаження повинна ретельно оцінюватися в кожному конкретному випадку. Наприклад, блоки ГЕС з низьким напором можуть бути здатними підхопити відносно великі блоки навантаження з прийнятним зниженням частоти, а потужні парові енергоблоки за аналогічних умов можуть отримати пошкодження лопатей турбін.

Основна проблема будь-якого генератора полягає в тому, що енергосистема може вимагати від нього активну потужність, якої первинний двигун не здатен забезпечити. Коли при відновленні системи працює більше одного генератора, вимоги системи розподіляються на всі генератори. Оперативні резерви генераторів повинні підтримуватися на такому рівні, щоб система могла витримати втрату найбільшого блока. Треба уникати ввімкнення під напругу частин навантаження більших, ніж 5% від загальної відновленої на даний момент синхронізованої генерації. Це консервативне правило існує, щоб уникнути спрацювання АЧР.

Якщо регулятор частоти перевантажений (вичерпав свій оперативний резерв), тоді два чи більше СГ повинні бути призначені для регулювання частоти. Найкраще, якщо всі ці генератори розміщені на одній електростанції, що забезпечує узгодженість регулювання. Взагалі відносна величина регульовального резерву в умовах відновлення енергосистеми повинна приблизно вдвічі перевищувати аналогічний резерв в нормальних режимних умовах. Генераторні блоки, що не контролюють частоту, повинні бути завантажені так, щоб регульовальні блоки могли залишатися

приблизно всередині свого оперативного завантаження. Це оптимізує здатність регулювальних резервів.

Якщо дві або більше енергосистем синхронізовані вже, утворюючи більшу енергосистему, то лише одна з систем повинна контролювати частоту. Коли дві системи намагаються одночасно регулювати частоту, то їхнє неминуче конкурування може привести до непередбачуваних результатів. Взагалі, один із найкращих для цієї ролі генератор повинен регулювати частоту, тоді як інші повинні допомагати при необхідності.

При відновленні енергосистеми необхідна чітка взаємодія оперативно-диспетчерського персоналу різних рівнів ієрархії, що досягається виконанням спеціальних інструкцій, навчань та індивідуальних, регіональних і загальносистемних тренувань. В процесі тренувань необхідно відпрацьовувати як загальні задачі відновлення, так і окремі його складові – відновлення роботи генераторних елементів, синхронізація, комутація тощо.

Розділ 4

ПРОГРАМНІ КОМПЛЕСИ ТРЕНУВАННЯ

4.1. Загальні вимоги

Існує два типи тренажерів, які призначені для виконання вправ з керування в основній електричній мережі (тренажер оперативних перемикачів) і виконання вправ з керування нормальними і аварійними режимами і ліквідації аварійних ситуацій (режимний тренажер). Режимний тренажер призначений для вдосконалення навичок ведення нормального режиму з метою раціонального керування частотою і активною потужністю основних потоків та напругою і реактивною потужністю джерел, а також відпрацювання способів ліквідації аварійних ситуацій в енергосистемі.

Можливості сучасної комп'ютерної техніки дозволяють розробляти потужні навчально-тренувальні комплекси на основі універсальної моделі енергосистеми. В той же час для тренування може використовуватися модель конкретної енергосистеми, з якою звик працювати диспетчер, і реальний режим на основі ОІК.

Використання подібних тренажерів має ряд суттєвих переваг:

- можливість застосування на різних рівнях оперативно-диспетчерського керування універсальних навчально-тренувальних комплексів, розроблених спеціалістами високої кваліфікації;
- навчання персоналу на своєму робочому місці без виклику його в навчальний центр;
- використання тренажера для ефективного навчання під час будь-якого вільного часу працівника, коли він не зайнятий основною своєю діяльністю;
- підвищення ефективності навчання завдяки активній участі працівника в процесі навчання;
- можливість постійного оновлення навчального матеріалу.

За допомогою навчально-тренувального комплексу можна реалізовувати різні форми навчання: короткий виклад змісту відомостей заняття (конспекту) з ілюстрацією діаграм, формул,

схем; формулювання запитань і задач по темі заняття, відповіді на запитання з отриманням оцінки; моделювання різних дій на універсальній моделі своєї енергосистеми з використанням її поточного реального режиму з можливістю перегляду будь-яких графіків залежностей.

Професіонали-диспетчери можуть ефективно використовувати комплекс для повномасштабних тренувань з метою підвищення кваліфікації і удосконалення своєї майстерності. Зв'язок тренажера з реальним режимом передбачається в більшості основних енергетичних компаній світу. Враховується можливість проведення тренувань в умовах, максимально наближених до реальних з використанням систем відображення оперативної інформації.

Подібна програмна система може виконувати одночасно дві функції: навчання і тренування оперативного персоналу (тренажер) і виконання аналізу поточної ситуації в процесі оперативного керування (порадник). Робота системи ґрунтується на ОІК і використанні реального поточного режиму енергосистеми. На диспетчерському пункті, оснащеному багатомашинним ОІК один з комплексів може використовуватися як порадник диспетчера, інший – як тренажер. Можливе використання додаткового комплексу, який можна одночасно використовувати для налагодження нових програмних комплексів.

Крім індивідуальних тренажерів, які використовуються в енергетичних компаніях на робочому місці диспетчера, створюються також універсальні навчально-тренувальні центри колективного користування.

В основі будь-якого тренажера чи навчально-тренувального комплексу лежить динамічна модель енергосистеми. Модель тренажера відображає різноманітні зміни схеми електромережі, генерації, навантаження під дією керуючих команд і програми (сценарію) тренування. Моделюються дії АРЧП, АЧР і різноманітних пристроїв ПАА для захисту від перевантажень в процесі зміни частоти і напруги. Модель передбачає можливість роботи окремих енергосистем і їх частин як в паралельному, так і в ізольованому режимах.

Події і процеси, які відбуваються дуже швидко і не фіксуються оперативним персоналом (к. з., швидкі електромагнітні процеси), не моделюються. Разом з тим всі повільні зміни режиму

енергосистеми, обумовлені процесами в котлоагрегатах, власних потребах тощо, мають бути відображені максимально точно.

Значення активного навантаження у вузлах може задаватися у вигляді добового графіка як частка загального активного навантаження системи з урахуванням показників лічильників енергії. Реактивні навантаження у вузлах визначаються співвідносно з активними навантаженнями. Може враховуватися випадкова складова навантаження.

Має бути передбачена можливість ручного вимкнення окремих блоків навантаження. Навантаження, що вимкнене автоматично чи вручну, може бути відновлено в роботі персоналом. Іноді диспетчер користується в аварійних ситуаціях можливістю зниження навантаження шляхом зниження напруги.

Синхронні генератори з урахуванням первинних двигунів моделюються на основному етапі з урахуванням довготривалих перехідних процесів (без урахування взаємних коливань роторів), а на етапі різких змін режиму (наприклад, асинхронний хід) має бути передбачений перехід на моделювання електромеханічних перехідних процесів.

Сусідні енергосистеми, що зв'язані з розгляданою системою зовнішніми зв'язками, моделюються з урахуванням законів регулювання потоків за допомогою АРЧП, економічного розподілу активних потужностей, контролю за резервами, ручного керування обмінною потужністю.

Для здійснення всіх цих кроків диспетчер повинен постійно удосконалювати свої знання, уміння і професійні навички. Спеціальні знання диспетчер отримує в основному на робочому місці. Протиаварійні тренування, на жаль, не вирішують усіх проблем підвищення кваліфікації через обмеженість ситуацій, що розглядаються під час тренування, відсутність умов для самопідготовки і самоперевірки персоналу, трудність оцінювання правильних дій диспетчера тощо.

Все це вимагає використання спеціальних тренувальних і навчальних систем і програмних комплексів (тренажерів), які дозволяють підготувати сценарій тренування з мінімальними витратами праці і підвищити якість тренування. Тренажери дозволяють проводити тренування в будь-який зручний для диспетчера час, включаючи заняття по самопідготовці. Тренажерна система повинна працювати на основі комп'ютерних програм і

даних ОІК. Бажано використання диспетчерського щита або спеціального великоформатного дисплея, що максимально відповідає можливостям щита. Це цілком можливо, якщо диспетчерський щит чи спеціальний дисплей можуть працювати в комплексі з комп'ютером.

Робота тренажера основана на динамічній моделі енергосистеми, тобто програмі, що використовує розрахунки перехідного процесу в реальному і прискореному темпах. Існує поняття тренувальний і навчальний комплекс. Навчальний комплекс призначений для формування знань і вмінь диспетчерського персоналу, вироблення оперативного мислення, відпрацювання навичок прийняття рішень тощо. Тренувальний комплекс, або тренажер, дозволяє відшліфовувати навички керування, швидкість оцінки ситуації і прийняття рішень в умовах, максимально наближених до реальних.

Модель повинна адекватно відтворювати роботу системи як в нормальному, так і в аварійних режимах. В тренажері має бути функція підготовки сценарію тренування, який розробляється перед проведенням тренування інструктором. Він же і керує роботою моделі під час конкретних тренувань. Тренажер може використовуватися для роботи з одним учнем в режимі самопідготовки або зі зміною диспетчерів у режимі екзамену.

Режимний тренажер призначений для моделювання перехідних процесів в енергосистемі з метою навчання або тренування оперативно-диспетчерського персоналу. В моделі враховуються лише ті процеси, які може спостерігати і на які може впливати диспетчер. Це електромеханічні перехідні процеси, що визначаються обертовими масами роторів первинних двигунів і синхронних машин, електромагнітними контурами і системами збудження генераторів. Це і тривалі процеси в гідравлічному і теплосиловому обладнанні, а також довготривалі процеси, що визначаються динамікою систем автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) та водосховищ.

Аварії в енергосистемах, особливо з погашенням частини, а тим більше всієї енергосистеми, є відносно нечастими явищами, але дуже різноманітними. Оперативний персонал, навіть якщо він має необхідні знання, в умовах експлуатації не має можливості отримати необхідні навички і уміння з ліквідації аварій. Тому в практиці енергосистем широко застосовуються протиаварійні

тренування, що провадяться з диспетчерами енергосистем і оперативним персоналом нижчих рівнів.

Противарійні тренування є основною формою навчання методам і прийомам попередження, локалізації і ліквідації аварій. В ході тренування проявляється спроможність персоналу самостійно, швидко і правильно орієнтуватися в аварійній ситуації, приймати правильні рішення, оперативно діяти в умовах обмеженого часу. Кожна аварійна ситуація вимагає від оперативного персоналу високих якостей – емоційних і вольових, таких як рішучість, упевненість, швидкість реакції і реалізації оперативних рішень. При зайвих, неоптимальних і помилкових діях виникають несприятливі емоційні реакції, які треба навчитися долати. Тому противарійні тренування, незважаючи на їхню умовність, певним чином виховують і розвивають якості, необхідні при ліквідації аварій.

Теми тренувань вибираються з урахуванням можливих і типових аварійних ситуацій. Вони пов'язані з сезонними явищами (гроза, ожеледь, вітер, снігопад тощо), які створюють аварійну ситуацію, з обмеженням поставок палива, введенням в роботу нового обладнання та багато іншого.

Противарійні тренування проводяться у відповідності до розроблених на підготовчому етапі сценаріїв, які мають розроблятися досвідченими професіоналами-інструкторами. В кожному сценарії розглядається вихідна схема і режим роботи, можливі поетапні зміни стану енергосистеми в напрямку його обважнення, можлива робота ПАА та ін. Успіх тренування багато в чому залежить від якості сценарію.

Тренування можуть проводитися на робочих місцях. Дуже часто імітація дій на обладнання і аварії носять умовний характер. Інформація поступає не від приладів, а з тренувальних пультів і плакатів. Більш ефективним є тренування на спеціалізованих і комп'ютерних тренажерах. В залежності від теми і числа учасників тренування можуть бути індивідуальними і груповими. Тренування проводяться в досить швидкому темпі, щоб створити ілюзію дефіциту часу, що відчуває диспетчер при реальній аварії. Закінчується тренування обговоренням дій персоналу: правильні і неправильні кроки, порушення правил і інструкцій, дається персональна оцінка дій кожного учасника.

Як зазначалося, за функціональним призначенням всі тренажери оперативного персоналу поділяються на два основні класи:

тренажери оперативних перемикачів і режимні тренажери. Можливе поєднання цих двох функцій в одному програмному комплексі. Тренажери оперативних перемикачів (ТОП) призначені для навчання оперативно-диспетчерського персоналу правилам керування комутаційними апаратами розподільчих пристроїв в нормальному і аварійному режимах.

В наш час найбільш розповсюджені комп'ютерні тренажери, які дають можливість індивідуального навчання персоналу на своєму робочому місці без виклику в навчально-тренувальний центр, мають зручний діалог користувача з тренажером, використовують велику кількість різних схем і сценаріїв та багато іншого.

Режимні тренажери можуть використовуватися для навчання диспетчерського і інженерного персоналу енергосистем вмінню підтримувати режимні параметри в допустимій області при порушеннях балансу активної і реактивної потужності і зміні схеми. Основою такого тренажеру є математична модель енергосистеми з урахуванням засобів ПАА. Режимні тренажери можуть бути статичні і динамічні.

Статичний тренажер оснований на моделюванні усталеного режиму і його зміні в залежності від конкретної постановки задачі.

В динамічному режимному тренажері моделюється зміна в часі параметрів режиму на основі розв'язання диференціальних рівнянь перехідних процесів, що протікають в елементах енергосистеми під впливом різних дій – відповідно до сценарію і з урахуванням команд диспетчера, а також роботи ПАА. Режимні динамічні тренажери мають можливість:

- враховувати швидкі і довготривалі перехідні процеси в СГ, котлоагрегатах і системах регулювання;
- автоматично контролювати будь-які режимні параметри і моделювати дії РЗ і ПАА;
- моделювати будь-які збурення в системі відповідно до сценарію;
- враховувати всі можливі дії диспетчера по запобіганню і ліквідації аварії (зміна потужностей, схеми електромережі, вмикання-вимикання навантаження, СГ, компенсуючи пристроїв тощо);
- відображення інформації диспетчера у вигляді, максимально наближеному до реальних умов;
- проведення тренування (навчання) в прискореному, реальному або вповільненому темпі;

- працювати в різних режимах (індивідуальному чи груповому, з інструктором і без, навчання чи екзамену);
- виконувати роль порадника, якщо є поточний усталений режим;
- автоматично протоколювати і оцінювати дії учня та екзаменувати оперативний персонал.

Тренування диспетчера має спиратися на ігровий матеріал навчання. Спеціалісти говорять, що навчання найбільш ефективне тоді, коли учень відчуває себе стратегом. Тому тренажер не стільки має копіювати реальний диспетчерський щит і процеси, що реально відбуваються в системі, скільки навчати диспетчерський і керуючий персонал вибору загальних напрямків розв'язання тієї чи іншої задачі, проблеми або стратегії і використання конкретних прийомів для досягнення конкретної мети або тактики.

4.2. Методика протиаварійних тренувань

Протиаварійне тренування дає можливість підвищення і перевірки здатності диспетчера самостійно або в складі колективних дій запобігати і локалізувати аварійні ситуації в процесі керування енергосистемою в складних обставинах, а також виявляти слабкі ланки в об'єкті керування.

Протиаварійне тренування – це ситуація, в яку попадає тренований. Вона заставляє його активно здобувати потрібну інформацію, стимулює до розвитку навичок швидкого знаходження в пам'яті уже отриманих раніше знань, стимулює формування психоаналітичних властивостей оперативної діяльності: спостережливості, можливості прогнозування розвитку ситуації, формулювання чітких і прозорих рішень. Все це відбувається у вигляді гри, що підсилює емоційний настрій процесу тренування. Одночасно тренований працює в екстремальних умовах тренажу, напружено ставить перед собою питання, швидко усвідомлює проблематику і засвоює нове.

Процес вироблення і реалізації рішень протікає поетапно, розпадаючись на ряд взаємозалежних подій, що впливають одна на одну. Динамічність обставин разом з відчуттям високої міри відповідальності за стан об'єкту керування і за власні дії вимагає від тренованого мобілізації всіх своїх знань і досвіду для успішного вирішення поставленої задачі в мінімальний термін. Оперативне керування має справу з об'єктом, що представляє собою складну

систему, яка складається з величезної кількості елементів і, разом з тим, – інтегрована в одне ціле. Керування цим складним об'єктом має на меті досягнення максимального ефекту системи.

Одна із суттєвих особливостей складної системи – ймовірносний характер, що проявляється в тім, що реальний стан деяких її частин в конкретні моменти часу не можна точно передбачити. Оперативне керування здійснюється в умовах невизначеності, при наявності складних причинно-наслідкових зв'язків між елементами, при наявності ймовірного впливу зовнішнього середовища, при многоваріантності розвитку будь-якої ситуації, а отже і можливих рішень диспетчера, а до того ж ще за умов дефіциту часу на прийняття рішення і його реалізацію.

Процес прийняття рішення починається з формулювання кінцевої мети і критеріїв, за якими можна оцінити досягнення мети. Для цього необхідно проаналізувати необхідну кількість альтернативних шляхів досягнення мети. Причому мета для окремої складової частини системи не може вступати в конфлікт з метою для всієї системи. Проаналізувати величезну кількість альтернативних варіантів дуже важко без допомоги моделі системи, побудованої на основі комп'ютера з відображенням функцій і взаємодії всіх елементів складної системи. Поняття взаємодії – основа будь-якої моделі. Воно характеризує структуру (статичу) і функціонування (динаміку) системи.

Моделювання є практичною основою оперативного керування електроенергетичними системами. Причому безпосереднє (комп'ютерне) моделювання в оперативному керуванні застосовується лише в окремих випадках. Диспетчерові зазвичай залишається дуже мало часу для комп'ютерного моделювання. Проте досвідчений диспетчер дуже часто використовує моделювання різноманітних ситуацій подумки (розумове моделювання), хоча він може цього і не помічати. Розумове моделювання – це досвід, якого диспетчер набуває при роботі на тренажері, в процесі розв'язання конкретних проблем оперативного керування системою тощо.

Мета протиправильного тренування є визначним моментом при розробці програми тренування. Саме виходячи з поставленої мети впливає вид тренування, методика, тема, сценарій і все інше. Заключний аналіз тренування також має бути проведений з огляду на поставлену мету.

Кінцевій меті відповідає ряд проміжних цілей, які можна вибудувати у вигляді дерева цілей, що відображає складну ієрархічну структуру процесу тренування. Ряд цілей при необхідності може бути деталізований, тобто поділений на сукупність підцілей. В процесі тренування може бути поставлена не одна мета, а декілька.

Побудова дерева цілей необхідна як при роботі з оперативним персоналом, так і при виявленні слабких ланок у функціонуванні системи (наприклад, нечітка робота ПАА).

Відповідно до дерева цілей може бути розроблений більш конкретний сценарій тренування. Сценарій – це послідовність запланованих інструктором елементарних дій на енергосистему, які обтяжують вихідний нормальний режим відповідно до цілей тренування. Інший вид дій визначає реакцію диспетчера на розв'язання проблем, що виникають перед ним в процесі тренування. Якщо ці дії правильні чи оптимальні, ситуація в системі покращується, і тренований отримує позитивні бали, якщо дії помилкові, – негативні бали.

Отже, в основі кожного тренування має бути свій сценарій, який розробляється інструктором до початку тренувань. Незвичайні системні події мають бути схвачені і переграні в сценарії. Це дозволяє кожному тренуваному власноручно досліджувати ці події в контрольованому оточенні. Найбільш затребуваними є сценарії відновлення системи. Ці спеціальні тренування передбачають повне погашення системи і її поступове відновлення.

Процес тренування зазвичай проходить в наступній послідовності.

1. Інструктор тренування і керівник зміни проводять огляд сценарію з командою тренуваних. Цей огляд може тривати цілий день при тренуванні відновлення повністю погашеної системи або декілька хвилин для простої вправи увімкнення елемента системи.

2. Керівник зміни приймає участь в тренуванні разом з командою тренуваних біля пульту тренажера, в той час як один або два інструктори знаходяться за пультом інструктора. Інструктор ініціалізує динамічну модель тренажера і вводить в дію сценарій тренувальної вправи клацанням миші. Треновані за одним або декількома екранами починають виконувати певні дії. Деякі тренування можуть тимчасово призупинятися, в той час як керівник зміни обговорює з учасниками тренування підхід до виконання

чергового етапу сценарію. Керівник зміни може не зупиняючись провести все тренування від початку до кінця.

3. Коли тренування завершено, керівник зміни або інструктор обговорюють дії тренуваних в процесі виконання вправи і, якщо це необхідно, пропонують конструктивні критичні зауваження на основі протоколу тренувань.

Тренувальні вправи – це один з попередніх етапів, в яких тренажер використовується для забезпечення першого і декількох наступних занять. Тренувальні вправи складаються з однієї або декількох груп дій сценарію, що становлять тему заняття. Кожна тема має мету, документацію, оцінку стану, підготовку тренажера, інструктаж і потребує попередньої підготовки сценарію.

Оцінка стану, оснований на зрізі реального часу, є найкращою можливістю оцінки режиму енергосистеми. Напруги і фазові кути – найкраще описання, що ґрунтується на замірі в реальному часі, яке називається станом системи. Результати оцінки стану часто використовуються як стартова точка базового режиму. Базовий режим накладається на топологію схеми разом з заданою генерацією і навантаженням системи.

Базовий режим може бути отриманий за результатами оцінювання стану розподілу потоків системи в реальному часі і відповідно реальній конфігурації. Слід зазначити, що базовий режим або зріз системи, який був запам'ятований в ОІК, не є дійсним, якщо в базі даних змінилася конфігурація схеми. Змінитися має і база даних тренажера.

Група подій – це множина дій, що відповідають базовому режиму. Дії, що накладені на групу подій, можуть трапитися зразу або можуть бути поширені поза межі зазначеного періоду часу. Група подій може бути активована вручну в будь-який час функціонування моделі тренажера, або це може бути запрограмовано в сценарії тренування на весь час виконання вправи. Група подій може бути прикладена до будь-якого базового режиму на той період, який відповідає існуючому базовому режиму.

Дією може бути, наприклад, вмикання чи вимикання вимикача, переміщення відгалуження трансформатора з РПН, увімкнення чи вимкнення генератора тощо, включаючи все, що може трапитися в енергосистемі.

З точки зору інструктора, тренувальна вправа складається з вибору базового режиму і набору однієї або декількох груп подій для

перебігу процесу, що будуть причиною для зміни (обтяження) в бажаному напрямку умов відносно базового режиму. Оцей перебіг групи подій відносно базового режиму і називається сценарієм.

Тренувальна вправа може складатися зазвичай з одного чи більше сценаріїв. Тренувальна вправа, що не передбачає жодного сценарію є типічною вправою на експериментування з нормальним режимом. Тренувальні вправи, які спираються на один чи декілька сценаріїв, зв'язаних з певним базовим режимом, є такими, що передбачають участь диспетчера, тобто його відповіді на конкретні події в енергосистемі. Події енергосистеми мають бути відтворені на тренажері. Одна подія зазвичай триває не більше декількох хвилин, але багато разів може залишати систему електропередачі в небажаному стані.

Щоб відтворити події, закладені в сценарії, спочатку робиться запит на оцінку поточного стану реального режиму енергосистеми. Наприклад, якщо тренувальна вправа полягає в відновленні вузла після його вимкнення, що дуже часто трапляється в енергосистемах, можуть бути вжиті наступні заходи: негайно після запуску тренажера запам'ятати поточний режим як базовий, розрахувати режим після збурення (вимкнення вузла) і перезапам'ятати цей режим, підготувати план тренувальної вправи і документації послідовності подій, підготувати сценарій, який буде використаний у тренувальній вправі. Зазначені кроки, – це для ідеальної ситуації, – повинні бути виконані якомога швидше.

Відновлення погашеної системи чи її частини під час тренування – найбільш затребувана тематика, що використовує тренажер для її реалізації. Про відновлення енергосистеми опублікована величезна кількість інформації. Найпростіший приклад тренування, – це коли частина системи відокремлена і знеструмлена. Тренування має включати відновлення ПС, що вражені, і акуратне вмикання під напругу гілок, що живляться від цих ПС. Цей тип тренування – чудовий приклад для початку тренувальних занять за допомогою тренажера, який відкриває більш масштабні проблеми знеструмлення районів енергосистеми.

Наступний рівень складності включає моделювання великого регіону знеструмлення і відділення острова від решти енергетичного об'єднання. Стартові умови для цього тренування також впливають з оцінки стану системи на день проведення тренування. Керівник зміни і команда діють за процедурами, що будуть проходити під час

тренування відновлення. Вони мають керуватися загальними принципами і враховувати специфічні деталі поточного стану електростанцій і підстанцій, що матимуть місце за умов знеструмлення.

Ці тренування тривають один або два дні. Тренування може призупинятися певну кількість разів для обговорення специфічних дій, що мають бути виконані після цього. До тренування залучається велике коло учасників (оперативного персоналу електростанцій, підстанцій та інших підрозділів), які спілкуються з інструктором. Типові запити до інструктора включають питання вимкнення вузлів, пуск генератора, зміна активної потужності генератора, зміна реактивної потужності джерел для підтримки рівня напруги, зміна відгалужень трансформаторів з РПН тощо.

Тренування з відновлення енергосистем моделюють знеструмлення всього енергетичного об'єднання. Всі підсистеми повинні відновити роботу і потім увімкнути взаємні зв'язки для відновлення роботи об'єднання в нормальному режимі. Ці тренування потребують багато часу. Значна частина часу відводиться для підготовчої роботи по плануванню і координації всього процесу. Подібні тренування мають величезне значення і мають проводитися 2 рази на рік.

Проведення навчально-тренувальних занять за допомогою режимного тренажера дуже корисно і для інженерного персоналу. Наприклад, вивчення переваг керування напругою за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів у порівнянні з увімкненням БСК. Навчання може передбачати 4 різні стани системи з урахуванням добових максимумів і мінімумів навантаження. Тренажер може використовуватися також для планування режимів проблемних систем електропередачі та ін. Інженерні навчання можуть провадитися лише в періоди, коли тренажер не використовується для тренування диспетчерів.

Ще один напрямок використання тренажера – аналіз головних причин певних негативних явищ в енергосистемі. Це системний підхід до розв'язання проблем з метою визначення, чому трапляються небажані події чи явища, і знаходження корегуючих дій чи принципів керування. Тренажер може бути ефективним інструментом у проведенні подібних досліджень з метою глибокого

проникнення в проблематику і розуміння причин тих чи інших небажаних подій і явищ.

Інша область застосування тренажера – проведення інженерних навчань. При використанні тренажера замість проведення серії досліджень поточкорозподілу, більш важливим може бути вникнення в вирішення проблем ефективності запропонованих рішень.

Є ще один тип дій на систему, які відповідають спрацюванню пристроїв ПАА. Ці дії зазвичай покращують ситуацію в системі, але якщо пристрій ПАА налаштований неправильно, можливе і хибне його спрацювання. Отже, тренажер може використовуватися і для перевірки правильності налаштування ПАА і її оптимізації.

Робота з оперативним персоналом на тренажері проводиться з метою підвищення його кваліфікації. Інша мета – контроль кваліфікації. Може бути ще одна мета – це покращення методики навчання або тренування та розробка нових сценаріїв (для інструктора).

Навчання може ставити за мету початкову підготовку нового спеціаліста або підвищення його кваліфікації. Диспетчер може працювати на тренажері в режимі самопідготовки чи екзамену. Тренування, направлені на підготовку нового диспетчера, мають виявляти рівень його підготовки, давати можливість отримання навичок в стандартних ситуаціях. Існує два напрямки вдосконалення знань, навичок і вмій працівника: опрацювання конкретних питань щоденної роботи і підтримка готовності до дії в складних ситуаціях.

У першому випадку необхідне поглиблене вивчення учнем питань, зв'язаних з проблемами в роботі конкретної системи чи в діях персоналу, наприклад, розслідування аварій і допущених помилок.

У другому випадку тренування проводяться в умовах, що відповідають рідкісному прояву ситуацій, що потребують досить складних і чітких рішень. Особливість ситуації в тому, що працівникові треба переключитися раптово після тривалого періоду спокійної роботи. Тому і процес тренування має бути спланований так, щоб обидва напрямки тренування періодично змінювали один одного.

Існує ще одна мета проведення тренувань. Вона не пов'язана з вдосконаленням знань, навичок і вмій диспетчера, а орієнтована на спеціаліста-експерта з метою удосконалення самого об'єкта і системи керування цим об'єктом. Вона охоплює широке коло

проблематики, яка створює або може створити за наявних обставин труднощі функціонування об'єкта, знижує надійність, економічність та інші його якості, ускладнює керування. Це все можна назвати загальним поняттям слабка ланка. В процесі такого тренування потрібно запропонувати ту чи іншу слабку ланку складної системи чи її керування і в процесі наступного аналізу сформулювати варіанти вирішення проблеми. До цього напрямку належить програмний комплекс, що буде розглянутий в наступному розділі.

В деяких випадках протиаварійне тренування може проводитися у вигляді ділової гри. Ділова гра – це процес знаходження і реалізації рішень шляхом поетапного, крок за кроком, аналізу інформації, що відтворює динаміку ситуації на окремих кроках керування складною системою чи процесом. Отже, ділова гра, як процес тренування, – це ланцюг взаємозалежних ситуацій в умовах перебігу аварійного процесу в системі.

4.3. Порядок проведення тренувань

Протиаварійні тренування проводяться в процесі діяльності з персоналом, в обов'язки якого входить прийняття рішень і виконання дій з оперативного керування енергосистемою. Розглянемо спочатку деякі основні поняття тренування.

Аварійна ситуація – це стан потенційно небезпечного об'єкта, що характеризується порушенням меж або умов безпечної експлуатації, який ще не перейшов у саму аварію. *Аварія* – це небезпечна подія техногенного чи природного походження, яка уже спричинила загибель людей чи створює загрозу життю та здоров'ю людей, яка може призвести до пошкоджень чи завдати шкоди довкіллю.

Аварійний режим – технологічне порушення в роботі обладнання, об'єкта електроенергетики чи енергосистеми вцілому, яке супроводжується відхиленням хоча б одного з експлуатаційних параметрів за гранично допустимі значення.

Протиаварійні тренування – одна з обов'язкових форм роботи з персоналом. Протиаварійні тренування можуть проводитися на робочих місцях оперативного персоналу або на спеціально обладнаних для цього місцях з використанням тренажерів, комп'ютерів або за схемами. Протиаварійні тренування необхідно проводити згідно із заздалегідь розробленою програмою, в основу

якої покладено технологічні порушення, які практично можуть трапитися або вже колись траплялися. Відповідно до програми розробляється сценарій тренування. У процесі протиаварійних тренувань перевіряють здатність персоналу самостійно або колективно запобігати виникненню і розвитку аварії та забезпечувати її ліквідацію.

Системне протиаварійне тренування – тренування, у якому аварійний стан охоплює частину однієї енергосистеми з розташованими в ній електростанціями, електричними мережами, підстанціями та іншими енергетичними об'єктами. Системне протиаварійне тренування може бути складовою частиною міжсистемного тренування.

Міжсистемне протиаварійне тренування охоплює мережі та обладнання кількох енергосистем з розташованими на їх територіях електричними станціями, магістральними електричними мережами та іншими об'єктами електроенергетики, у якому разом з диспетчером, що здійснює централізоване диспетчерське керування об'єднаною енергетичною системою, бере участь оперативний персонал відповідних електроенергетичних систем, електростанцій, енергопостачальних організацій, які територіально розташовані в цих енергосистемах.

Програма тренування – це план дій, направлених на вирішення тренувального завдання. Тренувальне завдання – це конкретна задана дія (вправа) для учасників тренування.

Ведучий тренування (інструктор) – особа з числа адміністративно-технічного персоналу, яка розробляє програму і сценарій тренування і бере участь у протиаварійному тренуванні та відповідає за виконання програми тренування шляхом доведення до учасників тренування вступної інформації і вступних настанов, ввідних, тренувальних завдань тощо. *Посередник* – особа, яка здійснює організаційні, командні та контрольні зв'язки між інструктором або ведучим тренування і особами, що тренуються.

Команди диспетчера – вказівки здійснити або утриматись від здійснення конкретної дії з керування технологічними режимами та експлуатаційним станом обладнання об'єктів електроенергетики. Команда віддається по каналам зв'язку диспетчером вищого рівня диспетчеру або оперативному персоналу нижчого рівня.

Оперативний персонал – персонал, що виконує оперативне або оперативно-технологічне керування та технічне обслуговування

енергоустаткування електростанцій та мереж. До оперативного персоналу належать: керівний оперативний персонал (диспетчери різного рівня), а також чергові інженери та черговий оперативний персонал електростанцій, підстанцій та структурних підрозділів енергопостачальних організацій, який виконує оперативне обслуговування енергоустаткування за командами керівного оперативного персоналу.

Особи, що тренуються, – це особи з числа оперативного та оперативно-виробничого персоналу, яких згідно з програмою тренувань залучено до виконання умовно-реальних дій з локалізації та ліквідації аварійної ситуації.

Метою тренувань є відпрацювання, закріплення та перевірка навичок виконання персоналом самостійних дій з оперативної ліквідації аварійних ситуацій, режимів та аварій, навчання оперативного персоналу найбільш оптимальним діям для їх попередження та ліквідації. Під час тренувань виявляють недоліки і розробляють рекомендації, спрямовані на підвищення надійності роботи устаткування, безпеки праці, удосконалення методів проведення тренувань.

Противарійні тренування можна проводити у вигляді ділової гри, яка дає можливість персоналу використати ефект навчання в дії, зрозуміти зв'язок між явищами, які вивчаються, побачити на конкретній моделі процеси взаємодії різноманітних елементів і ланок тощо. Таким чином, у діловій грі реалізується системний підхід до процесу навчання, що дає змогу об'єднувати всі знання, навички та вміння для подолання аварійної ситуації або аварії.

Основними особами під час проведення тренувань є керівник тренування, особи, що тренуються, і, за необхідності, посередник. Групові тренування повинні бути спрямованими на вирішення колективних противарійних завдань за участю працівників, які входять до складу чергової зміни. У програмах спеціальної підготовки групові тренування треба планувати на заключних етапах після відпрацювання навичок виконання індивідуальних завдань.

Під час вибору теми противарійного тренування необхідно враховувати: аварії та випадки відмов у роботі устаткування, що мали місце на електростанціях та в мережах, особливо з аналогічним устаткуванням; можливі аварійні ситуації на устаткуванні, які зазначено в типових інструкціях та інших нормативних документах; ймовірні дефекти устаткування та ненормальні режими роботи

електростанції або мережі; випадки введення в експлуатацію нового устаткування, нових електричних схем і режимів; вузькі місця режимного та експлуатаційного характеру тощо. Вибір теми конкретного тренування здійснює керівник тренування. Зміст тренування не повинен охоплювати велику кількість додаткових умов і нашарування випадковостей.

Тренування можуть проводитися безпосередньо на робочих місцях або в спеціально пристосованих для проведення тренувань приміщеннях, що мають необхідне устаткування. Можливе використання схем в електронному вигляді, які повинні бути пристосовані до особливостей тренувального режиму. Під час проведення тренувань на робочих місцях використовують усі наявні засоби відображення інформації і зв'язку за умови невтручання в технологічний процес та негайного припинення тренування в разі ускладнення режимної обстановки, виникнення технологічного порушення тощо.

Перед початком тренування його учасникам надається вступна інформація і вступні настанови. У вступній інформації зазначають: хто інструктор тренування і посередник; режим роботи, що передуватиме аварійній ситуації; відхилення від нормальної схеми; порядок використання зв'язку; час виникнення аварії; перелік персоналу, який бере участь у тренуванні. За необхідності додатково надається повідомлення про метеорологічні умови та сезонні явища.

Тренування розпочинається з подачі керівником тренування сигналу про її початок та подальших повідомлень посередника або керівника тренування про зміни, які виникли в режимах, про відключення устаткування, про стан мнемосхеми, оперативної схеми, технологічної схеми, про показання приладів на робочих місцях тощо.

Тренування треба проводити у формі оперативних переговорів учасників, посередника і керівника тренування. При цьому посередник або ведучий тренування ведуть переговори від імені підлеглих оперативних працівників. Переговори необхідно проводити так, ніби вони ведуться за реальних умов.

Проведення тренувань з використанням технічних засобів навчання дає змогу максимально наблизити діяльність персоналу до реальності, підвищити ефективність контролю та оцінювання дій учасників тренування. Найбільш ефективними є тренування на

комп'ютерних тренажерах, щити управління яких є подібними до робочого місця.

Повнота вирішення тренувальних завдань під час використання тренажера не повинна залежати від обмеженості його функціональних можливостей. Кожна тема тренування повинна охоплювати аварійне завдання в повному обсязі. Перед проведенням тренування учасників потрібно ознайомити з тренажером і провести попереднє тренування з використанням навчальних вправ.

На попередньому етапі роботи на тренажері керівник тренування за допомогою посередника повинен перевірити працездатність програм системи і технічних засобів, можливість імітації запланованої аварії згідно з програмою, розробити сценарій аварії, виділити режими, які будуть відпрацьовуватися, і встановити початковий режим тренування.

Вступна інформація і настанови надаються учасникам після зайняття ними робочих місць і встановлення початкового режиму. Вступна інформація, яку повідомляє учасникам керівник або посередник, має містити: особливості інформаційно-оперативного комплексу тренажера, прийняті умовності та спрощення; загальну характеристику початкового режиму; відхилення від нормальної схеми; порядок використання зв'язку; способи оцінювання тренувальних дій; орієнтовний час виникнення аварії.

У процесі тренування керівник тренування або посередник здійснюють імітацію збурень, відхилень параметрів, відмов, зупинок механізмів, порушень дії автоматики тощо відповідно до програми тренування і сценарію з урахуванням конкретної діяльності учасників.

Під час розбору тренувань здійснюються: оцінювання правильного прийняття рішень, ведення оперативних переговорів і вміння керувати діями підлеглого персоналу під час тренування; визначення необхідних заходів, спрямованих на підвищення надійності роботи устаткування і безпеки.

Індивідуальні тренування проводять як заходи з перевірки вміння окремих працівників розпізнавати аварійну ситуацію, приймати рішення та здійснювати необхідні операції з ліквідації аварії. В індивідуальному тренуванні бере участь також контролююча особа, яка має забезпечувати організацію підготовки засобів навчання, супроводжувати процес тренування, здійснювати його розбір.

До технічних засобів, які використовуються під час проведення протиаварійних тренувань, встановлюються такі вимоги: можливість формування зі складу окремих підсистем технічно, програмно та організаційно пов'язаного комплексу робочих місць основних працівників зміни, за допомогою якого можна вирішувати завдання колективного керування; наявність системи автоматизованої побудови тренувальних вправ, яка дає змогу приводити засоби тренування в спосіб, що відповідає сценаріям тренування; можливість керування тренуванням згідно зі сценарієм з боку керівника тренування з оперативним внесенням змін до режимів, які імітують, з формуванням команд на окремі робочі місця та реєстрацією всіх режимів моделювання.

Розглянемо декілька конкретних прикладів проведення можливих протиаварійних тренувань.

Приклад 1. Чергові диспетчери енергосистем ЕС-1 і ЕС-2 повідомляють про аварійне вимкнення ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – підстанція А із заборобою АПВ, погода – дощ з мокрим снігом, пориви вітру. Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що при вимкненні ЛЕП на АЕС-1 відбулася відмова вимикача і вимкнулась ЛЕП 750 кВ АЕС-2 – АЕС-1, а також на АЕС-1 вимкнувся блок № 2 з навантаженням 1000 МВт. Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 вимкнулась ЛЕП 750 кВ АЕС-2 за фактом приймання команди з боку АЕС-1.

Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що на АЕС-3 блок № 4 з навантаженням 1000 МВт аварійно вимкнувся дією диференційного захисту генератора. Реакторна установка перебуває на мінімальному контрольованому рівні потужності.

Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що на генераторі блоку № 4 АЕС-3 пошкоджено ізоляцію статора. Персонал станції оформлює аварійну заявку з попереднім терміном ремонту 10 діб. На ПС 750 кВ А оглянули обладнання ЛЕП 750 кВ АЕС-1, готові подавати напругу на лінію. Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що розрахункове місце пошкодження на ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А за 15 км від АЕС-1. Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що на АЕС-1 оглянули обладнання ВРП 750 кВ, розібрали схему вимикача і готові прийняти напругу з боку АЕС-2. Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 проведено огляд обладнання ЛЕП 750 кВ АЕС-2, зауважень не виявлено, на АЕС-2 готові проводити опробування напругою ЛЕП 750 кВ АЕС-1.

Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 ЛЕП 750 кВ АЕС-1 ввімкнена під напругу. Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що ЛЕП 750 кВ АЕС-2 – АЕС-1 ввімкнена схемою напів-автоматичного ввімкнення під навантаження, а також що орієнтовний час увімкнення блока № 2 АЕС-1 – 21:00 поточної доби. Черговий диспетчер об'єднаної енергосистеми повідомляє про ситуацію, яка склалася в ОЕС, диспетчерові сусідньої об'єднаної енергосистеми і після узгодження з керівництвом подає аварійну заявку із запитом аварійної допомоги з 18:00 до 20:00 поточної доби на величину 500 МВт. Диспетчер сусідньої об'єднаної енергосистеми у зв'язку з власним дефіцитним балансом погоджує аварійну допомогу величиною 200 МВт із 18:00 до 20:00 поточної доби. З метою запобігання порушенню погодженого режиму перетоку та режимів роботи водосховищ ГЕС диспетчер об'єднаної енергосистеми складає текст факсограми про застосування 1-ї черги графіка обмеження потужності сумарним обсягом 300 МВт з 18:00 до 20:00 поточної доби. Підписану факсограму про застосування обмежень диспетчер передає для виконання диспетчерам електроенергетичних систем.

Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що під час опробування напругою ЛЕП 750 кВ АЕС1 - А лінія аварійно вимкнулася дією дистанційного захисту.

Надходять повідомлення про масові вимкнення ліній електропередачі і знеструмлення споживачів у розподільних електричних мережах 35-150 кВ енергопостачальних компаній ЕС-1, ЕС-2 і ЕС-3.

Приклад 2. Через несприятливі метеорологічні умови виникають аварійні вимкнення ліній електропередачі напругою 35-110-220-330-750 кВ.

На АЕС-4 аварійною дією газового захисту вимикається АТ 750/330 кВ при виведеній в аварійний ремонт ЛЕП 330 кВ.

Аварійно, дією захистів, вимикається ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А з відмовою вимикача, що призвело до вимкнення ЛЕП 750 кВ АЕС-2 – АЕС-1 і відключення дією автоматики розвантаження станції блоку №2 АЕС-1.

На АЕС-3 дією диференційного захисту генератора аварійно вимкнувся блок №4.

Надходить інформація про орієнтовні строки ремонту обладнання: АТ 750/330 кВ на АЕС-4 – до кінця поточної доби;

блоку №4 АЕС-3 – попередньо 10 діб. Надходить інформація про розрахункове місце пошкодження на ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А. Надходить інформація про огляд устаткування на ПС 750 кВ А, АЕС-2 та АЕС-1, а також про те, що на АЕС-1 розібрана схема вимикача.

Надходить інформація, що орієнтовний час увімкнення в роботу блоку №2 АЕС-1 – 21.00 поточної доби.

Під час опробування напругою ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А лінія вимкнулась дією захистів.

ЛЕП 330 кВ В-С аварійно вимкнулася дією захисту з неуспішним АПВ.

Надходить інформація про розрахункове місце пошкодження на ЛЕП 330 кВ В-С.

ЛЕП 750 кВ D – E і ЛЕП 330 кВ F – G аварійно вимкнулися дією релейного захисту з неуспішним АПВ.

Надходять повідомлення про масові вимкнення ліній електропередачі і знеструмлення споживачів у розподільних електричних мережах 35-110 кВ енергопостачальних компаній ЕС-2, ЕС-1, ЕС-4 і ЕС-3.

Надходять повідомлення про масові вимкнення ліній електропередачі і знеструмлення споживачів у розподільних електричних мережах 35-150 кВ енергопостачальних компаній 5,6,7 і 8 енергосистем.

Приклад 3. Черговий диспетчер ЕС-4 повідомляє, що на АЕС-4 дією газового захисту вимкнувся АТ 750/330 кВ. Надходять повідомлення про масові вимкнення ліній електропередачі і знеструмлення споживачів у розподільних електричних мережах 35-110 кВ енергопостачальних компаній 2, 1, 4 і 3 енергосистем.

Чергові диспетчери ЕС-1 і ЕС-2 повідомляють про аварійне вимкнення ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А дією ПДЕ-2003 з заборonoю АПВ, погода – дощ з мокрим снігом, пориви вітру. Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що при вимкненні ЛЕП на АЕС-1 відбулася відмова вимикача і дією ПРВВ вимкнулася ЛЕП 750 кВ АЕС-2 – АЕС-1, а також на АЕС-1 вимкнувся блок №2 з навантаженням 1000 МВт. Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 вимкнулася ЛЕП 750 кВ на АЕС-1 за фактом приймання команди №1 по ВЧ каналу з боку АЕС-1. Надходять повідомлення про масові вимкнення ліній електропередачі і знеструмлення

споживачів у розподільних електричних мережах 35-150 кВ енергопостачальних компаній 5, 6, 7 та 8 енергосистем.

Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що на АЕС-3 блок №4 з навантаженням 1000 МВт аварійно вимкнувся дією диференційного захисту генератора. Реакторна установка перебуває на мінімальному контрольованому рівні потужності.

Черговий диспетчер ЕС-4 передає аварійну заявку на ремонт АТ АЕС-4 з часом виконання робіт до кінця поточної доби. Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що на генераторі блоку №4 АЕС-3 ушкоджена ізоляція статора. Персонал станції оформляє аварійну заявку з попереднім терміном ремонту 10 діб. На ПС 750 кВ А оглянули обладнання ЛЕП 750 кВ на АЕС-1, готові подавати напругу на лінію. Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що розрахункове місце пошкодження на ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А 15 км від АЕС-1.

Черговий диспетчер ЕС-1 повідомляє, що на АЕС-1 оглянули обладнання ВРП 750 кВ, розібрали схему вимикача і готові прийняти напругу з боку АЕС-2. Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 проведено огляд обладнання ЛЕП 750 кВ на АЕС-1; зауважень не виявлено, на АЕС-2 готові проводити опробування напругою ЛЕП 750 кВ на АЕС-1.

Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що на АЕС-2 ЛЕП-750 кВ на АЕС-1 увімкнена під напругу. Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що орієнтовний час увімкнення блоку №2 АЕС-1 21.00 поточної доби.

Черговий диспетчер ЕС-2 повідомляє, що під час опробування напругою ЛЕП 750 кВ АЕС-1 – А лінія аварійно вимкнулася дією дистанційного захисту.

Черговий диспетчер ЕС-3 повідомляє, що ЛЕП 330 кВ В-С аварійно вимкнулась з неуспішним АПВ.

Черговий диспетчер ЕС-8 повідомляє розрахункове місце пошкодження на ЛЕП 330 кВ В-С 30 км від ПС С.

Диспетчер ЕС-5 повідомляє, що ЛЕП 750 кВ П-Д аварійно вимкнулась з неуспішним АПВ.

Чергові диспетчери енергосистеми 5 і енергосистеми 7 повідомляють, що ЛЕП 330 кВ ТЕС-1 – ТЕС-2 аварійно вимкнулась з неуспішним АПВ.

4.4. Особливості тренажерів і радників

Режимні тренажери призначені для проведення різноманітних протиаварійних тренувань з відображенням за допомогою динамічної моделі режимів по частоті і активній потужності, а також по напрузі і реактивній потужності. Динамічна модель дозволяє моделювати усталені режими, електромеханічні перехідні процеси і довготривалі перехідні процеси, дає можливість спостерігати процеси поділу системи на декілька ізольовано функціонуючих частин, подальше їх об'єднання, відображення інформації як у вигляді графіків, так і на графічному зображенні схеми чи на диспетчерському щиті. Налаштування тренажера на задану схему енергосистеми здійснюється через вихідні дані. При наявності збалансованого режиму ОІК тренажер може використовувати в якості вихідного режиму для динамічної моделі поточний реальний режим роботи енергосистеми.

Робоче місце інструктора, який проводить заняття, знаходиться окремо, йому допомагає посередник, який добре знається на програмному забезпеченні тренажера і слідкує за роботою моделі тренажера. Робочі місця диспетчерів, які беруть участь у тренуванні, відокремлені, і треновані спілкуються з інструктором по телефону. Команди диспетчера в процесі тренування відпрацьовуються через інструктора, який виконує роль підлеглого оперативного персоналу, і реалізує на динамічній моделі відповідні дії.

Інструктор разом з посередником розробляють на етапі підготовки сценарії тренувань. Під час проведення занять інструктор сповіщає необхідні відомості про мету заняття і загальні підходи до виконання завдань і в кінці вибирає потрібний сценарій і запускає модель тренажера. Диспетчер може віддавати команди по телефону через інструктора або здійснювати відпрацювання на моделі тренажера цих команд самостійно зі свого робочого комп'ютера. Обмін інформацією між динамічною моделлю і щитом здійснюється за допомогою спеціальної програми. Результати відображаються також на графі схеми з'єднань системи і можуть бути відображені на екрані дисплея у вигляді таблиць і графіків перехідного процесу.

Тренажери оперативних комутаційних операцій призначені для проведення тренувальних занять по плановим і аварійним перемиканням в схемах електростанцій і підстанцій. Тренажер має декілька режимів роботи: створення сценарію тренування,

редагування сценарію, проведення самопідготовки, залікове і рейтингове тренування.

При завантаженні мнемосхема об'єкта автоматично встановлюється в заданий згідно зі сценарієм початковий стан. В процесі самопідготовки можна виконувати необхідні відповідно завданню операції у будь-якому порядку, який не суперечить інструкції і правилам сценарію. Можна скористатися довідковим матеріалом і отримати підказку. В заліковому і рейтинговому режимі довідка і підказка заблоковані. В кінці формується документ протоколу проведення тренування.

Порадник диспетчера чи інженерного персоналу – це також складний комплекс програмного забезпечення. Диспетчерське керування енергосистемою в складних ситуаціях залежить від досвіду і інтуїції диспетчера, які досягаються протягом тривалого часу його професійної діяльності. Але і досвідчений диспетчер не завжди може приймати оптимальні рішення, які можуть бути або недостатньо ефективними або надлишковими (перестраховка). Справа в тому, що зазвичай рішення доводиться приймати в екстремальних умовах неповної і частково недостовірної інформації для того, щоб адекватно розглянути аварійний стан системи.

Залучення допоміжних програмних комплексів до оперативного керування значно підсилює можливості диспетчера. Причому їх можна використовувати не лише для збору, передачі, обробки оперативної інформації (ОІК), але й автоматичного розпізнавання небезпечної ситуації і надання порад диспетчерові по оптимальному керуванню. Такий порадник має вибрати оптимальне, єдино можливе серед найкращих, рішення.

Порадник може використовуватися не лише в темпі процесу, але і для підготовки диспетчерів під час комплексних тренувань, а також при персональній самопідготовці. Тому чіткої межі між порадником і тренажером не може бути. Тренажер також може використовуватися як порадник, якщо він може генерувати керуючі дії, або підсилювати можливості диспетчера у виборі керуючих дій. Якщо він запрограмований як ряд рекомендацій у відповідь на ряд можливих ситуацій, користі від такого порадника мало в процесі реального перебігу аварії в складній системі. Порадник має працювати на основі методів і моделей штучного інтелекту.

В сучасній практиці оперативного керування енергосистемами найбільше доводиться стикатися диспетчеру з наступними видами аварійних ситуацій:

- ліквідація аварійного відхилення частоти і обмінних потоків активної потужності, а також перевантаження ЛЕП і трансформаторів, шляхом перерозподілу активних потужностей СГ і навантаження системи;
- ліквідація перевантаження ЛЕП і трансформаторів шляхом зміни реактивної потужності СГ і навантаження системи, а також коефіцієнтів трансформації;
- підтримка напруги в контрольних точках шляхом перерозподілу реактивних потужностей і коефіцієнтів трансформації;
- ліквідація аварійних змін структури системи при виділенні частини системи на окреме навантаження.

Важливе значення має ліквідація найтяжчого з видів аварій, – розділення енергетичного об'єднання на несинхронно працюючі частини (острови) і погашення окремих районів.

Стратегія відновлення енергосистеми полягає у визначенні послідовності відновлення живлення погашених районів, синхронізації окремих частин, подачі напруги на збірні шини АЕС для надійного живлення власних потреб і забезпечення навантаження введених енергоблоків. Всі ці етапи відновлення енергосистеми можна розглядати як загальну проблему – керування структурою енергосистем і енергетичних об'єднань.

Дана задача найкраще відповідає стратегії порадника диспетчера, який функціонує на основі методів штучного інтелекту. Ситуативні алгоритми, заложені в основу такого порадника, повинні керувати стратегією, яка не може бути внутрішньою властивістю відкритої системи, якою є енергосистема в стані її відновлення. Стратегія має бути представлена зовнішнім змістовним знанням не лише відносно мети, але й відносно обмежувальних функцій системи на кожному з етапів в заданому інтервалі часу. Мета – зберігання стійкості системи, тоді як обмеженнями зазвичай охоплена зміна величин, які мають відповідати оптимальній реакції системи на зміну зовнішніх умов.

Розглянемо деякі з існуючих режимних порадників і тренажерів, що досить широко використовуються в практиці виконання основних функцій, а також навчання і тренування оперативно-диспетчерського персоналу енергосистем, які можуть працювати на

основі диспетчерського щита або його електронного замітника і враховувати широке різноманіття аварійних процесів будь-якої складності.

4.5. Характеристика існуючих комплексів

4.5.1. Програмний комплекс Б-2000. Особливістю комплексу Б-2000 є те, що він призначений як для планових розрахунків електричних режимів, так і оперативного керування в енергосистемах. Комплекс побудований на єдиній базі даних і схемній графіці, з табличною і графічною формами вводу вихідних даних.

В складі комплексу розв'язуються наступні основні задачі:

- розрахунок режиму на основі оцінки стану поточної схеми і телезамірів,
- розрахунок нормального усталеного поточного режиму,
- оптимізація коефіцієнтів трансформації, шунтувальних реакторів і БСК по сумарним активним втратам і рівням напруги,
- розрахунки матриць мережевих коефіцієнтів для електроенергетичних задач,
- розрахунки втрат потужності в районах споживання,
- розрахунки втрат потужності і енергії від транзиту в електромережах,
- формулювання рекомендацій диспетчеру по зниженню втрат і підвищенню економичності режиму.

Розрахунки транзитних втрат активної потужності виконуються методом прямих розрахунків електричних режимів передачі. Втрати електроенергії за розрахунковий період визначаються як інтеграл втрат потужності (сума по кожній годині графіка навантажень).

Комплекс може бути використаний при ретроспективних фактичних розрахунках для визначення втрат від транзитних потоків і величини компенсації втрат суб'єктам ринку за транзит, а також при складанні балансу електроенергії і потужності на етапі планування режимів. Комплекс дозволяє корегувати графіки генерації і споживання, а також міжсистемних перетоків і виконувати розрахунки втрат для заданого періоду (місяць, квартал, рік). На початковому етапі необхідно задати інформацію про структуру генераторних груп і груп навантаження. В кінці розрахунків виводиться звіт про втрати електроенергії і потужності

на розрахунковий період з розбивкою по енергозонам і енергосистемі вцілому.

4.5.2. Порадник диспетчера СД. Головна задача диспетчера – не допустити, щоб локальні аварійні процеси переростали в системні аварії. Чергові диспетчери слідкують за дотриманням нормального режиму і його відповідності заданим плановим графікам, здійснюють їх оперативне корегування при зміні умов енергосистеми, керують роботами по відновленню нормального режиму при аваріях і приймають рішення по заявкам на виведення з роботи або введення в роботу обладнання енергосистеми при ремонтах.

Для забезпечення виконання диспетчером складних задач керування енергосистемою створюються комплекси програмного забезпечення для відображення інформації, планування і оперативного керування режимами, тренажери, а також усілякі порадики диспетчера і режимного персоналу.

Порадики – це програмні комплекси, призначені для забезпечення керівного персоналу порадами, як діяти в складних ситуаціях керування енергосистемою. Функції порадики відрізняються в залежності від підрозділів, в яких вони застосовуються. Наприклад, може бути порадики з питань економічного ведення режиму, порадики по ліквідації перевантажень тощо.

Порадики диспетчера СД призначений для оперативного отримання порад по ліквідації перевантажень обладнання енергосистеми без обмеження навантаження. Порадики працює з реальною схемою з використанням логічного модуля *ЕКСПЕРТ*. Файл даних описується системою, основою на форматі ЦДУ і ОІК.

Комплекс має можливість автоматичного, напівавтоматичного і ручного пошуку. Модуль *ЕКСПЕРТ* використовує наступні інструменти розв'язання задачі:

- зміна генерації активної потужності,
- комутація гілок електромережі.

Знайдені рішення виводяться на екран монітора, і користувач може прийняти одне з них, або відмовитися від усіх і повернутися до вікна налаштування, змінити параметри налаштування і знову запустити модуль *ЕКСПЕРТ*.

Результатом роботи модуля може бути порада, яка знімає перевантаження, зменшує його, або відсутність рішення. Якщо час

пошуку вичерпаний, і оптимальне рішення не знайдене, виводяться рішення, що можуть покращити ситуацію. Тоді можна прийняти одне з них і, змінивши параметри налаштування, повторити пошук.

При розгляді заявок на виведення в ремонт обладнання нема обмежень по часу пошуку, і можна з множини можливих рішень вибрати оптимальний по надійності, по мінімуму втрат тощо.

Програмний комплекс *СД* може суттєво полегшити роботу як чергового диспетчера, так і інженера, що розглядає заявки на виведення обладнання в ремонт, і уникнути помилкових дій персоналу в умовах дефіциту часу.

Задача забезпечення надійності енергосистеми при раптовій втраті одного із елементів системи являється основною в оперативно-диспетчерському керуванні. При цьому необхідне розв'язання таких задач як розрахунок усталеного режиму, виявлення можливостей перевантаження, перевірка стійкості системи і допустимості рівнів напруги в контрольних точках, отримання порад щодо усунення перевантажень.

Проте все ж основним напрямком є розробка багатофункціональних програмних систем, призначених для протиаварійного тренування, навчання і надання порад диспетчеру при веденні нормального режиму, а також обтяжених і аварійних режимів. Повинні враховуватися функції режимного тренування і оперативних перемикачів. Динамічна модель тренажера повинна враховувати електромеханічні і тривалі перехідні процеси з урахуванням реакції теплосилового обладнання електростанцій, дії АРЧП і ПАА, сценарію тренування. Тренажер повинен використовувати дані ОІК і поточний урівноважений режим, графіку розрахункової схеми і диспетчерського щита і виконувати ряд допоміжних функцій: діалог диспетчера і інструктора, відображення інформації, автотренаж, ретроспектива, статистика, оцінювання, ведення протоколів тощо. Розглянемо деякі основні розробки.

4.5.3. Режимний тренажер ДАКАР. Необхідність неперервного підтримування високого рівня кваліфікації диспетчерського персоналу ЕЕС вимагає проведення якісних тренувань, які на сьогоднішній день можуть забезпечуватися з використанням режимних навчально-тренувальних комплексів.

Комплекс *ДАКАР* складається з таких основних підсистем: технологічної, керування та аналізу, навчальної. Основу комплексу становить модель довготривалих перехідних процесів (ДПП) з

одночасним формуванням моделей елементів, які визначають електромеханічні та довготривалі перехідні процеси як єдиний технологічний процес. Ця модель забезпечує відтворення імітаційної моделі енергосистеми для навчання та тренування оперативного персоналу. В тренажері програмно реалізовано принципи організації навчання та тренування в локальній комп'ютерній мережі, який забезпечує міжсистемні протиаварійні тренування оперативного персоналу. Необхідна розробка підсистеми формування сценаріїв тренування, яка забезпечує широкий набір збуджуючи дій, що дозволяє змоделювати аварію будь-якої складності.

Модель базується на аналізі ДПП, які виникають у разі великих небалансів активної потужності та тривають на протязі десятків хвилин і навіть годин. Протікання таких процесів умовно можна розділити на три стадії: на першій стадії, на протязі долей секунди після виникнення аварійного збурення, має місце електромагнітний перехідний процес; на другій стадії починається електромеханічний перехідний процес (ЕМПП); на третій стадії має місце умовно усталений режим, який характеризується динамікою зміни частоти. Під час моделювання ДПП враховують тільки ЕМПП та умовно усталені режими. Є декілька підходів у формуванні моделі ДПП. Одним із них є розділення математичної моделі на підмоделі для різних стадій перехідного процесу – підмодель ЕМПП, які характеризуються швидкоплинністю та підмодель більш повільних процесів зміни потужностей електричних станцій і частоти в системі. Взаємодія між підмоделями здійснюється за певними критеріями. Іншим підходом є моделювання ДПП як єдиного технологічного процесу без розділення на етапи моделювання.

Розглянемо модель аналізу довготривалих процесів ЕЕС як єдиного технологічного процесу електромеханічних і довготривалих перехідних процесів. Порівняно з відомими, в яких моделювання ДПП здійснюється підмоделлю швидкоплинних ЕМПП та підмоделлю тривалих перехідних процесів, ця модель дозволяє здійснювати аналіз ДПП як єдиного технологічного процесу без розділення на етапи моделювання. Це досягається за рахунок використання модифікованого методу формул диференціювання назад (ФДН) для чисельного інтегрування диференціальних рівнянь з автоматичним вибором величини кроку інтегрування.

Повномасштабний режимний тренажер повинен складатись з наступних основних підсистем: підсистема керування та аналізу

(ПКА); технологічна підсистема (ТП); навчальна підсистема (НП). Ці підсистеми комплексу *ДАКАР* призначені для моделювання аварійних ситуацій, навчання та тренування оперативного персоналу електроенергетичних систем.

ПКА забезпечує взаємодію диспетчерського персоналу з моделлю ЕЕС під час навчання та тренування. Дана підсистема виконує наступні функції: відображення графічних схем електричної мережі; відображення параметрів і координат режиму на схемі електричної мережі; керування режимом і топологією мережі безпосередньо з графічної схеми; графічний аналіз результатів розрахунку усталених режимів та перехідних процесів. Побудова графічної схеми здійснюється на основі попередньо сформованих вхідних даних (параметрів вузлів та гілок). Вхідні дані формуються за допомогою спеціально розробленої бази даних і зберігаються у файлі режиму. В цьому ж файлі зберігаються результати розрахунку. Графічна схема електричної мережі зберігається у файлі графіки.

Розроблено також спрощену модель аналізу ДПП, яка не враховує швидкоплинні електромеханічні процеси. Розрахунок та аналіз ДПП, в цьому випадку, базується на алгоритмі розрахунку поточкорозподілу з уведенням частоти, як незалежної змінної. Для цього використовується метод компенсувальних електрорушійних сил, який дозволяє надійно отримувати розв'язок післякомутаційних режимів. У цьому випадку ДПП представлені послідовністю умовно усталених режимів зі змінною частотою. Кожний з таких режимів може бути визначений відповідною дією ПАА та релейного захисту, реакцією ТСО станцій, роботою систем регулювання частоти та активної потужності, дією оперативного персоналу та виконанням дій, закладених в сценарій тренування.

Особливістю даного варіанту аналізу ДПП є те, що в модель уведенні повні рівняння регулятора частоти обертання, аналогічні рівнянням, які використовуються під час розрахунку електромеханічних перехідних процесів. Ітераційний процес усталеного режиму зі змінною частотою здійснюється при незмінній потужності турбін із врахуванням лише регульовального ефекту навантаження, саморегулювання турбін та впливу АРЧП. Потужність турбіни з врахуванням статизму регуляторів частоти обертання визначається в блоці ТСО і під час розрахунку усталеного режиму залишається незмінною.

Розроблено та реалізовано принципи навчання та тренування в локальній комп'ютерній мережі. Така мережа складається з розрахункового сервера (ведучого комп'ютера) та робочих станцій (комп'ютерів користувачів), на яких здійснюється тренування персоналу. На розрахунковому сервері знаходиться технологічна підсистема (модель довготривалих процесів), яка аналізує умови спрацювання та виконує дії автоматики, а також сприймає команди диспетчерського персоналу, який здійснює керування режимом на робочих станціях. На робочій станції знаходиться ПКА, за допомогою якої диспетчер керує режимом та оцінює поточну ситуацію.

Сценарій тренування моделює аварійну ситуацію. В сценарію закладені певні дії по зміні параметрів режиму та топології мережі, які відбуваються в заданий час. Всі процеси по виконанню команд, розрахунку та запису результатів здійснюються технологічною підсистемою в неперервному циклі до моменту встановлення післяаварійного усталеного режиму.

Розроблений режимний навчально-тренувальний комплекс застосовується в практиці експлуатації ЕЕС для навчання та тренування диспетчерського персоналу електроенергетичних систем, а також для аналізу аварійних ситуацій. Комплекс може бути застосований в центрі перепідготовки оперативного персоналу.

4.5.4. Режимні тренажери EPRI OTS і FAST DTS. Основу тренажера *EPRI OTS* становить модель реальної системи з урахуванням глибокої інтеграції в систему SCADA, що дозволяє адекватно відтворювати послідовність дій диспетчера в реальних оперативних обставинах. Тренажер призначений для отримання інформації про поведінку енергосистеми в будь-яких ситуаціях, дає можливість враховувати основні функції диспетчера в нормальних і аварійних ситуаціях, при ліквідації аварій різної важкості, роботи в команді при ліквідації серйозних аварій, в тому числі і відновлення енергосистеми.

Особливістю тренажера є те, що динамічна модель відтворює тривалий і довготривалий перехідні процеси, ґрунтуючись на припущенні про однакову швидкість всіх синхронних машин. На жаль, це не дає можливості моделювати асинхронний хід і ресинхронізацію енергосистеми.

Диференціальні рівняння розв'язуються неявним методом трапеції другого порядку. Мінімальний крок інтегрування становить

І с. В основі методу розрахунку поточкорозподілу на кроці моделювання лежить метод Ньютона. Передбачаються три варіанти методики: розділений метод Ньютона в однофазному варіанті, повний метод Ньютона в однофазному варіанті і повний метод Ньютона в трифазному варіанті (в фазних координатах з урахуванням реальної несиметрії електромережі).

Передбачено врахування таких елементів складної енергосистеми як ЛЕП, комутаційні апарати, двообмоткові трансформатори з комплексними коефіцієнтами трансформації, навантаження з урахуванням статичних характеристик, випадкових складових і графіків споживання, ГЕС, ГАЕС, ТЕС, АЕС і окремих енергоблоків, котлоагрегатів з урахуванням впливу власних потреб, ГТУ, синхронних генераторів з урахуванням PQ -діаграм, систем АРЧП, керованих і некерованих шунтувальних реакторів і БСК, статичних тиристорних компенсаторів і вставок постійного струму.

Тренажер підтримує моделювання широкого спектру ПАА. Тренажер має всі необхідні функції підтримки сценаріїв, у тому числі евристичний складач сценаріїв.

Тренажер *FAST DTS* має в основі динамічну модель, розроблену аналогічно режимному імітатору *Eurostag*. Динамічна модель характеризується високою точністю з використанням А-стійкого неявного методу числового інтегрування диференціальних рівнянь. Для розв'язання системи нелінійних алгебраїчних рівнянь використовується метод Ньютона. Матриця Якобі формується і факторизується лише при комутаційних змінах розрахункової схеми. Передбачається альтернативна процедура розв'язання лінеаризованої системи рівнянь ітераційним способом на основі розкладання вектора відхилення по базису Крилова. Висока числова стійкість алгоритму досягається його значною складністю. Крок інтегрування 10-40 мс. Можливе врахування несиметричності режимів.

До складу елементів енергосистеми можуть входити трансформатори з комплексними коефіцієнтами трансформації, ЛЕП, навантаження з урахуванням статичних характеристик і графіків споживання, комутаційні апарати, енергоблоки ТЕС, ГЕС і АЕС або еквівалентні енергоблоки, котлоагрегати, ГТУ, ПГУ, дизельні електростанції, СГ з урахуванням PQ -діаграм, систем АРЧП, керованих і некерованих шунтувальних реакторів і БСК, статичних тиристорних компенсаторів і вставок постійного струму.

Тренажер підтримує широкий спектр ПАА і сценарії тренування. Максимальний обсяг енергосистеми 200 генераторів і 2000 шин (це близько 1000 вузлів розрахункової схеми). Передбачена широка інтеграція тренажера з системою SCADA, але тренажер може функціонувати і індивідуально.

4.5.5. Режимний тренажер ФЕНІКС. Тренажер призначений для проведення протиаварійних тренувань оперативно-диспетчерського персоналу електромереж, енергосистем і об'єднань. Комплекс *ФЕНІКС* включає в себе графічний редактор електричних схем (ФеніксГраф), систему підготовки даних (ФеніксДат), інтерфейс диспетчера (ФеніксДиспетчер), інтерфейс інструктора (ФеніксІнструктор), динамічну модель енергосистеми (ФеніксІмітатор), інтерфейс керування диспетчерським щитом або пультом (ФеніксЩит).

Тренажер реалізований на основі локальної мережі комп'ютерів, що включає в собі сервер і робочі станції (місця) інструктора і диспетчерів. Є можливість обміну інформацією зі стандартним ОІК, з якого береться зріз режиму енергосистеми, можуть бути використані стандартні засоби відображення даних ОІК на дисплей, табло тощо. Ця інформація накладається на розрахункову схему енергосистеми, розраховується вихідний режим, що відповідає поточному реальному режиму, і цей режим використовується як вихідний оперативний стан енергосистеми для проведення тренувальних занять.

Всі програмні елементи, крім програми Фенікс-імітатор, мають віконні процедури відображення і корегування даних або керування процесом тренування. Керування всіма пунктами меню, опціями і командами здійснюються за допомогою миші.

Комплекс *ФЕНІКС* має власну систему відображення. ФеніксГраф призначений для підготовки електричної схеми енергосистеми і її об'єктів, які відображаються в інтерфейсі диспетчера і інструктора, і задання необхідних параметрів елементів схеми.

ФеніксДат забезпечує введення і корегування вихідних даних. Програма дозволяє вводити і змінювати параметри схеми комутації, схеми заміщення, телеінформації. Формат зберігання даних обладнання власний. Крім того, система підготовки даних дає можливість сформувати склад і задати уставки і керуючі дії систем

ПАА або задати часову послідовність подій в енергосистемі відповідно сценарію тренування.

ФеніксІнструктор забезпечує керування динамічною моделлю тренажера з боку інструктора, що провадить тренування. Інструктор або посередник можуть вводити керуючі дії, що відповідають тим командам, які подає диспетчер підлеглому оперативному персоналу. Так, наприклад, інструктор може вмикати-вимикати вимикачі в схемах ПС, завантажувати-розвантажувати блоки електростанцій по активній потужності, керувати режимом енергосистеми по напрузі, змінюючи генерацію реактивної потужності і коефіцієнти трансформації трансформаторів і автотрансформаторів.

Крім того, інструктор може слідкувати за виконанням сценарію тренування і роботою ПАА, а також запам'ятовувати поточний режим енергосистеми для можливого повернення назад при проведенні навчального тренування.

ФеніксДиспетчер побудований аналогічно системі відображення ОІК і призначений для відображення схем електростанцій, підстанцій і районів енергосистеми з даними телевимірювання. Передбачена також можливість безпосереднього керування елементами електричних схем об'єктів, що відображені на екрані, як і в інтерфейсі інструктора.

Модель диспетчерського щита або пульта ФеніксЩит призначена для вводу-виводу інформації про оперативний стан динамічної моделі енергосистеми на засоби відображення і керування диспетчерського щита, на якому проводиться тренування. При наявності зв'язку з ОІК можливе використання в процесі тренування поточного режиму енергосистеми. Інформація може виводитися на комутаційну схему і цифрові прилади диспетчерського щита, на прилади і сигналізацію диспетчерського пульта.

Інформаційна динамічна модель енергосистеми побудована за двохрівневим принципом, складається з комутаційної і режимної моделей і дає можливість імітувати основні оперативні стани і режими, що можуть зустрічатися при проведенні протиаварійних тренувань. Комутаційна модель обробляє елементи (системи шин, трансформатори, ЛЕП, генератори тощо). В результаті отримується схема заміщення енергосистеми з параметрами елементів схеми електромережі, параметрами еквівалентних генераторів для розрахунку режиму.

Режимна модель призначена для розрахунків параметрів режиму енергосистеми в різних аварійних ситуаціях при вимкненні ЛЕП, випадінні із синхронізму, відхиленнях частоти і напруги, відхиленнях від плану генерації і навантаження тощо. Модель включає розрахунок усталеного режиму, перехідних електро-механічних процесів (швидка динаміка) і довготривалих режимів (тривала динаміка). Якщо перехідний процес стійкий, розрахунок ведеться за алгоритмом тривалої динаміки, якщо нестійкий, – за алгоритмом швидкої динаміки. Це дозволяє моделювати в сеансі тренування не лише перехідні режими, зв'язані зі зміною частоти, але і процеси порушення синхронної динамічної стійкості, асинхронний хід і поділ енергосистеми на несинхронно працюючі частини.

При розрахунках швидкої динаміки враховуються перехідні процеси в обмотках збудження еквівалентних генераторів, АРЗ і АРШ генераторів, представлених інерційними моделями першого порядку з обмеженнями. Розрахунки електромеханічних перехідних процесів виконуються з затримкою процесу імітації енергосистеми відносно реального часу, тому перехід до моделювання цих процесів здійснюється лише тоді, коли збурення може привести або привело до порушення динамічної стійкості.

При розрахунках довготривалих перехідних процесів інтегруються лише рівняння руху генераторів, що дозволяє на порядок збільшити крок числового інтегрування і забезпечити реальний масштаб часу. Для правильного відображення розподілу навантаження між еквівалентними генераторами і розподілу потоків потужності в електромережі при небалансі потужності в системі, визначаються індивідуальні ковзання векторів ЕРС кожного генератора відносно центру інерції системи.

В алгоритмі тривалої динаміки передбачена також спрощена модель теплової частини електростанцій, що може бути важливим при моделюванні важких аварійних ситуацій. Враховується одна універсальна модель первинних двигунів електростанцій.

В кінці переходу енергосистеми або її окремих частин до нового стану, виконується перехід на алгоритм розрахунку усталеного режиму.

В моделі енергосистеми може враховуватися залежність навантаження від частоти, при цьому вважається, що ця залежність для всіх вузлів однакова. Залежність навантаження від напруги

враховується по статичним характеристикам окремо для кожного вузла навантаження.

В режимній моделі енергосистеми застосовується оригінальний алгоритм переходу між моделями швидкої і тривалої динаміки. Виявлення факту або можливості порушення динамічної стійкості оснований на використанні прямого методу оцінки стійкості по енергетичній функції (другий метод Ляпунова). Для цього обчислюються і порівнюються два значення енергетичної функції Ляпунова – в момент закінчення збурення і критичне значення, що є мірою потенційної енергії. Якщо енергія в кінці збурення перевищує потенціальну критичну енергію, – перехід нестійкий.

Розрахунок усталеного режиму виконується методом Гауса-Зейделя на початку ітераційного процесу і потім доводиться до збіжності методом Ньютона-Рафсона. Для числового розв'язання диференціальних рівнянь використовується неявний метод інтегрування Рунге-Кутта другого порядку. Крок інтегрування може змінюватися в межах 0.01-0.5 с. На етапі тривалого перехідного процесу система рівнянь спрощена, що дає можливість значно збільшити крок і підвищити швидкість моделювання.

Обсяг розрахункової схеми 1500-2000 вузлів, обсяг графічної системи відображення 15000-20000 шин.

Тренувальні заняття проводяться наступним чином. Інструктор, готуючи протиаварійне тренування, використовує систему підготовки вихідних даних ФеніксДат і проводить навчальне або залікове тренування. До проведення тренування при необхідності може залучатися посередник. Це дозволяє інструктору звертати більше уваги на контролювання дій оперативного персоналу. Інструктор керує проведенням тренування, і одночасно він, разом з посередником, імітує прийом команд і їх виконання на об'єктах системи. В модель енергосистеми вводяться керучі дії, як то комутаційні зміни в схемі, зміна параметрів (регулювання активної потужності агрегатів електростанцій, уставок АРЗ, зміна положень РПН автотрансформаторів, вмикання-вимикання навантаження тощо).

Для керування сеансом тренування інструктор має можливість отримувати додаткову інформацію: відображення детального електричного режиму окремих вузлів енергосистеми, переглядати перелік подій, що задані в сценарії тренування, з зазначенням

виконаних і тих, що очікують виконання, переглядати повідомлення про роботу ПАА.

Для диспетчера, що тренується, (диспетчерської вахти) в навчальному чи заліковому тренуванні можна виділити три етапи:

1. Початковий період вивчення вихідного оперативного стану схеми і режиму енергосистеми. На цьому етапі диспетчер активно працює з інтерфейсом диспетчера (програма ФеніксДиспетчер) і викликає на зв'язок інструктора чи посередника для уточнення режиму роботи, стану обладнання об'єктів енергосистеми, для яких відсутня доступна йому поточна інформація, а також уточнює стан схеми.

2. Період розвитку аварійної ситуації за сценарієм тренування при участі ПАА, під час якого диспетчер оцінює ситуацію, що складається, і намічає план ліквідації аварії. Оцінка ситуації виконується на основі інформації, яку він отримує за допомогою інтерфейсу диспетчера і з тренувального диспетчерського щита, а також за повідомленнями з місць, які він отримує від інструктора або посередника, що діють від імені підлеглого оперативного персоналу.

3. Період ліквідації аварійної ситуації і відновлення оперативного стану енергосистеми, прийнятного з точки зору надійності, економічності і безперебійності електропостачання даного аварійного району енергосистеми.

Диспетчер реалізує план ліквідації аварії шляхом видачі команд, які вводить в модель інструктор або посередник, керуючи роботою моделі енергосистеми. Можливе і самостійне введення команд диспетчером зі свого робочого місця через інтерфейс диспетчера. Результати виконання команд диспетчер відслідковує на екрані дисплея, а також на тренувальному щиті.

Тренування завершується розбором тренування з аналізом дій диспетчера (диспетчерської вахти). Для проведення розбору тренування можна роздрукувати протокол тренування з детальною реєстрацією всіх подій і керуючих дій диспетчера, які відбувалися в певні моменти часу. При проведенні залікових тренувань або конкурсів диспетчерів можна виконувати запис оперативних переговорів і використовувати їх при розборі дій персоналу.

4.5.6. Режимний тренажер РЕТРЕН. Комплекс *РЕТРЕН* розроблений як інтегральна багатофункціональна система для розв'язання ряду важливих проблем оперативного керування режимами об'єднаних енергосистем в реальному часі. Сюди

відносяться задачі навчання оперативно-диспетчерського персоналу, оцінки важкості поточного режиму, перевірки надійності режимів енергосистем і енергетичних об'єднань при виведенні в ремонт основного обладнання, перевірки можливих дій персоналу тощо.

Розв'язання системи диференціальних рівнянь виконується методом неявного інтегрування. На кожному кроці моделювання розв'язується система нелінійних алгебраїчних рівнянь електромережі у формі балансу струмів. Ця система розв'язується ітераційно. На кожному кроці ітерацій система алгебраїчних рівнянь лінеаризується для використання методу Гауса з трикутною факторизацією матриці провідностей. При розв'язанні лінеаризованої системи перед факторизацією (після кожної комутації) в діагональні елементи матриці провідностей вносяться поправкові коефіцієнти, що враховуються в векторах струмів.

Несиметричні режими не розглядаються. При моделюванні навантажень можна враховувати синхронні і асинхронні двигуни. Можна задавати ймовірності комплексні навантаження. В первинних двигунах електростанцій передбачено врахування турбін з регульованими і нерегульованими котлоагрегатами. Моделюється робота АРЧП, враховуються режимні обмеження і здійснюється сигналізація порушень.

Максимальний обсяг розрахункових схем 1000-1500 вузлів. Комплекс *РЕТРЕН* має власну систему відображення графічних схем і власні формати даних про обладнання.

4.5.7. Режимний тренажер ФІНІСТ. Комплекс *ФІНІСТ* – багатофункціональний програмний продукт, призначений для підготовки оперативно-диспетчерського персоналу електроенергетичних систем. Тренажер може використовуватися для початкової підготовки, самопідготовки, підтримування кваліфікації і перепідготовки, кваліфікаційної перевірки знань, протиаварійних тренувань і отримання навичок колективних дій. Може використовуватися для набуття навичок керування в типових ситуаціях, в передаварійних і аврійних умовах; для опрацювання заявок на виведення обладнання в ремонт, перевірки роботи ПАА. Тренажер можна використовувати також для виявлення причинно-наслідкових зв'язків в ланцюгу подій, а також для перевірки правильності дій оперативно-диспетчерського персоналу при ліквідації минулих аварій тощо.

В основі тренажера лежить динамічна модель енергосистеми. Динамічна модель тренажера відтворює ті перехідні процеси, які може контролювати диспетчер. Це тривалі перехідні процеси, пов'язані з тепловими процесами на електростанціях, з регулюванням частоти і потужності, а також з асинхронним ходом. Несиметричні режими не розглядаються. Для розв'язання системи диференціальних рівнянь використовуються явні методи Рунге-Кутта і прогнозу та корекції змінного порядку на основі методу Адамса. Крок інтегрування в моделі швидкої динаміки 17 мс, в моделі повільної динаміки – 34-200 мс.

Для моделювання різних типів перехідних процесів використовуються різні динамічні моделі. При затуханні перехідних процесів взаємними коливаннями роторів синхронних машин можна знехтувати, вважаючи, що прискорення і швидкості всіх машин однакові для кожної з синхронно працюючих зон. За таких умов можна вважати, що режим поступової зміни частоти, стану первинних двигунів і систем керування витратами енергоносія є довготривалим перехідним процесом.

Коли ж перехідний процес інтенсивний, подібні спрощення неприйнятні, і необхідно розглядати електромеханічний перехідний процес. Врахування індивідуальних швидкостей роторів і процесів у системах збудження значно ускладнює задачу моделювання і може привести до неможливості моделювання в реальному темпі для складних енергосистем. Тому в тренажері використовуються одночасно дві моделі: спрощена і повна.

На основному етапі моделювання тривалого процесу взаємні коливання роторів СГ не враховуються, не враховуються і електромагнітні процеси та процеси в системах збудження генераторів. Для розв'язання диференціальних рівнянь використовується метод прогнозу і корекції, оснований на методі Адамса. Порядок точності метода і крок інтегрування вибирається автоматично у відповідності з контролем похибки обчислень. Розрахунок режиму на кроці інтегрування виконується методом Ньютона в логарифмічних полярних координатах, який при великих збуреннях може бути доповнений методом Зейделя. Після великих збурень, при значних коливаннях напруги або при виникненні асинхронного ходу, виконується автоматичний перехід на модель швидкої динаміки з урахуванням перехідних процесів в обмотках синхронних генераторів, АРЗ і взаємних коливань роторів.

Енергосистема може бути представлена або опинитися в стані декількох ізольованих фрагментів (островів). Розрахунки перехідних процесів для кожного з них виконуються незалежно від інших. При об'єднанні островів запускається модель синхроскопа, що виконує контроль різниці частот, модулів і фаз напруги.

При моделюванні довготривалих перехідних процесів нелінійні рівняння режиму в формі балансу потужностей розв'язуються ітераційно з заданою точністю на кожному кроці інтегрування. Враховуються адекватні обмеження режиму генерувальних вузлів по реактивній потужності, статичні тиристорні компенсатори і статичні характеристики навантажень. Ітераційне розв'язання нелінійної системи рівнянь виконується методом Ньютона.

В повній динамічній моделі враховуються взаємні коливання роторів, і на кожному кроці інтегрування розв'язуються нелінійні рівняння режиму у формі балансу струмів Z-методом з частковим врахуванням провідностей навантажень в матриці вузлових провідностей. Можуть враховуватися багатообмоткові трансформатори, комутаційні апарати тощо. Можливе врахування індивідуальних статичних характеристик і випадкових складових навантаження, графіків зміни потужності споживачів, плавний набір потужностей, експоненціальний набір потужності по мірі розігріву.

Враховуються власні потреби, ГЕС, ГАЕС, ТЕС, АЕС і окремі енергоблоки, котлоагрегати, ГТУ. Можливе врахування PQ -діаграм синхронних генераторів, систем АРЧП. При проведенні режимних тренувань дуже важливим є ефективне використання різних джерел реактивної потужності: шунтувальних реакторів і батарей статичних конденсаторів, статичних тиристорних компенсаторів.

Джерела реактивної потужності можуть моделюватися як дискретно або плавно керовані. Дискретно керовані пристрої – це батареї статичних конденсаторів і шунтувальні реактори. Перемикання ступенів дуже повільне і виконується по сигналам телекерування, але може виконуватися і вручну по команді диспетчера або автоматично за умови досягнення уставки по напрузі, реактивній потужності чи коефіцієнту потужності. Плавно керовані джерела служать для моделювання статичних тиристорних компенсаторів. Режим регулювання може бути у вигляді підтримки заданої напруги або регулювання зі статизмом.

Широко представлена ПАА. Будь-яка ПАА моделюється у вигляді узагальненої структури, тобто універсальної автоматики.

Вона має декілька кроків спрацювання. Кожний крок має пусковий орган, що діє на виконавчий пристрій. Дозувальний пристрій моделюється в складі виконавчого пристрою. Для пускового органу задається витримка часу, протягом якого мають виконуватися всі умови пуску і одна або декілька умов порівняння. Умова повернення задається так само, як і умова пуску.

Універсальна модель ПАА дозволяє враховувати практично всі типи комплектів автоматики: автоматичне запобігання порушення стійкості, автоматичне обмеження зниження частоти, автоматичне обмеження підвищення частоти, автоматичне обмеження зниження напруги, автоматичне обмеження підвищення напруги, автоматичне розвантаження обладнання, автомат безпеки турбіни, захист АЕС від режиму з великим відхиленням частоти, груповий регулятор напруги і реактивної потужності, централізована система автоматичного регулювання частоти і активної потужності та інші.

Зовнішніми діями для динамічної моделі можуть бути команди інструктора, сигнали від виконавчих органів ПАА, дії автоматично виконуваного сценарію, а також керуючі дії зовнішніх систем, наприклад, АРЧП.

Динамічна модель реалізована в ядрі загального алгоритму обчислень. Крім ядра обчислення виконують паралельно інші модулі. Окремими модулями оформлена ПАА, засоби виконання сценарію і деякі інші програмні компоненти. Події, що генерують інші програмні модулі, імпортуються в динамічну модель, наприклад, результати спрацювання АЧР, перемикання відгалужень трансформаторів з РПН тощо.

Тренажер дає можливість керування ходом тренування: призупинка і продовження моделювання, призупинка сценарію. Передбачене блокування виходу режимних параметрів за допустимі межі і індикація порушень у випадку відсутності блокування або автоматики в наборі, яка є в реальній енергосистемі.

Є можливість підтримування сценаріїв тренування, початкового їх створення і корегування. Тренажер може використовуватися як у режимі тренування, так і навчання.

Тренажер має власні системи відображення графічних схем і підготовки вихідних даних. Обсяг моделі енергосистеми – до 10000 вузлів розрахункової схеми.

Архітектура тренажера основана на взаємодії ядра і прикладних модулів. Для підтримки модульності виділено два програмних

сервери, розміщені на спільній апаратній платформі: Фініст-сервер і сервер-модулі. Зв'язок ядра з модулями здійснюється за протоколами GID. До складу прикладних модулів входять:

1. Редактор моделі, Використовується при створенні і корегуванні моделей енергосистеми.

2. АРМ технолога. Забезпечує повний цикл підготовки тренувальної сесії. Включає редактор режимів з можливістю оперативного корегування даних. Крім корегування параметрів елементів можна виконувати загальне налаштування: крок моделювання, перелік контрольованих параметрів тощо. Набір налаштування можна зберігати в файлі і використовувати в наступних сеансах роботи.

3. АРМ адміністратора тренування. Призначається для керування ходом тренувальної сесії: завантаження розрахункової схеми, зв'язок з ОІК, завантаження набору ПАА і сценарію тренування, керування часом тощо.

4. АРМ диспетчера. Забезпечує відображення стану моделі енергосистеми в табличному вигляді і на графічному зображенні схеми в форматі *TOPAZ*. Забезпечує можливість використання готових графічних форм ОІК.

5. АРМ контролюючої особи. Представляє засоби підтримки оцінювання результатів тренування, внесення ремарок в ході тренування, виставлення балів за конкретні дії. За результатами тренування формується протокол. Важливою функцією є формування набору інтегральних показників ефективності дій диспетчерів у ході тренування.

Основні функції тренажера:

1. Підсистема відображення. Тренувальні заняття мають проводитися в умовах, максимально наближених до робочого місця диспетчера. Тренажер *ФІНІСТ* забезпечує тренувальну копію ОІК потоком інформації, аналогічно телеметрії. Тренувальна копія системи ОІК може використовуватися не лише для спостереження, але й для керування режимом моделі енергосистеми. Для цього використовується стандартний алгоритм телекерування. Для автономної роботи тренажера передбачена підсистема відображення АРМ диспетчера, що забезпечує відображення інформації на графічному зображенні схеми, створеної в *TOPAZ Graphics*, і на табличних формах. АРМ диспетчера забезпечує також можливість виконання керувальних дій на динамічну модель. В АРМ диспетчера

можна вводити складні команди такі, як, наприклад, зміна режиму роботи генераторного блоку.

2. Робота зі сценаріями. Сценарій вводиться в дію по команді інструктора. Сценарій представляє собою послідовність дій або груп дій, що виконуються одночасно. Деякі з них можуть виконуватися умовно. Один і той самий сценарій може бути застосований для різних схем і вихідних режимів. Декілька часткових сценаріїв можна виконувати одночасно. Виконання сценарію або окремих його дій може бути відмінено або затримано інструктором.

3. Протокол ходу тренування. Виконується фільтрування і групування інформації для різних категорій користувачів. За протоколом автоматично може бути згенерований сценарій.

4. Автоматичне оцінювання результатів тренування. Робота контролюючої особи підтримується за допомогою АРМ контролера, яке дозволяє створювати звіт тренування у вигляді протоколу в форматі *MS Word*, в якому відображаються події тренування, інтегральні параметри, випадки і тривалості порушення норм, експрес-оцінки, які контролер вніс в процесі тренування. В протокол можуть бути внесені графіки, якщо вони представляють інтерес при аналізі дій диспетчера.

Всі розглянуті тренажери мають різні характеристики і відповідають різним вимогам, але спільними для всіх цих тренажерів є наступні особливості:

- моделювання тривалого перехідного процесу,
- відмова від урахування електромагнітних перехідних процесів,
- повний спектр обладнання реальних електроенергетичних систем,
- наявність механізму побудови і використання на моделі сценаріїв тренування.

Розділ 5 РЕЖИМНИЙ ТРЕНАЖЕР ДИСПЕТЧЕРА РЕТРО

5.1. Загальна характеристика тренажера

Режимний тренажер оперативного персоналу (РЕТРО) призначений для підготовки і вдосконалення навичок роботи оперативно-диспетчерського персоналу, а також інженерів служб оптимізації режимів і інших допоміжних служб енергосистем. Він може бути використовуваний і для аналізу динамічної стійкості, довготривалих перехідних процесів, при проектуванні і налагодженні систем протиаварійної автоматики, а також, – за наявності поточного зрівноваженого режиму, – в якості порадики диспетчера в процесі оперативних дій.

Граничний обсяг розрахункових схем 50000 вузлів, 75000 гілок. Схема може бути поділена на частини, автономні підсистеми або острови. В розрахунках можуть брати участь або всі частини системи одночасно, або деякі, або одна частина. Якщо при розрахунку вихідного усталеного режиму вибрані деякі частини системи, то вони і будуть брати участь при роботі динамічної моделі тренажера.

Тренажер складається з 7 основних програм: *Scenario.exe*, *ZadaPA.exe*, *Zadagra.exe*, *DYNAMO.exe*, *Dis.exe*, *Grafik.exe* і *Protocol.exe*. Кожна програма запускається подвійним клацанням правої клавіші по відповідному прапорцюві (рис. 5.1).

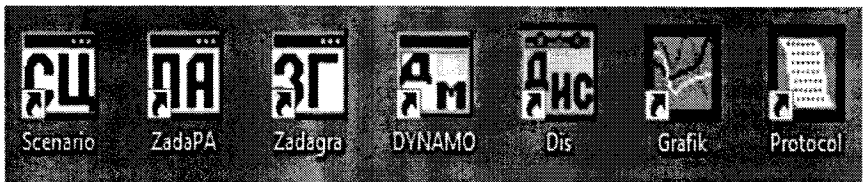


Рис.5.1

Крім того ще є дві допоміжні функції в складі комплексу ГРАФСКАНЕР, які призначені забезпечувати виведення результатів моделювання на граф схеми (робоче місце інструктора) і диспетчерський щит або монітор із зображенням щита (робоче місце тренуваного). Ці функції включаються в роботу автоматично при функціонуванні програми *DYNAMO.exe*.

Таким чином, центральне місце в тренажерному комплексі належить програмі *DYNAMO.exe* – динамічній моделі енергосистеми. Дані про електромережу і генератори системи зберігаються в файлах *prom.dat* і *prom.gen* у «форматі ЦДУ». Підготовка цих даних виконується засобами комплексу ГРАФСКАНЕР. Спочатку має бути розрахований вихідний усталений режим (програма комплексу ГРАФСКАНЕР), результати якого зберігаються в файлі *prom.rur* або *prom.bin*. При необхідності можуть використовуватися також файли описання районів і перетинів *prom.rb* и *prom.sb*.

Алгоритм роботи динамічної моделі оснований на числовому розв'язанні систем диференціальних і алгебраїчних рівнянь режиму енергосистеми з урахуванням зовнішніх дій з боку сценарію, ПАА і команд диспетчера (тренуваного). Для числового інтегрування диференціальних рівнянь використовується рекурентний метод, який характеризується досить високою мірою числової стійкості на великих інтервалах часу моделювання. Тривалість перехідного процесу практично не обмежена. Моделювання процесів може виконуватися в темпі реального часу, в прискореному чи сповільненому темпі або в темпі обчислень (в 10-20 раз швидше реального часу). Можливе переривання моделювання або використання тайм-ауту з наступним продовженням перерваного сценарію або з початком нового. Можлива робота або в режимі вільного тренування (самопідготовки), або в режимі екзамену.

Перші три програми (*Scenario.exe*, *ZadaPA.exe*, *Zadagra.exe*) забезпечують підготовку сценаріїв тренування, даних про ПАА і завдань на виведення графіків перехідних процесів для необхідних змінних. Вся ця інформація зберігається у вигляді баз даних у текстовому вигляді. Використовується проста мова, близька до звичайної мови, яка легко сприймається користувачами тренажера. Існує можливість створення нових, доповнення або редагування раніше створених, дублювання і виключення існуючих розділів. Припускається, що користувач може одночасно працювати з багатьма варіантами. У найпростішому випадку за допомогою цих

програм можна без змін просто вибрати в якості активних необхідні розділи, що використовуються в конкретному тренуванні. Можлива кількість розділів для кожного виду інформації 1000, довжина одного розділу до 1000 рядків, у рядку не більше 74 символів.

Програма *Dis.exe* призначена для виконання команд диспетчера в процесі тренування. Склад можливих команд диспетчера залежить від режиму тренування. В режимі екзамену диспетчер може подавати лише команди комутаційних змін у схемі мережі або режиму роботи енергосистеми. Під час вільного самотренування диспетчер крім того може ще впливати на швидкість моделювання процесу, призупиняти процес моделювання для осмислення надходження інформації або отримання додаткової інформації, продовжувати моделювання чи закінчити тренування достроково; він може поставити помітку часу і повернутися до неї яку завгодно кількість разів з метою пошуку найкращого результату.

Результати моделювання наносяться на граф схеми і диспетчерський щит або електронну модель щита (версія ГРАФСКАНЕРА має бути не раніше 01.01.2011). Крім того, у відповідності до завдання для графіків, формується файл прямого доступу *graf.dyn*, в кожному записі якого запам'ятовуються значення відповідних змінних на поточному кроці моделювання. По даним цього файлу програма *Grafik.exe* може сформувати результати розрахунків перехідного процесу у формі таблиць і графіків *Excel*.

В процесі роботи динамічної моделі виконується також виведення повідомлень у формі 4 протоколів:

1) загальний протокол про хід тренування, в якому відображаються з зазначенням часу всі дії відповідно до сценарію, спрацювання ПАА і команд диспетчера;

2) протокол реєстрації команд, що надходили від диспетчера;

3) протокол спрацювання умов і дій ПАА;

4) протокол помилок, попереджень і повідомлень при вводі вихідних даних і в процесі моделювання.

Ці дані можуть бути виведені як в кінці тренування, так і під час тайм-ауту, якщо він був передбачений сценарієм, або після призупинки моделювання диспетчером в режимі вільного тренування.

Перш ніж проводити тренування персоналу, необхідно виконати великий обсяг підготовчої роботи з боку інструктора навчання.

Інструктор – це експерт в області режимів роботи енергосистем, а також протиаварійного автоматичного і оперативно-диспетчерського керування ними. Спочатку інструктор має намітити цілі і задачі навчання і тренування персоналу. Необхідно організувати підготовку розрахункових схем, параметрів мережі і синхронних генераторів, вихідних усталених режимів енергосистеми. Для кожного конкретного тренування необхідно розробити сценарій і, якщо він передбачає роботу ПАА, підготувати описання умов спрацювання і дій автоматики. Ця робота потребує значних зусиль і багатократних розрахунків за допомогою динамічної моделі і інших програм тренажера. Необхідно передбачити і проаналізувати можливі дії тренуваних і їхню ефективність для наступної оцінки цих дій в процесі тренування.

Для деяких задач на початковому етапі сценарій повинен передбачати режим вільного тренування. Може з'явитись необхідність розділення тренування на два етапи і більше з використанням окремих сценаріїв. У процесі налагодження сценаріїв передбачається широке використання виведення графіків змінних і протоколів.

5.2. Динамічна модель енергосистеми

5.2.1. Характеристика програми. Динамічна модель енергосистеми (*DYNAMO*) – головна програма режимного тренажера. В процесі роботи моделі виконується числове розв'язання диференціальних рівнянь генераторів з заданим кроком інтегрування; виведення параметрів режиму електричної мережі на граф схеми, диспетчерський щит або його графічну модель і графіків перехідного процесу (якщо є завдання на виведення графіків) з заданим інтервалом виводу; відпрацювання дій сценарію на кожному інтервалі і моделювання ПАА, якщо задане її описання. Якщо сценарій тренування не заданий, вихідний режим продовжує залишатися незмінним (гладкий процес).

По умовчанню крок інтегрування, інтервал виводу і таймер (затримка часу на інтервалі виводу для забезпечення прискореного, уповільненого чи реального часу) прийняті відповідно 0.02, 2 і 1.8 с. Змінити ці параметри можна в сценарію за допомогою дії ЗМ_ТЕМП_МО (див. розділ 5.3 по програмі *Scenario*). Тривалість тренування по умовчанню прийнята рівною 3600 секунд. Якщо

потрібна інша тривалість, в сценарію необхідно передбачити дію СТОП з зазначенням часу закінчення тренування. Тренування може бути перерване також достроково інструктором або учнем в процесі самопідготовки за допомогою кнопки СТОП.

В динаміку перехідного процесу можна втручатися зовні безпосередньо в процесі моделювання за допомогою команд диспетчера (учня). Це звичайні дії, які має право здійснювати диспетчер енергосистеми: вимкнення гілок, зміна їхніх параметрів, коефіцієнтів трансформації, вимкнення вузлів, зміна навантаження, генерації чи провідностей шунтів (реакторів, БСК тощо), зміна генерації і навантаження районів, зміна складу енергоблоків генераторних груп чи їх вимкнення, а також зміна умов спрацювання ПАА. Для реалізації команд диспетчера необхідно по мірі необхідності запускати в роботу програму *Dis*.

Існує два режими роботи моделі. По умовчанню вважається режим екзамена. Можна задати режим самопідготовки. Для цього в сценарію має бути передбачена дія ЗМІ_УМО_ТРЕ з параметром 1. Можлива комбінація цих двох режимів в одному тренуванні. В режимі самопідготовки учень може за допомогою програми *Dis* виконати помітку якогось моменту часу і здійснити будь-яку кількість повернень до цієї мітки з метою пошуку оптимальних рішень, призупинити роботу динамічної моделі, щоб зібратися з думками, проаналізувати графіки перехідних процесів тощо. Після цього він може виконати команду продовження моделювання. Учень може змінювати в режимі самопідготовки темп моделювання (уповільнювати чи прискорювати), а також достроково закінчити виконання сценарію за допомогою команди СТОП.

5.2.2. Методика моделювання процесу. При навчанні чи тренуванні персоналу реальні фізичні явища, що протікають в електроенергетичній системі, відображаються за допомогою математичної моделі перехідного процесу (динамічної моделі). Модель має бути адекватною реальній енергосистемі і відповідати наступним вимогам:

- 1) мати достатньо високу швидкість розрахунків для можливості розглядання схем великої розмірності (до 50000 вузлів);
- 2) мати високу числову стійкість моделі на великих інтервалах часу (декілька годин);
- 3) враховувати можливість розділення системи на автономні частини (підсистеми, острови, енерговузли тощо);

4) передбачати можливість глибокого (до 45 Гц) зниження частоти в автономних частинах;

5) бути достатньо чисельно стійкою при глибоких зниженнях напруги у вузлах електричної мережі (до 0 %);

6) враховувати дії на елементи енергосистеми у вигляді сценарію, ПАА і команд диспетчера;

7) враховувати вплив АРЗ, АРШ, АРЧП, регуляторів тиску пари «до себе», власних потреб електростанцій, головних регуляторів котлоагрегатів та ін.;

8) враховувати регулювання напруги в синхронних генераторах і інших джерелах реактивної потужності, що представляються як диференціальними, так і алгебраїчними рівняннями з адекватним урахуванням обмежень по реактивній потужності;

9) враховувати узагальнені статичні і динамічні характеристики або підтримувати незмінність заданих потужностей навантажень і генерації вузлів мережі;

10) передбачати наявність узагальнених елементів об'єднаної енергосистеми, таких як райони і перетини.

Розрахункова схема електричної мережі складається з вузлів, подовжніх гілок (ліній електропередачі і трансформаторів), поперечних гілок (шунтів) і змінних ЕРС генераторів і навантажень, прикладених за незмінними реактивними опорами.

Синхронний генератор – це електрична машина з обертовими електромагнітними контурами і системами автоматичного регулювання. При комутаційних змінах в електричній мережі поточкозчеплення контурів деякий час залишається практично незмінним, але при цьому наводяться вільні струми. Тому і пропорціональна поточкозчепленню ЕРС генератора $E = E'_q$ також залишається незмінною. При такому припущенні синхронний генератор можна розглядати як ідеальне джерело напруги за перехідним реактансом x'_d (рис. 5.2, а). Оскільки ЕРС $\dot{E} = E'_q e^{j\delta}$, то струм генератора

$$\dot{I} = I' + jI'' = \frac{E'_q (\cos \delta + j \sin \delta) - \dot{U}}{jx'_d}, \quad (5.1)$$

а потужність

$$\dot{S}_r = \dot{U}\dot{I} = P_r + jQ_r. \quad (5.2)$$

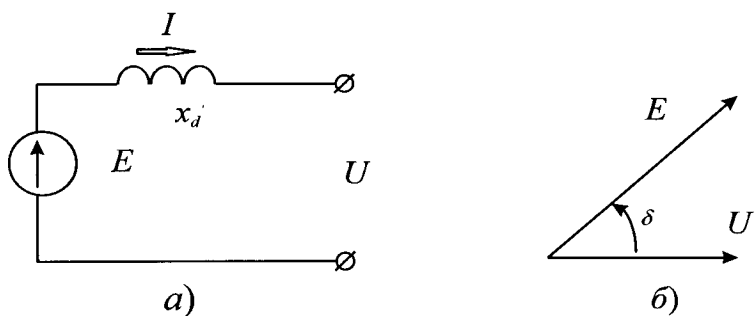


Рис. 5.2

Зміна перехідної ЕРС описується диференціальним рівнянням Лебедева-Жданова

$$T_{d0} p E_q' + E_q' = E_{qe} + (x_d - x_d') i_d, \quad (5.3)$$

де T_{d0} – стала часу обмотки збудження [с],

E_{qe} – ЕРС збудження [кВ],

x_d і x_d' – синхронний і перехідний реактанси генератора [Ом],

$$i_d = I'' \cos \delta - I' \sin \delta \quad (5.4)$$

– поперечний струм статора [кА].

ЕРС збудження E_{qe} змінюється під дією системи АРЗ генератора. Система збудження, зазвичай, описується двома диференціальними рівняннями, що враховують інерційність регулятора і збуджувача. Вихідний сигнал регулятора визначається диференціальним рівнянням

$$\frac{d\Delta u_p}{dt} = \frac{1}{T_p} [K_{U0}(U_{r0} - U_r) + K_{I1}(I_r - I_{r0}) - \Delta u_p], \quad (5.5)$$

збуджувач моделюється диференціальним рівнянням

$$\frac{dE_{qe}}{dt} = \frac{1}{T_z} [E_{qe0} - E_{qe}], \quad (5.6)$$

де T_p і T_z – сталі часу регулятора збудження і збуджувача, с; K_{U0} , K_{I1} – коефіцієнти підсилення каналів жорсткого зворотного зв'язку по напрузі і компаундування по струму статора; U_{r0} – напруга генератора в нормальному усталеному режимі; I_{r0} – струм статора,

що відповідає максимальній чи мінімальній реактивній потужності генератора; E_{qe0} – ЕРС збудження в нормальному режимі, в. о.

Якщо реактивна потужність генератора не виходить за межі допустимих значень, канал компаундування по струму статора заблокований. За межами цих значень не працює канал регулювання по напрузі.

Зазвичай при розрахунках електромеханічних перехідних процесів у складних енергосистемах впливом демпферних контурів нехтують. В такому випадку його можна враховувати наближено за допомогою демпферного коефіцієнта K_d у рівнянні руху

$$T_j \frac{ds}{dt} + K_d s = \omega_0 \frac{P_T - P_r}{S_{\text{гном}}}, \quad (5.7)$$

де T_j – стала інерції турбогенератора [с], s – ковзання [рад/с], ω_0 – синхронна кутова швидкість (314.16 рад/с), P_T – потужність турбіни [МВт], $S_{\text{гном}}$ – номінальна повна потужність [МВА].

Іноді замість сталої інерції в довідниках по синхронним машинам приводяться моменти інерції. Тоді перерахунок необхідно виконувати за формулою

$$T_j = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2}{10^6 \cdot S_{\text{гном}}}, \quad (5.8)$$

де GD^2 – момент інерції синхронної машини в т·м², n – частота обертання об/хв.

Моменти інерції гідротурбін складають приблизно 10% моменту інерції приєднаних до них генераторів. Для парових турбін (з довідника Файбисовича):

К-300-240 – 49 т·м²

К-500-240 – 73 т·м²

К-800-240 – 120 т·м²

Моменти інерції турбіни і генератора повинні додаватися.

Основним генеруючим об'єктом енергосистеми є тепла електростанція (ТЕС), структурна схема якої показана на рис. 5.3. Якщо не торкатися питань протиаварійної автоматики і технологічного захисту, модель ТЕС можна розглядати як взаємодію п'яти умовно виділених елементів: автоматичного регулятора швидкості турбіни (АРШ), турбіни (Т), регулятора тиску пари «до себе» (РДС), головного регулятора (ГР) і котельного агрегату (К).

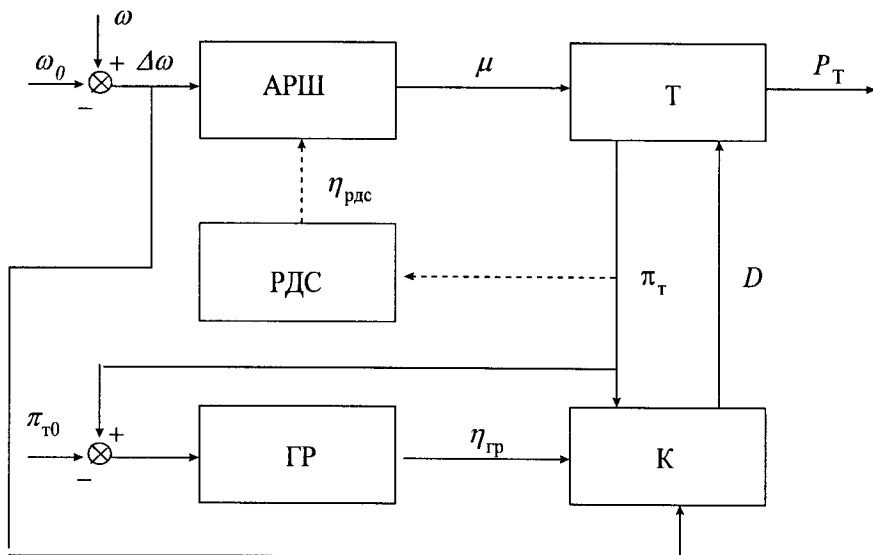


Рис. 5.3

Процеси і режими теплових частин ТЕС і АЕС суттєво відрізняються. Математична модель АЕС дуже складна, але її використання в основному обмежується дослідженнями режимів самої АЕС. При дослідженнях довготривалих перехідних процесів в енергосистемах можна обмежитися використанням математичної моделі ТЕС з параметрами, які в найбільшій мірі відповідають динамічній характеристиці АЕС.

В турбіні відбувається перетворення потужності потоку енергоносія в потужність на валу турбогенератора. При незмінному тиску пари перед турбіною її витрати, що відповідають потужності на валу, залежать лише від міри відкриття регулюючого клапана μ . Проте необхідно враховувати деяке запізнення в процесі змінювання потужності турбіни від витрат пари. Інерційність турбіни визначається об'ємом простору, заповненого стиснутою парою між регулюючим клапаном і турбіною, і характеризується сталою часу парового об'єму T_n .

Якщо не враховувати розподілення парового об'єму в просторі, то турбіна може бути представлена звичайним диференціальним рівнянням

$$\frac{dP_T}{dt} = \frac{1}{T_n} (\mu - P_T), \quad (5.9)$$

де P_T – потужність турбіни у в. о. Числові значення сталої часу T_n практично не виходять за межі 0.2-0.4 с.

Рівняння (5.9) відповідає найпростішій моделі турбіни. Сучасні потужні парові турбіни виготовляються з урахуванням вторинного або проміжного перегрівання пари. Ємність вторинного парового тракту значно збільшена, що пов'язано з відповідним збільшенням інерційності перехідних процесів. Стала часу проміжного перегрівача $T_{пн}$ для різних типів енергоблоків складає 5-8 с.

Порівнюючи сталі часу T_n і $T_{пн}$, можна припустити, що інерційністю парового тракту між регулюючим клапаном і турбіною можна знехтувати. Частина потужності турбіни, що відповідає потоку енергоносія між клапаном і проміжним перегрівачем, називається частиною високого тиску (ЧВТ). У відносному вираженні вона дорівнює $k_{вт}$. В усталеному режимі вона може змінюватися в діапазоні 0.3-0.34. В перехідних процесах її необхідно приймати дещо більшою – 0.4-0.5.

При раптовій зміні положення регулюючого клапану лише частина ($k_{вт}$) потужності з'являється миттєво на валу турбіни. Решта ж потужності, що відповідає потокові пари в частині середнього і низького тиску (ЧНТ), змінюється відповідно сталій часу $T_{пн}$.

Отже, математичну модель парової турбіни з проміжним перегрівом можна описати системою рівнянь:

$$\begin{aligned} P_{вт} &= k_{вт} \mu, \\ \frac{dP_{пн}}{dt} &= \frac{1}{T_{пн}} [(1 - k_{вт}) \mu - P_{пн}] \\ P_T &= P_{вт} + P_{пн}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

де $P_{вт}$, $P_{пн}$ – потужності турбіни стосовно частин високого і низького тиску.

В перехідному процесі робота АРШ відображається диференціальним рівнянням

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_c} \left(\frac{\Delta\omega}{\sigma} - \mu + \mu_0 \right), \quad (5.11)$$

де μ – відносне переміщення поршня сервомотора, що дорівнює мірі відкриття регулюючого клапана турбіни; μ_0 – його значення в нормальному режимі у в. о.; T_c – стала часу сервомотора, с; σ – статизм регулювання швидкості обертання турбіни; $\Delta\omega$ – відносне відхилення частоти обертання від номінального значення.

Величина $\Delta\omega/\sigma$ дорівнює відносному переміщенню поршня золотника. Ця величина в програмах аналізу електромеханічних перехідних процесів зазвичай обмежується граничними значеннями при відкритті і закритті клапана турбіни. Даний вид обмеження враховується і в динамічній моделі тренажера.

Котельний агрегат в дійсності складна система з великою кількістю взаємозв'язаних регульованих величин. Але його вплив на потужність, що видається енергоблоком в енергосистему, визначається практично лише змінюванням тиску пари. Якщо розглядати енергоблок як частину енергосистеми, модель котла можна побудувати спрощено у вигляді взаємодії чотирьох динамічних елементів: парового генератора, топки, власних потреб і головного регулятора.

Паровий генератор котла спрощено може розглядатися як елемент з зосередженою ємністю, інтегруюча ланка зі сталою часу T_k , на виході якої маємо тиск пари π_k у в. о. Математично він описується диференціальним рівнянням

$$\frac{d\pi_k}{dt} = \frac{1}{T_k} (D_0 - D - \Delta D_{\text{вп}} - \Delta Q), \quad (5.12)$$

де D_0 – витрати пари в нормальному режимі, в. о.; $\Delta D_{\text{вп}}$ – витрати пари в механізмах власних потреб, в. о.; ΔQ – зміна тепла внаслідок дії головного регулятора, в. о.

Тиск пари перед турбіною π_t відрізняється від тиску π_k на величину перепаду тиску в тракці котел-турбіна

$$\pi_t = \pi_k - k_R D^2, \quad (5.13)$$

де k_R – коефіцієнт падіння тиску. Об'єм цього тракту невеликий і його інерційність можна не враховувати.

Топка моделюється рівнянням

$$\frac{d\Delta Q}{dt} = \frac{1}{T_T} (\eta_{\text{тп}} - \Delta Q), \quad (5.14)$$

де T_T – стала часу топки, яка характеризує інерційність подачі і згоряння палива, с; $\eta_{гр}$ – вхідний сигнал головного регулятора, в. о.

Як відомо, при значному зниженні частоти суттєво падає продуктивність механізмів власних потреб електростанції. На вхід відповідної ланки поступає відхилення частоти $\Delta\omega$, а на виході маємо зміну витрат пари $\Delta D_{вп}$ на власні потреби. Математична модель цього явища може бути описана рівнянням

$$\frac{d\Delta D_{вп}}{dt} = \frac{1}{T_{вп}} (k_{вп} \Delta\omega - \Delta D_{вп}), \quad (5.15)$$

де $k_{вп}$, $T_{вп}$ – коефіцієнт підсилення (в. о.) і стала часу (с) ланки власних потреб.

Головний регулятор, діючи на топку, приводить парову продуктивність котла у відповідність з навантаженням турбіни. Робота головного регулятора описується рівняннями:

$$\begin{aligned} \eta_1 &= k_{гр} (\pi_T - \pi_{T0}), \\ \frac{d\eta_2}{dt} &= \frac{1}{T_{гр}} (\pi_T - \pi_{T0}), \\ \eta_{гр} &= \eta_1 + \eta_2, \end{aligned} \quad (5.16)$$

де $k_{гр}$, $T_{гр}$ – коефіцієнт підсилення (в. о.) і стала часу (с) головного регулятора; π_{T0} – тиск пари на вході в турбіну в нормальному усталеному режимі, в. о.

Розглянута математична модель відповідає динамічній характеристиці генеруючих потужностей у вузлах приєднання генераторів. При цьому турбіну можна моделювати незмінною потужністю ($T_c=0$), з урахуванням АРШ ($T_c>0$) або з «ковзними» параметрами пари ($T_c<0$).

Всі інші генеровані потужності, для яких генератори явно не задані, змінюються по спрощеній динамічній характеристиці. Вони представляються змінними ЕРС \dot{E}_r за незмінними опорами x_r

$$\frac{d\dot{E}_r}{dt} = \frac{1}{T_r} \left(\dot{U} + jx_r \frac{P_{гзд} - jQ_r(U)}{\hat{U}} - \dot{E}_r \right), \quad (5.17)$$

де T_r – стала часу генерації, с; \dot{U} – вектор напруги у вузлі генерації;

$P_{\text{зад}}$ і $Q_{\text{г}}(U)$ – задана активна і розрахункова реактивна потужності генерації у вузлі.

Розрахункова реактивна потужність генерації обчислюється по певному алгоритму в залежності від поточної напруги у вузлі і незмінного модуля напруги з урахуванням обмежень по реактивній потужності. Якщо фіксація модуля не задана, розрахункова реактивна потужність приймається рівною заданій.

Навантаження також моделюються змінними ЕРС $\dot{E}_{\text{н}}$ за незмінними опорами $x_{\text{н}}$ у відповідності з рівняннями

$$\frac{d\dot{E}_{\text{н}}}{dt} = \frac{1}{T_{\text{н}}} \left(\dot{U} - jx_{\text{н}} \frac{P_{\text{н}}(U, f) - jQ_{\text{н}}(U, f)}{\hat{U}} - \dot{E}_{\text{н}} \right), \quad (5.18)$$

де $T_{\text{н}}$ – стала часу навантаження, с; \dot{U} – вектор напруги у вузлі навантаження, кВ; $P_{\text{н}}(U, f)$ и $Q_{\text{н}}(U, f)$ – розрахункові активна і реактивна потужності навантаження, що визначаються по статичним характеристикам в залежності від напруги і частоти, МВА.

Якщо статичні характеристики не враховуються, розрахункові потужності навантаження дорівнюють заданим. Сталі часу і реактивні опори генерації і навантаження у в. о. приймаються однаковими для всіх вузлів.

Електрична мережа представляє собою граф схеми, що складається з вузлів і гілок (ліній електропередачі і трансформаторів). У вузлах схеми підключені вітки, генератори, узагальнені потужності генерації і навантаження, а також шунти.

У відповідності з першим законом Кірхгофа кожний вузол s в загальному випадку можна описати рівнянням

$$\dot{y}_{ss} \dot{U}_s - \sum_{f \in s} \dot{y}_{sf} \dot{U}_f = \frac{E'_q (\cos \delta + j \sin \delta)}{jx'_d} + \frac{\dot{E}_{\text{г}}}{jx_{\text{г}}} + \frac{\dot{E}_{\text{н}}}{jx_{\text{н}}} = j_s, \quad (5.19)$$

де \dot{y}_{ss} – власна провідність вузла, Сим; \dot{y}_{sf} – взаємна провідність, Сим; j_s – еквівалентний вузловий струм, незмінний на протязі кожного кроку інтегрування диференціальних рівнянь, кА.

Таким чином, з урахуванням розглянутих раніше припущень квазістаціонарний (на кроці інтегрування) режим електричної мережі у відповідності до методу вузлових напруг може бути описаний системою лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\dot{Y}_b \dot{U} = J. \quad (5.20)$$

Матриця \dot{Y}_b має дуже розріджений вигляд, тому для розв'язання системи (5.20) є ефективним використання методу подвійної факторизації. Це досить складний метод розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь, що потребує використання спеціальної системи адресних посилань, які пристосовані до змінної топологічної моделі електричної мережі. Така модель має бути побудована на підготовчому етапі обчислень.

Основною метою підготовчих обчислень є побудова факторизованої інформаційної моделі мережі. Факторизація основана на еквівалентному згортанні схеми з використанням оптимальної послідовності виключення вузлів. Оскільки ця процедура повинна повторюватися на протязі перехідного процесу багатократно (при кожній комутаційній зміні параметрів схеми), то визначення оптимальної послідовності розглядання вузлів і побудова масивів адресних посилань виконується на підготовчому етапі фіктивного перетворення схеми, тобто імітації перетворення без зміни її параметрів.

Конфігураційна модель для перетворення схеми основана на використанні динамічного списку асоціативно зв'язаних між собою гілок і складається з двох масивів адресних відображень: *IWI* – список номерів гілок, упорядкований по “віялам” вузлів схеми; *NEXT* – масив адресних посилань на продовження розгляду списку гілок віяла в складі *IWI*.

Масив *IWI* має наступну структуру. Спочатку розміщені номери перших гілок з множини прилеглих до відповідних вузлів. У кінці масиву розміщуються номери решти гілок в упорядкованому вигляді. Таке розміщення перших гілок дозволяє легко знайти початок відповідного віяла вузла. Продовження ланцюга гілок можна прослідкувати за допомогою масиву *NEXT*. Признаком кінця ланцюга є значення 0. Оскільки в процесі перетворення схеми кількість гілок може збільшуватися до 150-170%, розмірність масивів *IWI* і *NEXT* має бути встановлена з відповідним запасом.

Модель адресних посилань включає також масиви *IH* і *IK*, значення яких дорівнюють порядковим номерам начал і кінців гілок.

У процесі виключення необхідне вивільнення відповідних частків пам'яті комп'ютера для розміщення нових гілок на місці видалених. Для цього використовується так званий магазин вільних

мість для гілок, об'єднаний з **IK**, а його початковий адрес знаходиться в комірці **MAGV**. Аналогічно масив **NEXT** паралельно виконує функцію магазину вільних мість асоціативних зв'язків. Початок цього магазину зафіксований в комірці **MAGA**.

Розглянута конфігураційна модель мережі (очевидно, не єдино можлива) вибрана виходячи з умови найкращої її пристосованості для використання методу подвійної факторизації.

Виходячи з важливості цього питання, розглянемо дуже простий приклад побудови конфігураційної моделі для графа мережі, показаного на рис. 5.4. Прослідкуємо динаміку її зміни в процесі поетапного перетворення схеми.

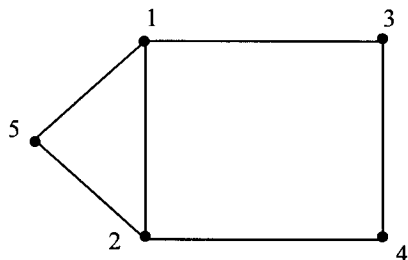


Рис. 5.4

Початковий стан схеми можна описати за допомогою вище зазначеної системи адресних відображень:

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
IH (i)	5	5	1	2	1	3	0	0	0	0				
IK (i)	1	2	3	4	2	4	8	9	10	11				
MAGV	7													
j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
IWI (j)	1	2	3	4	1	3	5	4	6	6	6	2	0	0
NEXT (j)	6	8	10	11	12	7	0	9	0	0	0	0	14	15
MAGA	13													

Масив **IH**, починаючи з $i=7$, пустий, а **IK** представляє магазин гілок. Аналогічно масив **NEXT**, починаючи з $j=13$, використовується під магазин асоціативних зв'язків.

Нехай, наприклад, першим виключається вузол 5. Із конфігураційної моделі впливає, що з вузлом 5 (тобто $j=5$) зв'язана перша по порядку гілка (тобто 5-1) і далі, оскільки **NEXT**(5)=12, гілка з порядковим номером 2 (тобто 5-2). Значення **NEXT**(12)=0

означає, що гілка 5-2 остання. Після виключення вузла 5 і гілок 5-1 і 5-2 конфігураційна модель набуває наступного вигляду:

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
<i>IH(i)</i>	0	0	1	2	1	3	0	0	0	0							
<i>IK(i)</i>	7	1	3	4	2	4	8	9	10	11							
<i>MAGV</i>	2																
<i>j</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
<i>IWI(j)</i>	3	4	3	4	0	0	5	0	5	6	6	0	0	0			
<i>NEXT(j)</i>	7	9	10	11	6	12	0	5	0	0	0	13	14	15			
<i>MAGA</i>	8																

При додаванні до складу моделі нової гілки, яка може бути ввімкнена між двома вузлами *s* і *f*, її порядковий номер розміщення i_d вибирається з магазину *MAGV*.

Зазначені елементарні дії (виключення і додавання гілок) складають основу методики еквівалентного перетворення схеми. На черговому кроці перетворення будується віяло сусідніх гілок вибраного вузла і їх виключення з конфігураційної моделі, перетворення багатопроменевої зірки в повний багатокутник з діагоналями, корегування провідностей паралельних участків або включення до складу моделі нових гілок. При утворенні нових гілок і видаленні старих гілок під час перетворення зірки необхідно виконувати також корекцію власних провідностей вузлів.

Кінцевим результатом етапу попередніх обчислень (прямого ходу Гауса) являється факторизована інформаційна модель мережі (так звана ілімінативна форма оберненої матриці вузлових провідностей). До складу моделі входять чотири масиви: початкові і кінцеві номери вузлів еквівалентних гілок *s* і *f*; власні опори вузлів

$$\dot{z}_{ss} = \frac{1}{\dot{y}_{ss}},$$

тобто величини, зворотні власним провідностям вузлів, і факторизовані параметри гілок

$$\dot{A}_{sf} = \dot{y}_{sf} \dot{z}_{ss},$$

де \dot{y}_{sf} – провідності гілок у процесі еквівалентного перетворення.

Розрахунок квазістаціонарного режиму при зафіксованих на черговому кроці чисельного інтегрування динамічних змінних виконується шляхом розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь (5.20) методом подвійної факторизації. Алгоритм

розрахунку дуже простий: згортання вузлових струмів і розгортання вузлових напруг. Перший цикл виконується в прямому напрямку розглядання гілок факторизованої моделі, а другий – у зворотному. Весь алгоритм складається з трьох формул:

$$\begin{aligned} \mathbf{J}(f_i) &= \mathbf{J}(f_i) + A_i \mathbf{J}(s_i), i = 1, 2, \dots, N; \\ \dot{U}_s &= -J_s \dot{z}_{ss}, s = 1, 2, \dots, m; \\ \dot{U}(s_i) &= \dot{U}(s_i) + A_i \dot{U}(f_i), i = N, N-1, \dots, 1; \end{aligned} \quad (5.21)$$

де N – кількість гілок факторизованої інформаційної моделі.

Числове розв'язання системи диференціальних рівнянь виконується методом рекурентних співвідношень. Суть цього методу полягає в наступному. Диференціальні рівняння перехідних процесів в енергосистемі приводяться не до форми Коші, як зазвичай у методах типу Адамса, Рунге-Кутта і ін., а до вигляду

$$T \frac{dx}{dt} + x = x_{30}, \quad (5.22)$$

де T стала часу, x – параметр режиму, x_{30} – задавальна зовнішня дія в цьому процесі.

Так, наприклад, у рівнянні Лебедева-Жданова (5.3) параметром режиму являється перехідна ЕРС, задавальною зовнішньою дією –

$$E_{qe} + (x_d - x'_d) i_d$$

і сталою часу – стала часу обмотки збудження.

Переходячи в область зображень з урахуванням початкових умов вираз (5.22) можна переписати у вигляді

$$x(p) = \frac{Tp}{Tp+1} x_0 + \frac{1}{Tp+1} x_{30}(p) \quad (5.23)$$

де p – оператор диференціювання.

Після зворотного перетворення в часову область з урахуванням квантування часу $t=h$ і апроксимації зовнішньої дії отримуємо рекурентне співвідношення. Якщо обмежитися найпростішим видом апроксимації – ступінчатою, то співвідношення набуває вигляду

$$x^{i+1} = \xi x^i + (1 - \xi) x_{30}^i, \quad (5.24)$$

де i – номер поточного кроку інтегрування; ξ – коефіцієнт рекурентного співвідношення,

$$\xi = e^{-\frac{h}{T}}. \quad (5.25)$$

З підвищенням порядку точності апроксимації зовнішньої дії підвищується точність інтегрування. Зокрема при квадратичній апроксимації маємо метод третього порядку інтегрування, аналогічний методу Адамса. Але, як показали попередні дослідження, чим вищий порядок методу, тим гірша числова стійкість методу (чутливість до зменшення кроку інтегрування на великих інтервалах часу моделювання). Тому в динамічній моделі тренажера використовується найпростіший метод числового інтегрування за методом (5.24).

5.3. Робота зі сценаріями

5.3.1. Поняття сценарію. Програма *Scenario* призначена для виконання попередніх робіт при підготовці конкретних задач навчання і тренування режимного і диспетчерського персоналу енергосистем: підготовки нового сценарію, дублювання існуючого і його редагування, виключення непотрібного тощо.

Сценарій – це набір дій, розподілених у часі і направлених на зміну нормального усталеного режиму в бік його обважнення, з метою створення ситуації, яка потребує включення в роботу протиаварійної автоматики і втручання диспетчерського чи режимного персоналу енергосистеми з метою його тренування.

Інформація про сценарії зберігається у вигляді бази даних в текстовій формі. Використовується проста технічна мова, близька до природної мови, яка легко сприймається користувачами тренажера. Існує можливість створення нових сценаріїв і корегування існуючих. Користувачі можуть одночасно працювати з багатьма варіантами. В найпростішому випадку можна просто вибрати будь-який сценарій для використання в конкретному тренуванні в якості активного (діючого) сценарію.

Максимальна кількість сценаріїв у базі даних 1000, довжина сценарію до 1000 рядків, в рядку не більше 74 символів.

Припускається, що кожний сценарій може використовуватися багатократно. Його можна використовувати також з незначною корекцією стосовно різних вихідних режимів і варіантів схем електричних з'єднань. Користувач може повертатися до попередніх сценаріїв, корегувати їх і знову використовувати в тренуваннях. Це

потребує спеціальних механізмів роботи з базою даних, що зберігаються в файлі *Scenario.dat*.

5.3.2. Структура файлу сценаріїв. Файл *Scenario.dat* має текстову форму і може містити як один сценарій, так і будь-яку їх кількість. Файл *Scenario.dat* має наступну структуру:

```
n Iakt
1 L1 Ім'я_сценарію_1
Сценарій 1
2 L2 Ім'я_сценарію_2
Сценарій 2
.....
n Ln Ім'я_сценарію_n
Сценарій n
```

де n – кількість сценаріїв у файлі; 1, 2, ..., n – поточні номери сценаріїв; $L1, L2, \dots, Ln$ – довжини сценаріїв (кількості рядків); *Iakt* – номер активного сценарію.

Якщо відсутній файл *Scenario.dat*, то користувач має спочатку створити новий сценарій.

5.3.3. Мова сценаріїв. Кожний сценарій тренування складається в текстовій формі з дотриманням чітких правил синтаксису мови. Будь-яке відхилення від правил веде до помилки і відмови динамічної моделі тренажера. Ці правила зводяться до наступного:

Сценарій може складатися лише з заданої множини можливих дій (всього 22), кожна з яких має наступну структуру:

Tпоч Tрив ІМ'Я_ДІЇ (ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ_СИСТЕМИ) П1 П2 П3;
де *Tпоч* – час початку дії [с], *Tрив* – тривалість дії [с] (якщо дія миттєва, *Tрив*=0), *ІМ'Я_ДІЇ* – однозначна текстова змінна, що описує зміст дії; *ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ_СИСТЕМИ* – імена вузлів схеми електричних з'єднань, на які розповсюджена дана дія; *П1, П2, П3* – параметри в фізичних одиницях в залежності від контексту імені дії.

Кожна дія може займати один рядок (до 74 символів) або декілька рядків. Допускаються такі символи: букви російського алфавіту, цифри і розділові знаки. При задаванні дійсних значень параметрів розділювачем між цілою і дробовою частинами є крапка. Кома використовується при переліку імен вузлів початку і кінця множин гілок. Крапка з комою ставиться в кінці дії. Символ «/» має бути в кінці сценарію. Круглі дужки використовуються для виділення імен елементів енергосистеми.

Але все це користувачеві слід пам'ятати лише при створенні чи змінюванні сценарію за допомогою текстового редактора. При використанні функції `Добав_дію` всі правила і вибір імен необхідних елементів системи виконуються автоматично, що дозволяє звести число помилок практично до нуля.

5.3.4. Пояснення дій сценарію. До складу ключових слів `ІМ'Я_ДІІ` входять:

`ВИМ_ГІЛ` – вимкнути гілку або гілки (максимум 50). Дія виконується миттєво. В дужках перераховуються через кому імена початкових і кінцевих вузлів гілок (паралельні гілки як один елемент). Наприклад,

120. 0. `ВИМ_ГІЛ` (ЛьвЗап3 Яворів3,І.Франк3 Богород3);

`ЗМІ_ГІЛ` – змінити параметри гілки. Дія виконується миттєво. В дужках зазначається ім'я початку і ім'я кінця гілки (паралельні гілки як один елемент). Параметрами дії являються активний і реактивний опори гілки [`Ом`] і реактивна провідність гілки [`мкСим`], від'ємна для повітряних ліній і додатна для кабельних ліній і трансформаторів. Наприклад,

130. 0. `ЗМІ_ГІЛ` (Луцьк2 ДТЕС-2) 13.7 75.3 -125.00;

Гілка з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі з'єднань обов'язково, інакше це призведе до помилки. Якщо спочатку гілка мала ті самі параметри, то в результаті параметри двох паралельних кіл на 130-ту секунду моделювання режиму стануть дорівнювати $6.85+j37.65 \text{ Ом}$ і -250.00 мкСим .

Якщо задати дію

130. 0. `ЗМІ_ГІЛ` (Луцьк2 ДТЕС-2) -13.7 -75.3 125.00;

тобто параметри з протилежними знаками, то це буде рівнозначно вимкненню гілки.

В загальному випадку початкове і нове коло змінюваної гілки паралельно складаються.

`ЗМІ_КОЕ_ТР` – змінити коефіцієнт трансформації гілки. Дія виконується миттєво. В дужках зазначається ім'я початку і ім'я кінця гілки. Параметрами дії являються дійсна і уявна складові коефіцієнта трансформації. Наприклад,

140. 0. `ЗМІ_КОЕ_ТР` (РАЕС-3 РАЕС-1) 0.3665 0.0000;

При $t=140$ с коефіцієнт трансформації набуває нового значення 0.3665. Трансформатор з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі з'єднань обов'язково, інакше це призведе до помилки. Якщо необхідно ввимкнути паралельний трансформатор з незбалансованим

коефіцієнтом трансформації, необхідно використовувати дві дії: ЗМІ_ГІЛ і ЗМІ_КОЕ_ТР. В інших випадках використовується або ЗМІ_ГІЛ, або ЗМІ_КОЕ_ТР.

ВИМ_ВУЗ – вимкнути вузол або вузли (максимум 50). Дія виконується миттєво. В дужках перераховуються через пробіл імена вузлів. Параметри дії відсутні. Наприклад,

150. 0. ВИМ_ВУЗ (Н.Волин2 Ковель2);

ЗМІ_ВУЗ_НАВ – змінити навантаження вузла чи вузлів (максимум 50). Якщо множина вузлів не задана (в дужках пусто), змінюється навантаження всієї системи. Дія може виконуватися як миттєво, так і змінюватися за лінійним законом протягом інтервалу *Трив*. В якості параметрів дії задаються прирости активної [МВт] і реактивної [МВАр] потужностей навантажень (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

160. 0. ЗМІ_ВУЗ_НАВ (ДТЕС-1 ЛуцькПівд1 ЛуцькПівн1 РАЕС-1) 100.0 20.0;

тобто при $t=160$ с буде виконано миттєве збільшення сумарного навантаження 4 зазначених вузлів на $100+j20$ МВА. При зміні сумарного навантаження вузлів розподіл приросту виконується пропорційно складовим навантаженням цих вузлів у вихідному режимі.

ЗМІ_СХН_НАВ – змінити статичні характеристики навантажень. Потужності навантажень вузлів, які вважалися в нормальному усталеному режимі незмінними або залежними від напруги і частоти, в процесі тренування можуть змінювати свої характеристики. Незмінність навантаження (номер СХН=0) може бути змінена заданням СХН, або навпаки.

Наприклад, в процесі обважнення режиму може виникнути небезпека лавини напруги. В такому випадку вплив знижувальних трансформаторів 110/10 кВ з РПН може обтяжувати ситуацію (навантаження в таких вузлах представлене незмінною потужністю). Блокування РПН рівнозначне задаванню СХН у відповідний момент.

Зміна СХН може здійснюватися як в одному, так і в декількох вузлах (максимум 50). Дія може виконуватися лише миттєво. Параметрами дії являються номери СХН по активній і реактивній потужностям (0 – СХН не враховується; якщо не 0 і параметри СХН не задані у вихідних даних, то відповідні коефіцієнти СХН приймаються по умовчанням). Наприклад,

160. 0. ЗМІ_СХН_НАВ (ДТЕС-1 ЛуцькПівд1

ЛуцькПівні РАЕС-1) 1 1;

тобто при $t=160$ с номер СХН по активній і реактивній потужности для зазначених 4 вузлів буде встановлений рівним 1. Якщо множина вузлів не задана (в дужках пусто), змінюються СХН навантажень усієї системи.

ЗМІ_РАЙ_НАВ – змінити навантаження району енергосистеми. Дана дія аналогічна дії ЗМІ_ВУЗ_НАВ, але множина вузлів, на які направлена дія, задається побічно: в дужках має бути задано ім'я району. Наприклад,

60. 30. ЗМІ_РАЙ_НАВ (Донбаська_ЕС_нав) 400. 200.;

тобто сумарне навантаження зазначеного району з 60 по 90 секунди поступово збільшується на $400+j200$ МВА. Приріст навантаження окремих вузлів району пропорційний вихідним потужностям. Звісно, що дана дія може бути застосована, якщо є описання районів. Інформація про райони знаходиться в бінарному файлі *prom.rb*. Структура цього файла розглядається в додатку 1.

ЗМІ_ВУЗ_ГЕН – змінити генерацію вузла чи вузлів (максимум 50). Якщо множина вузлів не задана (в дужках пусто), змінюється генерація всієї системи. Дія може виконуватися як миттєво, так і змінюючись по лінійному закону на протязі інтервалу *Трив*. В якості параметрів дії задаються прирости активної [МВт] і реактивної [МВАр] потужностей генерації (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

170. 0. ЗМІ_ВУЗ_ГЕН (ДТЕС-1 ЛуцькПівд1
ЛуцькПівні РАЕС-1) -2.7 -0.6;

тобто при $t=170$ с виконується миттєве зниження сумарної генерації в 4 зазначених вузлах на $2.7+j0.6$ МВА. При зміні сумарної генерації вузлів розподіл приросту виконується прямо пропорціонально складовим генерації цих вузлів у вихідному режимі.

Слід наголосити, що мається на увазі лише та генерація, яка не представлена явно заданими синхронними генераторами з регулюючими автоматичними пристроями АРЗ і АРШ.

ЗМІ_ФМН_ГЕН – зміна параметрів ФМН (фіксації модуля напруги вузла). В дужках зазначається ім'я вузла з ФМН. Дія виконується миттєво. В якості параметрів задаються нові значення модуля напруги, мінімуму і максимуму змінювання реактивної потужності [МВАр]. Наприклад,

180. 0. ЗМІ_ФМН_ГЕН (ДТЕС-1) 115 0 50;

ЗМІ_РАЙ_ГЕН – змінити генерацію району енергосистеми. Діє аналогічно ЗМІ_ВУЗ_ГЕН, але множина вузлів, на які направлена ця дія, задається опосередковано: в дужках має бути задано ім'я району. Наприклад,

90. 30. ЗМІ_РАЙ_ГЕН (Дніпровська_ЕС_генерація) -200 -100;
тобто сумарна генерація зазначеного району з 90 по 120 секунди поступово знижується на $200+j100$ МВА. Від'ємні прирости генерації окремих вузлів району на кожному кроці пропорціональні вихідним потужностям генерації у вузлах району. Дана дія може використовуватися, якщо задане описання районів (див. дію ЗМІ_РАЙ_НАВ).

ЗМІ_ШУН – змінити опір шунта у вузлі. В дужках зазначається ім'я вузла. Дія реалізується миттєво. В якості параметрів задаються активний і реактивний опори шунта в Омах. Наприклад,

190. 0. ЗМІ_ШУН (Рівне1) 0 1000;

на 190 секундні здійснюється ввімкнення шунта $X=1000$ Ом і, якщо в цьому вузлі нема іншого шунта, провідність шунта приймається рівною -0.001 Сим, в іншому випадку провідності складуються. Дія може використовуватися при ввімкненні компенсувального пристрою, моделюванні несиметричних КЗ тощо.

ЗМІ_ПРО_ШУН – змінити провідність шунта у вузлі. В дужках зазначається ім'я вузла. Дія виконується миттєво. В якості параметрів задаються активна і реактивна провідності шунта в [мкСим]. Наприклад,

200. 0. ЗМІ_ПРО_ШУН (ЗУкр750) -2.10 -533.00;

Провідності шунтів складуються. Знак мінус вказує на те, що один з паралельних реакторів вимикається.

ЗМІ_АРШ_ГЕН – змінити параметри АРШ генератора. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання генератора. В якості параметрів задаються коефіцієнт потужності, стала часу АРШ і статизм регулювання. Наприклад,

210. 0. ЗМІ_АРШ_ГЕН (6.4_Ку) 0.850 0.50 0.02;

Якщо стала часу АРШ від'ємна, турбіна переходить в режим роботи на ковзних параметрах пари (клапан турбіни повністю відкритий, а регулюється тиск на вході турбіни); якщо – 0, турбіна моделюється як $P_m=const$.

Для синхронних машин, що переходять в рушійний режим ($P_r < 0$), необхідно задавати коефіцієнт потужності менший 0, а замість сталої часу АРШ і статизму регулювання – коефіцієнти

характеристики моменту опору A_m і B_m , що обчислюється в залежності від відносної швидкості обертання. Якщо $A_m=0$, момент опору змінюється по квадратичному закону, якщо $B_m=0$, момент опору змінюється по лінійному закону, якщо $A_m=0$ і $B_m=0$, момент опору незмінний.

ЗМІ_АРЗ_ГЕН – змінити параметри АРЗ генератора. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання генератора. В якості параметрів задаються нові коефіцієнти регулювання збудження по напрузі K_{U0} і струму статора K_{I0} . Наприклад,

220. 0. ЗМІ_АРЗ_ГЕН (6.4_Зап.ТЕС) -40.0 -5.0;

Якщо $K_{U0}=0$, напруга генератора не регулюється, якщо $K_{I0}=0$, не враховується обмеження по струму статора.

ЗМІ_ЕРС_ГЕН – змінити ЕРС генератора. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання генератора. В якості єдиного параметра задається усталене (базове) значення ЕРС генератора у в. о. Зазвичай це 1; задаючи, наприклад, нове значення 0, можна таким чином враховувати втрату збудження. Приклад:

240. 0. ЗМІ_ЕРС_ГЕН (6.1_Уг) 0.00;

245. 0. ЗМІ_ЕРС_ГЕН (6.1_Уг) 1.00;

Дана дія, як і попередні дві, може виконуватися лише миттєво.

ВИМ_ГЕН – вимкнути генератор або генератори (максимум 50). Дія виконується також миттєво. В дужках перераховуються через пробіл імена вузлів приєднання генераторів, що вимикаються. Наприклад,

250. 0. ВИМ_ГЕН (6.4_РАЕС 6.4_Зап.ТЕС);

ЗМІ_СКЛ_ГЕН – змінити склад генераторів в генераторній групі. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання необхідної генераторної групи. В якості параметра дії задається зміна номінальної потужності [МВт] генераторної групи (мінус – вимкнення одного або декількох однотипних блоків). Наприклад,

260. 0. ЗМІ_СКЛ_ГЕН (6.1-2_ПУ) -1000.;

При $t=260$ с номінальна потужність групи генераторів миттєво зменшується на 1000 МВт. Якщо в результаті номінальна потужність дорівнює 0, дія рівнозначна вимкненню генераторної групи.

ЗМІ_УМО_АВТ – змінити умову автоматики. В дужках вказується номер необхідної умови. Діє миттєво. Параметрами дії являються нові значення вставки автоматики по контрольованій змінній, тривалості контролю змінної (затримки часу) і коефіцієнта повернення. Наприклад,

270. 0. ЗМІ_УМО_АВТ (1) 350.2 0.5 1.0;

ЗМІ_УМО_ТРЕ – змінити умову тренування. Дія миттєва. Параметром дії є нове значення ознаки режиму роботи тренажера, який може мати одне з двох значень: 0 – режим екзамену і 1 – режим вільного тренування (самопідготовки). Наприклад,

290. 0. ЗМІ_УМО_ТРЕ () 1;

ЗМІ_ТЕМП_МО – змінити темп моделювання. Першим параметром дії являється нове значення інтервалу моделювання *T*модел. Це час, через який здійснюється виведення результатів на схему, диспетчерський щит і на графіки. Другий параметр – нова затримка часу *Таймер*. Це час, що забезпечує темп реального процесу, прискорений чи уповільнений темп. Третій параметр – новий крок числового інтегрування диференціальних рівнянь *Тінтег*.

По умовчання прийнято в динамічній моделі *T*модел=2 с, *Таймер*=1.9 с і *Тінтег*=0.02 с, що приблизно відповідає темпу реального процесу. (Приблизно тому, що фактична швидкість залежить від розмірності схеми електричних з'єднань і швидкодії конкретного комп'ютера; щоб було точно, необхідно експериментально уточнити значення таймера). Приклад:

0. 0. ЗМІ_ТЕМП_МО () 1.0 0.0 0.020;

тобто на самому початку моделювання прийнято *Таймер*=0. Динамічна модель відразу починає роботу в темпі обчислень. Даний випадок стосується налаштуванню сценарію з метою економії часу інструктора. Іноді в процесі самопідготовки чи екзамену може знадобитися уповільнення або прискорення темпу моделювання, тоді *Таймер*>*T*модел або *Таймер*<*T*модел. Крок інтегрування (зазвичай 0.02) змінюється дуже рідко; якщо, все ж, матиме місце відмова динамічної моделі, можна спробувати 0.01 або 0.001 с.

ТАЙМ_АУТ – призупинка моделювання. Параметри дії відсутні. Наприклад,

280. 120. ТАЙМ_АУТ ();

тобто на 280-й секунді виконання сценарію відбувається призупинка моделювання на 2 хвилини. Фізичний час продовжує змінюватися, а час моделювання зафіксовано. Це дає можливість учневі під час складного екзамену зібратися з думками, можливо переглянути графіки, повідомлення тощо. Використовується також і в режимі самопідготовки.

СТОП – закінчення сценарію, планове закінчення моделювання. Тривалість дії і параметри не задаються. Наприклад,

900. 0. СТОП ();

Але робота динамічної моделі може бути перервана і достроково інструктором у режимі екзамену або учнем при самопідготовці.

5.3.5. Підготовка сценаріїв. Для початку роботи з файлом *Scenario.dat* (базою сценаріїв) необхідно запустити програму *Scenario.exe*. На екрані монітора з'являється вікно з заголовком "БАЗА ДАНИХ СЦЕНАРІЇВ ТРЕНУВАННЯ". В списку лівої частини вікна виводяться імена всіх сценаріїв, що знаходяться в базі. Активний сценарій, вибраний для роботи, виведений у вікні редагування в правій частині екрану. Назва активного сценарію показана зверху. Назву при необхідності можна відредагувати, і при збереженні це ім'я сценарію буде записане в базі. Змінити активний сценарій можна клацанням лівої клавіші миші по імені в списку або за допомогою стрілок. Якщо база сценаріїв ще не створена, обидві частини вікна пусті, і робота починається з натискання кнопки Новий_сцен зверху вікна.

Тут є ще ряд кнопок, що запускають наступні функції по роботі зі сценаріями: Дубл_сцен, Викл_сцен, Новий_сцен, Добав_дії, Упоряд_по_ча, Упоряд_по_ді, Редагувати, Зберегти, Вихід, ?(допомога). Розглянемо детально кожен функцію.

Дубл_сцен – дублювання сценарію. При натисканні цієї кнопки активний сценарій дублюється. Після цього зазвичай змінюють його назву і виконують редагування. Найпростіші виправлення (заміна одного чи декількох символів) виконуються в самому вікні редагування. В більш складних випадках необхідно запустити спеціальний редактор.

Викл_сцен – виключення сценарію. При натисканні цієї кнопки активний сценарій після підтвердження (Так) знищується.

Новий_сцен – в кінці файла додається новий ($n+1$ -й) пустий сценарій. Його ім'я **НОВИЙ_СЦЕНАРІЙ_{n+1}** можна змінити бажаним чином і приступити до додавання дій сценарію.

Добав_дії – додавання чергової дії. Це досить складна і максимально автоматизована функція. Користувачеві не потрібно пам'ятати багато інструкцій, необхідно лише строго виконувати всі вказівки діалогової системи шляхом вибору зі списку чи на схемі і натискання відповідної кнопки. Вибір зі списку здійснюється по одному елементу системи (вузол, вітка, трансформатор чи генератор) клацанням лівої клавіші миші. Вибір на схемі може бути також по одному елементу, або групою шляхом обведення необхідних

елементів. При цьому, звичайно, має бути спочатку відкрита схема з'єднань на екрані монітора.

Вибір на схемі здійснюється шляхом узгодження процесів за допомогою створеної при відкритті схеми події:

```
SELECT CASE (IDO)
```

```
    CASE (4:6,8,9,11,12) ! вузли
```

```
    iret = OpenEvent (EVENT_ALL_ACCESS, .FALSE., "0001"//CHAR(0))
```

```
    CASE (1,2) ! гілки
```

```
    iret = OpenEvent (EVENT_ALL_ACCESS, .FALSE., "0011"//CHAR(0))
```

```
    CASE (3) ! трансформатори
```

```
    iret = OpenEvent (EVENT_ALL_ACCESS, .FALSE., "0111"//CHAR(0))
```

```
    CASE (10) ! генератори
```

```
    iret = OpenEvent (EVENT_ALL_ACCESS, .FALSE., "1111"//CHAR(0))
```

```
    CASE DEFAULT
```

```
    RETURN
```

```
END SELECT
```

```
    IF (iret.EQ.0) return
```

```
    lret = SetEvent (iret)
```

```
    lret = CloseHandle (iret)
```

```
    iret = OpenEvent (EVENT_ALL_ACCESS, .FALSE., "0002"//CHAR(0))
```

```
    IF(iret.EQ.0) return
```

```
    i = ShowWindow (gdlg%hwnd, SW_HIDE)
```

```
    lret = WaitForSingleObject (iret, INFINITE)
```

```
    lret = CloseHandle (iret)
```

```
    i = ShowWindow (gdlg%hwnd, SW_RESTORE)
```

```
    INQUIRE (FILE='prom.nb', EXIST=EX)
```

```
    IF (.NOT.EX) return
```

```
    OPEN (UNIT=1, FILE='prom.nb', STATUS='UNKNOWN', &
```

```
        SHARE='COMPAT', ACCESS='DIRECT', &
```

```
        RECL=100, BLANK='ZERO')
```

```
    READ (1, REC=1) LINEL
```

Використовуються стандартні системні функції. Рядок *LINEL* складається з номерів вибраних вузлів (або початкових і кінцевих номерів вузлів гілок або трансформаторів) не більше 50, розділених пробілами. Пошук здійснюється по іменам елементів. Можна задавати декілька (навіть один) перших символів імені; тоді, повторюючи пошук, можна переглянути всі відповідні імена. В кінці сформовану дію необхідно включити в сценарій. Відмовитися можна на будь-якому етапі формування.

Упоряд_по_ча – упорядкування дій по часу. Кожна новосформована дія добавляється в кінці сценарію. Загальна кількість дій може досягати сотень, і деякі з них можуть містити декілька рядків. Тому без упорядкування сприймати такий сценарій досить важко. При натисканні кнопки Упоряд_по_ча всі дії сценарію переміщуються в порядку зростання часу їхнього початку *Тпоч*.

Упоряд_по_ді – упорядкування по діям. При натисканні даної кнопки дії сценарію упорядковуються по групам: спочатку всі ВИМ_ГІЛ, потім всі ЗМІ_ГІЛ, потім всі ЗМІ_КОЕ_ТР і т. д. На роботу динамічної моделі порядок розташування дій ніяк не впливає.

Редагувати – запуск системного редактора *Блокнот* на редагування активного сценарію тренування.

Зберегти – запам'ятовування активного сценарію та його імені в файлі *Scenario.dat*.

Вихід – завершення роботи програми *Scenario*. Аналогічна реакція на натискання X (хрестик) і Esc.

? (допомога) – запуск системного редактора *Блокнот* на відображення інструкції по роботі зі сценаріями.

5.4. Робота з наборами ПАА

5.4.1. Функції і модель ПАА. Одним з основних способів навчання і тренування керівного персоналу енергосистем являється моделювання складних аварійних ситуацій в електроенергетичних системах під впливом зовнішніх діючих факторів. Такими діями, як зазначалося, можуть бути різноманітні комутаційні операції, введення в роботу або виведення з роботи елементів енергосистеми, зміна їхніх параметрів по командам диспетчера, а також робота численних комплексів протиаварійної автоматики.

Вимкнення елемента системи відбувається шляхом ініціювання роботи вимикача, що локалізує дане ушкодження. Будь-яке початкове збурення може призвести до розвитку аварійної ситуації. Розрізняють чотири загальних типи аварій в енергосистемах: порушення статичної або динамічної стійкості, асинхронні режими, виникнення лавини частоти або лавини напруги. Можливий взаємозв'язок між різними аварійними процесами.

Порушення статичної або динамічної стійкості може завершитися виникненням асинхронного режиму. Асинхронний режим супроводжується погіршенням електричного зв'язку між

двома вузлами електричної мережі або в перетині, а отже і зменшенням максимально можливого потоку потужності, виникненням електромеханічного резонансу і, як наслідок, повторним порушенням динамічної стійкості і виникненням вторинного асинхронного режиму.

При відсутності ресинхронізації асинхронний режим закінчується поділом енергосистеми, в результаті якого виникають острови з дефіцитом активної або реактивної потужностей. Тоді виникає загроза лавини частоти або лавини напруги, що може призвести до порушення технологічних процесів на електростанціях або до втрати стійкості вузлів навантаження.

Щоб уникнути розвитку лавиноподібних аварійних процесів, необхідне використання систем ПАА, які забезпечують розв'язання цілого комплексу задач протиаварійного керування: запобігання порушення стійкості паралельної роботи, ліквідація асинхронного режиму, обмеження небезпечного зниження і підвищення частоти, обмеження недопустимого зниження напруги і запобігання недопустимого перевантаження електрообладнання. Всі засоби ПАА, взаємодіючи, доповнюючи і дублюючи один одного, разом забезпечують необхідний рівень *живучості* енергосистеми.

Запобігання порушенню стійкості паралельної роботи системи представляють перший ешелон ПАА. До цього виду ПАА відносяться: вимкнення генераторів (ВГ), развантаження турбін (РТ) і електричне гальмування роторів (ЕГ). За допомогою ВГ можна досягнути швидкого зменшення потужності турбіни. При наявності достатнього діапазону регулювання аналогічного ефекту можна досягнути використанням короткочасного РТ, діючи на регулюючий клапан турбіни. В деяких випадках, якщо ВГ, РТ и ЕГ не дають необхідного ефекту, використовують систему автоматичного обмеження навантаження (САОН). При цьому зменшується потужність в лінії, завдяки чому можна також уникнути втрати динамічної стійкості.

Якщо з якихось причин порушення динамічної стійкості все ж уникнути не можливо, автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) повинна обмежити розвиток аварії шляхом ресинхронізації або поділу системи. Основним елементом АЛАР являється орган виявлення асинхронного режиму. Виявлення може відбуватися по різним признакам в залежності від характеру перехідного процесу: на основі зміни кута електропередачі і його похідної, струму,

напруги, активної потужності, опору. Якщо асинхронний режим може бути допустимим на протязі деякого періоду, можливе використання ділильного захисту очікуваної дії, тобто з контролем асинхронного режиму на протязі заданого періоду або заданого числа циклів хитань.

Для виявлення асинхронного режиму дуже часто використовують реле опору и реле потужності. Робота реле опору в процесі хитань може бути змодельована шляхом обчислення імпедансу в перехідному процесі і порівняння його з дійсною характеристикою реле. Якщо орган виявлення знаходиться у вузлі s - f , імпеданс обчислюється по формулі

$$\dot{Z}_s = \frac{\dot{U}_s}{I_{sf}}$$

Розрахований таким чином на протязі всього періоду моделювання перехідного процесу імпеданс наноситься на RX -площину характеристики реле (рис. 5.5).

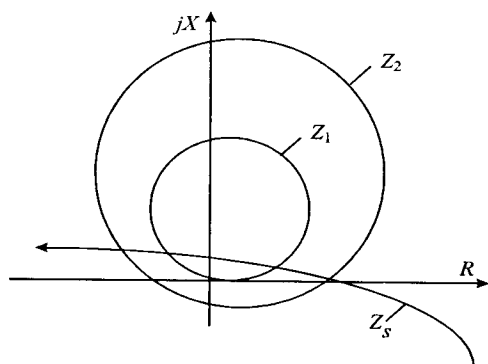


Рис. 5.5

Запобігання недопустимого відхилення частоти забезпечується частотним пуском і завантаженням генераторів електростанцій, що знаходяться в гарячому резерві, а також автоматичним частотним розвантаженням (АЧР) системи шляхом відключення частини менш відповідальних споживачів. При небезпечному підвищенні частоти використовується також відключення гідроагрегатів і розвантаження теплових електростанцій.

Неузгодженість взаємодії елементів ПАА може бути виявлена шляхом аналізу аварійних ситуацій програмними засобами математичного моделювання. Ефективне використання динамічної

моделі енергосистеми багато в чому залежить від методики моделювання пристроїв ПАА. Необхідність моделювання великої кількості різноманітних видів ПАА з урахуванням їх постійної модернізації і розробки нових видів потребує використання спеціальної універсальної моделі ПАА.

Будь-який пристрій ПАА, що складається з елементів, можна відобразити в програмі за допомогою інформаційної і функціональної моделей. Інформаційна модель фіксує миттєвий стан окремих елементів у деякий момент часу. Функціональна модель відтворює динаміку змін інформаційної моделі і взаємодію елементів між собою у відповідності з реально існуючими причинно-наслідковими зв'язками.

У будь-якому пристрої ПАА можна виділити наступні загальні складові частини: вимірювальну, логічну і виконавчу. Вимірювальна частина представляє собою реле певного типу і має на виході сигнал «істинно» або «хибно» в залежності від значення заміряної величини по відношенню до деякої вставки. Логічна частина сприймає сигнали вимірювальних частин і, якщо їхня послідовність і комбінація відповідають заданій програмі, подає відповідні імпульси керування у виконавчу частину, яка реалізує необхідну в даному випадку дію на систему.

Основними поняттями універсальної моделі ПАА є дія і умова. Дія представляє собою модель виконавчої частини деякого пристрою ПАА. Умова – це модель елементарного вимірювального пристрою (реле). Логічна частина моделі сприймає результати перевірки конкретних умов і виконує їх порівняння у відповідності з заданою послідовністю логічних операцій. Умови, зв'язані між собою операцією «І», утворюють групу умов. Групи умов можуть об'єднуватися між собою логічними операціями «АБО».

Модель ПАА виконує послідовну перевірку для кожної дії всі групи її умов. В функціональній моделі сигнали умов обробляються у відповідності з заданими логічними програмами роботи розглядуваних пристроїв ПАА. Якщо результат дорівнює «істина», виконується моделювання відповідної дії.

Отже, при моделюванні контрольовані параметри режиму порівнюються з заданими вставками. Для більшості існуючих реле контрольовані параметри – це деякі дійсні числа, наприклад, модулі напруг і струмів, активні потужності, фазові кути тощо. Але в деяких більш складних пристроях ПАА використовуються реле

опору і реле потужності, в яких контрольовані параметри – комплексні числа. При моделюванні цих умов використовуються відповідні функції на комплексній площині (рис. 5.5).

Діями в моделях ПАА можуть бути ввімкнення або вимкнення вузлів, ліній, генераторів, навантажень, шунтів тощо або зміна їхніх параметрів.

5.4.2. Характеристика програми. Програма *ZadaPA.exe* призначена для виконання робіт по підготовці інформації про ПАА, моделювання якої передбачається в процесі навчання і тренування режимного і диспетчерського персоналу системи: підготовка нового набору ПАА, дублювання існуючого, редагування, виключення тощо.

Інформація задається, зазвичай, не по всій ПАА, встановленій в енергосистемі взагалі, інакше її було б дуже важко підготувати і змодельовати. Підготовуються набори ПАА під конкретні режимні ситуації і сценарії тренування. Кожний набір ПАА складається з порівняно невеликого обсягу автоматики, яка може спрацювати в певних умовах виконання сценарію і дій диспетчера.

Інформація про набори ПАА зберігається в базі даних в текстовому вигляді. Використовується проста технічна мова, близька до звичайної мови, що легко сприймається користувачем.

Існують можливості створення нових наборів ПАА і корегування попередніх. Користувачі можуть одночасно працювати з багатьма варіантами. В найпростішому випадку можна просто вибрати в якості активного необхідний набір ПАА для використання в конкретному тренуванні.

Максимальна кількість наборів ПАА в базі даних – 1000, довжина набору до 1000 рядків, у рядку не більше 74 символів.

Кожний набір ПАА може використовуватися багатократно. Його можна використовувати з незначним корегуванням в різноманітних вихідних режимах, з різними варіантами схем електричних з'єднань і сценаріями тренування. Користувач може знов і знов повертатися до існуючих наборів ПАА. Все це потребує наявності спеціальних інтерфейсних механізмів роботи з базою даних, що зберігаються в файлі *ZadaPA.dat*.

5.4.3. Структура файлу *ZadaPA.dat*. Файл *ZadaPA.dat* має текстову форму і може містити від одного набору ПАА, і більше (будь-яку їх кількість). Файл *ZadaPA.dat* має наступну інформаційну структуру:

n Iakt
 1 *L1* Ім'я_набору_1
 Набір 1
 2 *L2* Ім'я_набору_2
 Набір 2

n Ln Ім'я_набору_*n*
 Набір *n*

де *n* – кількість наборів ПАА в файлі; 1, 2, ..., *n* – поточні номери наборів; *L1*, *L2*, ..., *Ln* – довжини наборів; *Iakt* – номер активного набору.

Можлива відсутність файлу *ZadaPA.dat*, динамічна модель енергосистеми може працювати і без задання ПАА.

5.4.4. Мова ПАА. Опис ПАА виконується в текстовій формі з дотриманням чітких правил синтаксису мови. Будь-яке відхилення від правил веде до помилки і відмови динамічної моделі тренажера.

Ці правила зводяться до наступного: кожна автоматика включає одну дію і декілька умов (від 1 до 4, але можна і більше). Дії ПАА аналогічні або подібні деяким діям сценарію і можуть складатися лише із заданої множини ключових слів (всього 15). Дія ПАА має наступну структуру:

ЯКЩО_ВИК_УМО (УМОВИ) ІМ'Я_ДІЇ

(ІМ'Я_ЕЛЕМЕНТА_ЕНЕРГОСИСТЕМИ) П1, П2, П3;

де ЯКЩО_ВИК_УМО – ключове слово початку рядка дії, УМОВИ – номери умов і логічні функції їх спрацювання, ІМ'Я_ДІЇ – однозначна текстова змінна, що описує зміст дії;

ІМ'Я_ЕЛЕМЕНТА_ЕНЕРГОСИСТЕМИ – ім'я вузла (або імена початку і кінця вітки) схеми електричних з'єднань, на які розповсюджена дана дія; П1, П2, П3 – параметри дії в фізичних одиницях в залежності від контексту імені дії.

Описання дії ПАА займає один рядок. Допустимі символи – букви кирилиці, цифри і розділові знаки. При заданні дійсних значень параметрів роздільником між цілою і дробовою частинами служить крапка. Кома використовується між параметрами дії. Крапка з комою ставиться в кінці дії. Круглі дужки використовуються для описання номерів умов і логічних функцій їх спрацювання, а також для виділення імені (імен початку і кінця) елемента енергосистеми.

Кількість умов і логіка їх спрацювання можуть бути різні. Використовуються логічні функції "і" і "або". Номінально передбачаються такі варіанти:

У1
У1 і У2
У1, або У2
У1 і У2 і У3
У1 і У2, або У3
У1, або У2 і У3
У1 і У2 і У3 і У4
У1 і У2, або У3 і У4
У1, або У2 і У3 і У4
У1 і У2 і У3, або У4
У1 і У2, або У3, або У4
У1, або У2, або У3 і У4
У1, або У2, або У3, або У4

Передбачена можливість розширення кількості умов до будь-якої величини шляхом використання фіктивних дій (див. далі).

Після описання чергової дії мають бути розглянуті всі умови виконання даної дії. Кожна умова має строго визначену структуру:

УМО *N*_{умо} ІМ'Я_УМОВИ
(ІМ'Я_ЕЛЕМЕНТА_ЕНЕРГОСИСТЕМИ) ТИП_УМО

Вставка, Тумо, Кнов;

де УМО – ключове слово початку рядка умови, *N*_{умо} – номер умови (ціле число, що дорівнює числу в дужках в описанні відповідної дії); ІМ'Я_УМОВИ – однозначна текстова змінна, що відповідає змістові умови (контрольований параметр режиму енергосистеми або дія); ІМ'Я_ЕЛЕМЕНТА_ЕНЕРГОСИСТЕМИ – ім'я вузла або імена вузлів схеми електричних з'єднань, на які розповсюджується дана умова; ТИП_УМО – тип умови, може мати 4 значення: БІЛ (більше), МЕН (менше), ТАК або НІ; *Вставка* – вставка реле, яке контролює даний параметр режиму (дану умову), в одиницях вимірювання відповідно контексту умови; *Тумо* – час, на протязі якого має виконуватися дана умова, або час затримки (якщо контрольована величина виходить за межі зони дії умови протягом інтервалу часу, рахунок часу починається заново); *Кнов* – коефіцієнт повернення (кратність зміни вставки при повторному спрацюванні).

5.4.5. Дії ПАА. До складу ключових слів ІМ'Я_ДІЇ входять:

ВИМ_ГІЛ – вимкнути гілку. В дужках задаються імена початку і кінця вузлів гілки. Параметри дії відсутні. Наприклад,
ЯКЩО_ВИК_УМО (1) ВИМ_ГІЛ (ДТЕС-1 Н.Волин1);

ЗМІ_ГІЛ – змінити параметри гілки. В дужках вказується ім'я початку і кінця гілки (паралельні гілки як один елемент). Параметрами дії являються активний і реактивний опори гілки [Ом] і реактивна провідність гілки [мкСим] від'ємна для повітряних ЛЕП і додатна для кабельних ліній і трансформаторів. Наприклад,
ЯКЩО_ВИК_УМО (2 І 3)

ЗМІ_ГІЛ (ДТЕС-2 Н.Волин2) 4.62, 26.50, -170.;

Гілка з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі з'єднань обов'язково, інакше це приведе до помилки. Якщо спочатку гілка мала ті самі параметри, то в результаті параметри двох паралельних кіл після виконання умов 2 і 3 стануть дорівнювати

$$2.31+j13.25 \text{ Ом і } -340.0 \text{ мкСим.}$$

Якщо задати параметри дії -4.62, -26.50 і 170., тобто всі параметри з протилежними знаками, то це буде рівнозначно вимкненню гілки. В загальному випадку початкове і нове значення параметрів паралельно складаються. Якщо необхідно ввімкнути гілку (такої дії нема), то в вихідній схемі мережі має бути передбачена гілка з параметрами $1000000+j1000000 \text{ Ом і } 0 \text{ мкСим}$. В описанні ПАА задається дія **ЗМІ_ГІЛ** з зазначенням фізичних параметрів гілки, що вмикається.

ЗМІ_КОЕ_ТР – змінити коефіцієнт трансформації гілки. В дужках зазначається ім'я початку і кінця гілки. Параметрами дії являються дійсна і уявна складові коефіцієнта трансформації. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (4 І 5)

ЗМІ_КОЕ_ТР (НВолин3 НВолин1) 0.3824, 0.0;

При виконанні умов 4 і 5 коефіцієнт трансформації набуває нового значення 0.3824. Трансформатор з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі з'єднань обов'язково. Якщо потрібно ввімкнути паралельний трансформатор з незбалансованим коефіцієнтом трансформації, виконуються дві дії: **ЗМІ_ГІЛ** і **ЗМІ_КОЕ_ТР**. В інших випадках використовуються або **ЗМІ_ГІЛ**, або **ЗМІ_КОЕ_ТР**.

ВИМ_ВУЗ – вимкнути вузол. В дужках має бути задане ім'я вузла. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (6 І 7) ВИМ_ВУЗ (Ковель1);

ЗМІ_VУЗ_НАВ – змінити навантаження вузла з зазначеним в дужках іменем. В якості параметрів дії задаються прирости активної [МВт] і реактивної [МВАр] потужностей навантаження (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

ЯКЩО_VИК_УМО (8 I 9) ЗМІ_VУЗ_НАВ (ЛуцькПівд1) -3.2, -0.4; тобто при виконанні умов 8 і 9 виконується миттєве зменшення навантаження ЛуцькПівд1 на $3.2+j0.4$ МВА.

ЗМІ_VУЗ_ГЕН – змінити генерацію вузла з зазначеним в дужках іменем. В якості параметрів дії задаються прирости активної [МВт] і реактивної [МВАр] потужностей генерації (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

ЯКЩО_VИК_УМО (12 I 13) ЗМІ_VУЗ_ГЕН (ЛуцькПівд1) -1., 0.; тобто при виконанні умов 12 і 13 здійснюється зниження генерації в зазначеному вузлі на 1 МВт. Слід особливо підкреслити, що мова не йдеться про потужності, подані явно синхронними генераторами, потужність яких регулюється пристроями АРЗ і АРШ.

ЗМІ_ФМН_ГЕН – зміна параметрів фіксації модуля напруги. В дужках зазначається ім'я вузла з ФМН. В якості параметрів дії задаються нові значення модуля напруги, а також мінімального і максимального значень реактивної потужності, МВАр. Наприклад,

ЯКЩО_VИК_УМО (14 I 15)

ЗМІ_ФМН_ГЕН (ДТЕС-1) 121.0, -10,10.;

Як і в попередньому випадку, в зазначеному вузлі синхронний генератор явно не може бути заданий.

ЗМІ_ШУН – змінити опір шунта у вузлі. В дужках зазначається ім'я вузла. В якості параметрів задаються активний і реактивний опори шунта в Омах. Наприклад,

ЯКЩО_VИК_УМО (16 I 17) ЗМІ_ШУН (Н.Волин1) 0., -73.1;

З виконанням умов 16 і 17 відбувається ввімкнення шунта $X=-73.1$ Ом. Якщо у вузлі Н.Волин1 уже є шунт, провідності складуються. Дія може використовуватися для автоматичного ввімкнення компенсуючих пристроїв, демпферних опорів тощо.

ЗМІ_ПРО_ШУН – змінити провідність шунта у вузлі. В дужках вказується ім'я вузла. В якості параметрів дії задаються активна і реактивна провідності шунта в [мкСим]. Наприклад,

ЯКЩО_VИК_УМО (18) ЗМІ_ПРО_ШУН (ЗУкр750) -2., -533.0;

При виконанні умови 18 провідності шунтів складуються. Знак мінус вказує на те, що один з реакторів автоматично вимикається.

ВИМ_ГЕН – вимкнути генератор. В дужках вказується ім'я вузла приєднання генератора. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (19 I 20) ВИМ_ГЕН (6.5_Ку);

Параметри дії відсутні.

ЗМІ_СКЛ_ГЕН – змінити склад генераторів у генераторній групі. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання даної групи генераторів. В якості параметра дії задається зміна номінальної потужності [МВт] генераторної групи (мінус – вимкнення одного або декількох однотипних блоків). Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (21 I 22 АБО 23 I 24)

ЗМІ_СКЛ_ГЕН (6.1-4_РАЕС) -1000.0;

При виконанні умов 21 і 22 або 23 і 24 номінальна потужність генераторної групи 6.1-4_РАЕС автоматично зменшується на 1000 МВт. Якщо в результаті номінальна потужність дорівнює 0, дія рівнозначна вимкненню генераторної групи.

ЗМІ_АРШ_ГЕН – змінити параметри АРШ генератора. В дужках вказується ім'я вузла приєднання генератора. В якості параметрів задаються коефіцієнт потужності ($\cos Fi$), стала часу і статизм регулювання (Σ). Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (25 I 26)

ЗМІ_АРШ_ГЕН (6.9_Луг) 0.850, -0.50, 0.04;

Якщо $T_{арш} < 0$, турбіна починає працювати на ковзних параметрах пари (клапан турбіни повністю відкритий, а регулюється тиск на вході турбіни). Якщо $T_{арш} = 0$, турбіна моделюється як $P_T = const$. Для автоматичного переведення синхронної машини в рушійний режим ($P_T < 0$), необхідно задати $\cos Fi < 0$, а замість $T_{арш}$ і Σ – коефіцієнти характеристики моменту спротиву A_m і B_m , який обчислюється в залежності від відносної швидкості обертання. Якщо $A_m = 0$, момент спротиву змінюється по квадратичному закону; якщо $B_m = 0$, момент спротиву змінюється по лінійному закону; якщо $A_m = B_m = 0$, то $m = const$.

ЗМІ_УМО_ПА – змінити умову протиаварійної автоматики. В дужках вказується номер цієї умови. Параметрами дії являються нові значення вставки автоматики по контрольованій змінній, тривалості контролю змінної (затримки часу) і коефіцієнту повернення. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (27 I 28) ЗМІ_УМО_ПА (1) 350.0, 0.0, 1.0;

ФІКТ_ДІЯ – фіктивна дія. В дужках вказується номер фіктивної дії. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (29 I 30 I 31) ФІКТ_ДІЯ (1);

фізично жодної дії на енергосистему не відбувається, просто фіксується факт звершення подій 29, 30 і 31. Використовується для розширення кількості умов автоматики.

СТОП – закінчення роботи динамічної моделі. Параметри дії відсутні. Наприклад,

ЯКЩО_ВИК_УМО (35 I 36) СТОП();

може використовуватися для дострокового припинення тренування при умовах, час настання яких по сценарію заздалегідь передбачити неможливо.

5.4.6. Умови ПАА. В якості ключових слів ІМ'Я_УМОВИ типу БІЛ або МЕН можуть бути імена латинського алфавіту:

U – модуль напруги у вузлі, кВ;

MODDUP – модуль фази напруги у вузлі *p*, град;

DUPQ – різниця фаз напруг у вузлах *p* і *q*, град;

MODDUPQ – модуль різниці фаз напруг у вузлах *p* і *q*, град;

PH – активна потужність навантаження у вузлі, МВт;

QH – реактивна потужність навантаження у вузлі, МВАр;

MODIGF – модуль струму генератора, кА;

SUMPG – сумарна активна потужність генераторів, МВт;

SUMPG0 – те саме в нормальному режимі, МВт;

SUMQG – сумарна реактивна потужність генераторів, МВАр;

MODIPQF – модуль струму гілки *p-q*, кА;

SUMPLIN – сумарна активна потужність гілок, МВт;

SUMQLIN – сумарна реактивна потужність гілок, МВАр;

SUMPLIN0, *SUMQLIN0* – те саме в нормальному режимі, МВт;

PSEC – активний потік потужності перетину, МВт;

QSEC – реактивний потік потужності перетину, МВАр;

PSEC0, *QSEC0* – те саме в нормальному режимі, МВт;

Z – перехідний опір (модуль напруга/струм) на початку гілки, Ом;

MODDEGP – модуль кута ЕРС генератора у вузлі *p*, град;

DEGPQ – різниця кутів ЕРС генераторів у вузлах *p* і *q*, град;

MODDEGPQ – модуль різниці кутів ЕРС у вузлах *p* і *q*, град;

MODMAXEG – модуль найбільшого із кутів ЕРС генераторів, град;

SEG – ковзання генератора, рад/с;

FP0 – частота у вузлі *p*, Гц;

DFPQ – різниця частот у вузлах *p* і *q*, Гц;

PRFP0 – швидкість зміни частоти у вузлі *p*, Гц/с;
PRPLIN – швидкість зміни активної потужності гілки, МВт/с;
PRMODIPQ – швидкість зміни струму на початку гілки, кА/с;
DPDILIN – похідна активної потужності по струму гілки, кА/МВт;
PRMODZ – швидкість зміни перехідного опору гілки, Ом/с;
ZNAKP – знак активної потужності на початку гілки, без розміру;
T – поточний час моделювання, сек.

Наведемо декілька характерних прикладів:

УМО 1 U (НВолин3) БІЛ 360.0, 0.0, 1.0;
УМО 5 DUPQ (НВолин3 Н.Волин1) БІЛ 90., 0.0, 1.0;
УМО 6 PH (Ковель1) МЕН 10.0, 0.0, 1.0;
УМО 9 FP0 (ЛуцькПівд1) МЕН 49.80, 0.0, 1.0;
УМО 19 MODDEGPQ (6.5Ку 6.1Уг) БІЛ 180., 0.0, 1.0;
УМО 20 SEG (6.5Ку) БІЛ 20.0, 0.0, 1.0;
УМО 21 PSEC (РАЕСХАЕС-ОЕСУ) БІЛ 900., 0.0, 1.0;
УМО 29 PRPLIN (ДТЕС-1 Н.Волин1) БІЛ 0.00, 0.0, 1.0;
УМО 31 DPDILIN (ДТЕС-1 Н.Волин1) БІЛ 1000.00, 0.0, 1.0;
УМО 37 SUMPG (6.8С6, 6.11С6, 6.12С6) БІЛ 600.0, 0.1, 1.0;

Крім того, можуть бути умови типу ТАК (дія завершилась) або НІ (дія не завершилась), які мають кириличні імена:

ВИМ_ГІЛ – гілка вимкнена,
ЗМІ_ГІЛ – гілка змінена,
ЗМІ_КОЕ_ТР – коефіцієнт трансформації змінений,
ВИМ_ВУЗ – вузол вимкнений,
ЗМІ_ВУЗ_НАВ – вузлове навантаження змінене,
ЗМІ_ВУЗ_ГЕН – вузлова генерація змінена,
ЗМІ_ФМН_ГЕН – параметри ФМН змінені,
ЗМІ_ШУН – опір шунта змінено,
ЗМІ_ПРО_ШУН – провідність шунта змінена,
ВИМ_ГЕН – генератор вимкнений,
ЗМІ_СКЛ_ГЕН – склад генераторів змінений,
ЗМІ_АРШ_ГЕН – параметри АРШ генератора змінені,
ЗМІ_УМО_ПА – параметри умови спрацювання ПА змінені,
ФІКТ_ДІЯ – фіктивна дія зафіксована.

Параметри даного типу умов завжди дорівнюють нулю.

Наприклад,

УМО 28 ВИМ_ГІЛ (ДТЕС-1 Н.Волин1) НІ 0, 0, 0;
УМО 34 ФІКТ_ДІЯ (1) ТАК 0, 0, 0;

Як зазначалося, фіктивна дія використовується для розширення спектру умов складної автоматики. Нехай, наприклад, необхідно змоделювати автоматику зміни складу генераторів при виконанні 5 умов. Оскільки в одній дії можна врахувати до 4 умов, слід застосувати фіктивну дію. Тоді автоматика может бути описана 2 діями з 6 умовами:

ЯКЩО_ВИК_УМО (1 I 2 I 3) ФІКТ_ДІЯ (1)

УМО 1

УМО 2

УМО 3

ЯКЩО_ВИК_УМО (4 I 5 I 6) ЗМІ_СКЛ_ГЕН (6.1-4_РАЕС) -1000.0;

УМО 4

УМО 5

УМО 6 ФІКТ_ДІЯ (1) ТАК 0, 0, 0;

Таким чином, використовуючи фіктивні дії можна моделювати як загодно складні автоматики.

Як бачимо, підготовка інформації про ПАА потребує значних зусиль. Запам'ятати всі правила і правильно їх використовувати досить складно. Однак користувачеві доводиться стикатися з цим лише в процесі змін наборів даних про ПАА при використанні текстового редактора. При початковій підготовці даних використовується функція Додати ПА. Всі правила і вибір імен необхідних елементів енергосистеми виконується автоматично, що дозволяє звести число помилок практично до нуля.

5.4.7. Робота з програмою ZadaPA. Для початку роботи з файлом *ZadaPA.dat* (базою даних ПАА) необхідно запустити програму *ZadaPA.exe*. На екрані монітора з'являється вікно з заголовком "БАЗА НАБОРІВ ДАНИХ ПРО ПРОТИАВАРІЙНУ АВТОМАТИКУ". В списку зліва виводяться імена всіх наборів, що знаходяться в базі. Активний набір, вибраний для роботи, виведений у вікні редагування справа. Ім'я активного набору показане зверху. Тут його при необхідності можна відредагувати, і при завершенні роботи воно буде збережене в базі.

Змінити активний набір можна клацанням лівою клав'ішею миші по імені в списку або використовуючи стрілки.

Якщо база наборів ПАА ще не створена, обидві частини вікна пусті, і робота починається з натискання кнопки "Новий набір" зверху вікна.

Там розміщені ще ряд кнопок, що запускають різноманітні функції при роботі з базою даних ПАА: Здублювати набір, Виключити набір, Новий набір, Додати ПА, Редагувати, Зберегти, Вихід, ? (допомога). Розглянемо детально кожну функцію.

Здублювати набір. Після натискання даної кнопки активний набір дублюється. Потім змінюють його назву і виконують редагування. Просте виправлення виконується на місці в самому вікні редагування (заміна одного чи декількох символів). В більш складних випадках необхідно запустити спеціальний редактор *Блокнот*.

Виключити набір. При натисканні даної кнопки активний набір ПАА після підтвердження (Так) знищується.

Новий набір. В кінці файлу додається новий ($n+1$ -й) пустий набір. Його ім'я **НОВИЙ_НАБІР_ПА_ $n+1$** слід змінити необхідним чином і приступити до наповнення ПАА.

Додати ПА – додавання до набору чергової автоматики. Це досить складна, максимально автоматизована функція. Користувачеві не потрібно пам'ятати всі інструкції, потрібно лише строго виконувати всі настанови діалогової системи, вибираючи потрібне зі списку чи на схемі і натискаючи підказану кнопку. Вибір із списку виконується по одному елементу системи (вузол, гілка, трансформатор чи генератор) клацанням лівою клавішею миші. Вибір на схемі може бути також по одному елементу, але можна вибрати і групу шляхом обведення курсором потрібних елементів. При цьому, звичайно, схема з'єднань спочатку має бути зображена на екрані монітора засобами системи **ГРАФСКАНЕР**. Вибір на схемі здійснюється шляхом узгодження процесів (див. додаток 1).

Пошук здійснюється по іменам елементів (можна задавати декілька з перших символів імені, навіть один; тоді, повторюючи пошук, можна переглянути всі відповідні імена). Спочатку в буфері формується інформація про дію ПАА, потім про всі її умови. Умови нумеруються автоматично. В кінці сформовану автоматику необхідно включити в набір. Відмовитися від інформації можна на будь-якому етапі її формування.

Редагувати. Виконується запуск системного редактора *Блокнот* на редагування активного набору.

Зберегти. Виконується запам'ятовування активного набору ПАА і його імені в файлі *ZadaPA.dat*.

Вихід – завершення роботи програми *ZadaPA*. Аналогічно діє натискання на X (хрестик) або Esc.

? (допомога) – запуск системного редактора *Блокнот* на відображення інструкції для користувача.

5.5. Підготовка завдань на виведення графіків

5.5.1. Загальні відомості. Результати роботи динамічної моделі енергосистеми виводяться з інтервалом моделювання на схему з'єднань електричної мережі і диспетчерський щит. Крім того, можна задати вивід графіків перехідного процесу по необхідним змінним. Графіки можуть бути потрібні інструктору при розробці сценаріїв тренування, а також для аналізу і оцінки дій диспетчера після тренування. Їх може використовувати учень в режимі вільного тренування (самопідготовки).

Програма *Zadagra.exe* призначена для підготовки завдань на виведення графіків: формування нового завдання, дублювання існуючого, редагування, виключення тощо.

Інформація про виведення графіків зберігається в файлі в текстовому вигляді. Є можливість створення нових і корегування існуючих завдань. Можна просто вибрати потрібне завдання як активне для використання в конкретному випадку.

Максимальна кількість завдань в базі даних прийнята 1000, довжина одного завдання до 1000 рядків, в рядку може бути до 1000 символів. Кожний рядок відповідає одній картинці графіків. На картинці може бути до 10 графіків. Якщо змінна сумарна, наприклад, сумарний потік потужності в лініях, то кількість складових суми може бути до 50. Даними обставинами і пояснюється така значна довжина рядка – 1000.

Вважається, що кожне завдання може використовуватися багатократно. Його можна використовувати з незначним корегуванням для різних вихідних режимів, варіантів схем електричних з'єднань і сценаріїв тренування. Це потребує спеціальних інтерфейсних механізмів роботи з текстовим файлом завдань *Zadagra.dat*.

Текстовий файл *Zadagra.dat* може містити в собі як один набір картинок графіків, так і будь-яку їх кількість. Файл *Zadagra.dat* має наступну структуру:

n Iakt
 1 *L1* Ім'я_набору_1
 Набір 1
 2 *L2* Ім'я_набору_2
 Набір 2

n Ln Ім'я_набору_*n*
 Набір *n*

де *n* – кількість наборів картинок у файлі; 1, 2, ..., *n* – поточні номери наборів; *L1*, *L2*, ..., *Ln* – довжини наборів; *Iakt* – номер активного набору.

Можлива відсутність файлу *Zadagra.dat*, динамічна модель системи може функціонувати без виведення графіків (лише виведення результатів на схему і на щит або його модель).

Описання виводу графіків виконується в текстовій формі з дотриманням чітких правил орфографії мови. Будь-яке відхилення від правил веде до помилки і відмови динамічної моделі. Ці правила зводяться до наступного.

Кожний рядок завдання, що відповідає окремій картинці графіків зміни характеристик режиму в часі, може містити до 10 однотипних або і різнотипних змінних. Імена змінних можуть позначатися лише буквами латинського алфавіту. В дужках вказуються імена елементів системи, по яким виводяться графіки. Роздільником між змінними і іменами елементів служить кома. В кінці рядка має бути крапка з комою. В кінці завдання ставиться похила риска. В загальному випадку рядок завдання має наступну структуру:

ІМ'Я_ЗМІННОЇ (ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ), ІМ'Я_ЗМІННОЇ
 (ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ), ... ;

Описання розміщується обов'язково в один рядок до 1000 символів, дроблення рядків на частини, як це показано в нашому тексті, недопустиме.

5.5.2. Змінні графіків. В якості імен змінних можуть бути:

U – модуль напруги у вузлі, кВ;

DU – фаза напруги у вузлі, град;

DUPQ – різниця фаз напруги у вузлах *p* і *q*, град;

F – частота у вузлі, Гц;

PW – активна потужність шунтів у вузлі, МВт;

QW – реактивна потужність шунтів у вузлі, МВАр;

PSUM – активна потужність всіх гілок у вузлі, МВт;

QSUM – реактивна потужність всіх гілок у вузлі, МВАр;
PH – активна потужність навантаження у вузлі, МВт;
QH – реактивна потужність навантаження у вузлі, МВАр;
EG – модуль ЕРС генератора, кВ;
DG – кут зміщення ротора відносно синхронної осі, град;
DGPQ – кут між роторами генераторів у вузлах *p* і *q*, град;
IQ – складова струму генератора по осі *q*, кА;
ID – складова струму генератора по осі *d*, кА;
IG – модуль струму генератора, кА;
PG – зовнішня активна потужність генератора, МВт;
QG – зовнішня реактивна потужність генератора, МВАр;
PE – внутрішня активна потужність генератора, МВт;
QE – внутрішня реактивна потужність генератора, МВАр;
PT – потужність турбіни, МВт;
MT – момент турбіни, в.о.;
DAVL – тиск пари на вході турбіни, в. о.;
OTKL – міра відкриття клапана турбіни, в. о.;
PLIN – активна потужність гілки, МВт;
QLIN – реактивна потужність гілки, МВАр;
Z – модуль перехідного опору гілки (напруга/струм), Ом;
DZ – фаза перехідного опору гілки, град;
RLIN – активна складова перехідного опору гілки, Ом;
XLIN – реактивна складова перехідного опору гілки, Ом;
SUMPLIN – сумарна активна потужність гілок, МВт;
SUMQLIN – сумарна реактивна потужність гілок, МВАр;
SUMPG – сумарна активна потужність генераторів, МВт;
SUMQG – сумарна реактивна потужність генераторів, МВАр;
SUMPH – сумарна активна потужність навантаження, МВт;
SUMQH – сумарна реактивна потужність навантаження, МВАр;
SUMPW – сумарна активна потужність шунтів, МВт;
SUMQW – сумарна реактивна потужність шунтів, МВАр;
SUMDP – сумарні активні втрати в мережі, МВт;
SUMDQ – сумарні реактивні втрати в мережі, МВАр;
PSEC – сумарна активна потужність гілок перетину, МВт;
QSEC – сумарна реактивна потужність гілок перетину, МВАр;
PGRON – сумарна активна генерація району, МВт;
QGRON – сумарна реактивна генерація району, МВАр;
PHRON – сумарне активне навантаження району, МВт;
QHRON – сумарне реактивне навантаження району, МВАр;

PWRON – сумарна активна потужність шунтів району, МВт;
QWRON – сумарна реактивна потужність шунтів району, МВАр;
DPRON – сумарні активні втрати району, МВт;
DQRON – сумарні реактивні втрати району, МВАр.

Змінні від *U* до *XLIN* являються одиночними. В дужках після ІМЕНІ_ЗМІННОЇ вказуються через кому найменування вузлів або ім'я початку, пробіл, ім'я кінця гілок. Кількість елементів (вузлів або гілок) в цьому списку може бути не більше 10.

Змінні від *SUMLIN* до *SUMQW* являються сумарними і в дужках після ІМЕНІ_ЗМІННОЇ вказуються через кому найменування вузлів або ім'я початку, пробіл, ім'я кінця гілок, для яких виконується обчислення сумарної змінної. В цьому випадку кількість елементів – вузлів або гілок – в списку може бути не більше 50, але графік лише один. Множина елементів змінних *SUMPG*, ..., *SUMQW* може бути пустою, в такому випадку сума знаходиться по всій енергосистемі. Решта змінних завжди псевдо-сумарні. Для змінних *SUMDP* і *SUMDQ* в дужках нічого не повинно задаватися. Для змінних від *PSEC* до *DQRON* в дужках задається ім'я або імена перетинів чи районів.

Нижче приведено декілька характерних прикладів:

U (НВолин3, Н.Волин1, Н.Волин2, ДТЕС-1),
DU (НВолин3, Н.Волин1, Н.Волин2, ДТЕС-1);
SUMLIN(ДТЕС-1 Н.Волин1, ДТЕС-1 Радивил1),
SUMQLIN(ДТЕС-1 Н.Волин1, ДТЕС-1 Радивил1);
SUMPH (Н.Волин1,ДТЕС-1,Ковель1),
SUMQH (Н.Волин1,ДТЕС-1,Ковель1);
SUMQW();
SUMDP();
SUMDQ();
PGRON (Донбаська_ЕС_генерація,
Північна_ЕС_генерація,
Дніпровська_ЕС_генерація);
QGRON (Донбаська_ЕС_генерація,
Північна_ЭС_генерація,
Дніпровська_ЕС_генерація);
PHRON (Донбаська_ЕС_навантаження,
Північна_ЕС_навантаження,
Дніпровська_ЕС_навантаження);
QHRON (Донбаська_ЕС_навантаження,

Північна_ЕС_навантаження,
Дніпровська_ЕС_навантаження);

PSEC (Захід-Вінниця, Львів-ОЕС_Україна, Захід_Київ-ОЕС);
QSEC (Захід-Вінниця, Львів-ОЕС_Україна, Захід_Київ-ОЕС);/

Нагадаємо ще раз, що кожна порція даних про картинку перехідного процесу аж до крапки з комою має поміщатися в один рядок.

5.5.3. Робота з програмою *Zadagra*. Зрозуміло, що підготовка завдань на графіки за допомогою редактора потребує значних зусиль і точного задання всіх імен змінних і елементів (недопустима помилка навіть в одному символі). Проте користувачеві доводиться звертатись до текстового редактора лише при незначних корегуваннях завдання.

При початковій підготовці завдання використовується функція Додавання рядка. Всі правила і вибір імен виконуються автоматично, що дозволяє уникнути практично повністю будь-яких помилок.

Для початку роботи з файлом *Zadagra.dat* (базою завдань на графіки) необхідно запустити програму *Zadagra.exe*. На екрані монітора з'являється вікно з заголовком "БАЗА ЗАВДАНЬ НА ВИВІД ГРАФІКІВ ПЕРЕХІДНОГО ПРОЦЕСУ". В списку зліва виводяться імена всіх завдань, які збережені в базі. Вибране активне завдання виведено у вікні редагування в правій частині екрану. Назва активного завдання показана зверху. Її можна змінювати, і при виході вона буде запам'ятована в базі. Змінити активне завдання можна клацанням лівої клавіші миші по імені в списку або за допомогою стрілок.

Передбачено ряд кнопок, що запускають в роботу наступні функції: Дублювання завдання, Виключення завдання, Нове завдання, Додавання рядка, Редагування, Збереження, ? (допомога), X (вихід). Розглянемо детально кожен функцію.

Дублювання завдання. Після натискання даної кнопки активне завдання дублюється. Потім зазвичай змінюють його назву і виконують редагування. Прості виправлення (заміна одного чи декількох символів) виконуються в самому вікні редагування. В більш складних випадках можна звернутися до спеціального редактора *Блокнот*.

Виключення завдання. При натисканні даної кнопки активне завдання після підтвердження (Так) викидається.

Нове завдання. В кінці файлу додається нове ($n+1$ -е) пусте завдання. Його ім'я **НОВЕ_ЗАВДАННЯ_{n+1}** слід змінити і приступити до створення рядків завдання (опису картинок). Якщо база завдань ще не створена, обидві частини вікна пусті, і робота починається з натискання цієї кнопки.

Додавання рядка. Виконується додавання чергової картинки. Це досить складна, але максимально автоматизована функція. Користувачеві залишається лише виконувати всі кроки діалогової системи, роблячи вибір зі списку або на схемі і натискаючи потрібну кнопку. Вибір зі списку виконується послідовно по одному елементу (вузол, гілка або генератор) за допомогою миші. Вибір на схемі можливий також по одному елементу, або групою шляхом обведення потрібних елементів. При цьому, звичайно, спершу має бути відображена схема з'єднань на екрані монітора. Вибір на схемі виконується за допомогою процедури узгодження процесів (див. додаток 1).

Пошук здійснюється по іменам елементів (можна задавати лише декілька перших символів імені). В кінці сформований рядок має бути включений в набір. Відмовитись від рядка можна на будь-якому етапі його формування.

Редагування. Запускається редактор *Блокнот* з виведеним активним завданням.

Збереження. Запом'ятовується активне завдання і його ім'я в файлі *Zadagra.dat*.

? (допомога). Запускається системний редактор *Блокнот* на відображення інструкції для користувача.

X (вихід). Завершення програми *Zadagra* (аналогічне дії Esc).

5.6. Формування команд диспетчера

5.6.1. Загальні відомості. Програма *Dis* призначена для формування команд диспетчера в процесі тренування або навчання за певним сценарієм диспетчерського і режимного персоналу електроенергетичних систем під час роботи динамічної моделі системи. Якщо модель не запущена в роботу, програма формування команд диспетчера не реагує на звернення.

Сценарій – це, як відомо, послідовність дій, розподілених у часі і направлених на зміни нормального усталеного режиму в бік його обважнення для створення ситуації, що вимагає включення в роботу

пристроїв ПАА і втручання диспетчерського або режимного персоналу енергосистеми з метою тренування або навчання. Сценарієм встановлюється також режим тренування за допомогою дії ЗМІ_УМО_ТРЕ (див. розд. 5.3). Можливі два режими (умови) тренування: режим екзамену і режим самопідготовки. Дії диспетчера суттєво відрізняються в цих умовах.

Команда диспетчера (дія тренованого) має стандартну форму і в текстовому вигляді записується наступним чином:

ІМ'Я_КОМАНДИ (ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ_ЕНЕРГОСИСТЕМИ)
П1 П2 П3;

де ІМ'Я_КОМАНДИ – однозначна текстова змінна, що описує зміст команди диспетчера; ІМЕНА_ЕЛЕМЕНТІВ_ЕНЕРГОСИСТЕМИ – імена (або ім'я) вузлів схеми електричної мережі або інших елементів системи, на які спрямована дана команда; П1, П2, П3 – параметри команди в фізичних одиницях в залежності від контексту імені команди. Команда диспетчера може займати один (до 74 символів) або декілька рядків.

В складі можливих символів можуть бути: букви кирилиці, цифри і розділові знаки. Круглі дужки використовуються для виділення імен елементів енергосистеми. При задаванні дійсних значень параметрів роздільником між цілою і дробовою частинами служить крапка. Кома використовується при перерахуванні вимкнених гілок (імен вузлів початку і кінця гілок). Крапка з комою ставиться в кінці.

5.6.2. Команди диспетчера. Склад можливих команд диспетчера залежить від установленого сценарієм режиму тренування. В режимі екзамену диспетчер може виконати при кожному звертанні одну з 11 можливих команд:

ВИМ_ГІЛ – вимкнути гілку або гілки (максимум 50). В дужках перераховуються через кому імена початкових і кінцевих вузлів гілок (паралельні гілки як один елемент). Наприклад,

ВИМ_ГІЛ (ЛьвЗах3 Яворів3, І.Франк3 Богород3);

ЗМІ_ГІЛ – змінити параметри гілки. В дужках вказуються ім'я початку і ім'я кінця гілки (паралельні гілки як один елемент). Параметрами дії являються активний і реактивний опори [Ом] і реактивна провідність гілки [мкСим], від'ємна для повітряних ліній і додатна для кабельних ліній і трансформаторів. Наприклад,

ЗМІ_ГІЛ (Луцьк2 ДТЕС-2) 13.7 75.3 -125.00;

Гілка з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі з'єднання, інакше, звичайно, команда не буде виконана. Якщо спочатку гілка мала ті самі параметри, то після виконання команди диспетчера параметри двох паралельних кіл стануть дорівнювати $6.85+j37.65 \text{ Ом}$ і -250.00 мкСим . Якщо ж виконувати команду

`ЗМІ_ГІЛ (Луцьк2 ДТЕС-2) -13.7 -75.3 125.00;`

тобто задати параметри з протилежними знаками, то це буде рівнозначно вимкненню гілки. В загальному випадку початкове і нове коло змінюваної гілки паралельно складуються.

Якщо необхідно ввімкнути гілку (такої команди нема), то в вихідній схемі мережі дана гілка має бути присутня з параметрами $1000000+j1000000 \text{ Ом}$ і 0 мкСим . В команді диспетчера `ЗМІ_ГІЛ` необхідно вказати фактичні параметри цієї гілки.

`ЗМІ_КОЕ_ТР` – змінити коефіцієнт трансформації гілки. В дужках вказується ім'я початку і ім'я кінця гілки. Параметрами являються дійсна і уявна складові коефіцієнта трансформації. Наприклад,

`ЗМІ_КОЕ_ТР (РАЕС-3 РАЕС-1) 0.3665 0.0000;`

В момент виконання команди коефіцієнт трансформації набуває нового значення 0.3665. Трансформатор з зазначеними іменами вузлів має бути в схемі. Якщо необхідно ввімкнути паралельний трансформатор з незбалансованим коефіцієнтом трансформації, потрібно виконати дві команди: `ЗМІ_ГІЛ` і `ЗМІ_КОЕ_ТР`. В інших випадках виконується лише одна з них.

`ВИМ_ВУЗ` – вимкнути вузол або вузли (максимум 50). В дужках перераховуються через пробіл імена вузлів. Наприклад,

`ВИМ_ВУЗ (Н.Волин2 Ковель2);`

`ЗМІ_ВУЗ_НАВ` – змінити навантаження вузла або вузлів (максимум 50). В якості параметрів задаються прирости активної [МВт] і реактивної [МВАр] потужностей навантажень (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

`ЗМІ_ВУЗ_НАВ (ДТЕС-1 ЛуцькПівд1 ЛуцькПівн1 РАЕС-1) 100. 20.;` після виконання команди відбувається миттєве збільшення сумарного навантаження 4 зазначених вузлів на $100+j20 \text{ МВА}$. При зміні сумарного навантаження вузлів виконується розподіл приросту між складовими пропорціонально навантаженням цих вузлів у вихідному режимі.

`ЗМІ_ВУЗ_ГЕН` – змінити генерацію вузла чи вузлів (максимум 50). В якості параметрів задаються прирости активної [МВт] і

реактивної [МВАр] потужностей генерації (плюс – збільшення, мінус – зменшення). Наприклад,

ЗМІ_ВУЗ_ГЕН (ДТЕС-1 ЛуцькПівд1 ЛуцькПівн1 РАЕС-1) -2.7 -0.6; після виконання команди миттєво знижується сумарна генерація в 4 зазначених вузлах на $2.7+j0.6$ МВА. При зміні сумарної генерації вузлів розподіл приросту виконується пропорціонально складовим генерації цих вузлів у вихідному режимі.

Слід особливо відзначити, що мова йде про ту генерацію, яка не представлена заданими синхронними генераторами, потужність яких регулюється автоматично засобами АРЗ і АРШ.

ЗМІ_РАЙ_НАВ – змінити навантаження району енергосистеми. Дана команда аналогічна команді ЗМІ_ВУЗ_НАВ, але множина вузлів, на які спрямована дія, задається опосередковано: в дужках має бути задане ім'я району. Наприклад,

ЗМІ_РАЙ_НАВ (Донбаська_ЕС_навантаження) 400. 200.; тобто сумарне навантаження зазначеного району миттєво збільшується на $400+j200$ МВА. Приріст навантаження окремих вузлів району пропорціональний вихідним потужностям. Зрозуміло, що дана команда можлива, якщо є описання районів. Інформація про райони знаходиться в бінарному файлі *prom.rb* (див. розд. 5.3).

ЗМІ_РАЙ_ГЕН – змінити генерацію району енергосистеми. Команда аналогічна ЗМІ_ВУЗ_ГЕН, але множина вузлів, на які вона спрямована, задається неявно: в дужках має бути задане ім'я району. Наприклад,

ЗМІ_РАЙ_ГЕН (Дніпровська_ЕС_генерація) -200 -100; тобто сумарна генерація зазначеного району миттєво знижується на $200+j100$ МВА. Від'ємний приріст генерації окремих вузлів району пропорціонально розподіляється серед усіх вузлів району. Дана команда використовується, якщо є описання районів.

ЗМІ_ПРО_ШУН – змінити провідність шунта у вузлі. В дужках вказується ім'я вузла. Параметрами служать активна і реактивна провідності шунта в [мкСим]. Наприклад,

ЗМІ_ПРО_ШУН (ЗУкр750) -2.10 -533.00;

Провідності шунтів складаються. Мінус – вимкнення реактора.

ЗМІ_СКЛ_ГЕН – змінити склад генераторів у генераторній групі. В дужках зазначається ім'я вузла приєднання генераторної групи. Параметром задається зміна номінальної потужності [МВт] генераторної групи (мінус – вимкнення одного або декількох окремих блоків). Наприклад,

ЗМІ_СКЛ_ГЕН (6.1-2_ПУ) -1000.;

номінальна потужність 6.1-2_ПУ миттєво зменшується на 1000 МВт. Якщо в результаті номінальна потужність стала 0, дія рівнозначна вимкненню генераторної групи.

ЗМІ_УМО_АВТ – змінити умову автоматики. В дужках вказується номер необхідної умови. Параметрами команди служать нові значення вставки автоматики по контрольованій змінній, тривалості контролю (затримка часу) і коефіцієнту повернення. Наприклад, ЗМІ_УМО_АВТ (1) 350.2 0.5 1.0;

В режимі самопідготовки (параметр дії ЗМІ_УМО_ТРЕ має бути заданим 1, див. розд. 5.3) спектр можливих команд учня значно розширений. В цьому випадку можливі наступні додаткові команди:

МІТКА – помітити поточний момент часу. Після натискання кнопки "Виконання команди" відбувається запам'ятовування поточного стану моделі енергосистеми (всіх змінних моделювання) у файлі *metka.bin* з метою його відновлення в подальшому при виконанні команди ПОВЕР_ДО_МІТ.

ПОВЕР_ДО_МІТ. Команда означає: повернутися до раніше створеної мітки. Після натискання кнопки "Виконання команди" відбувається відновлення стану динамічної моделі (повернення до поміченого моменту часу). Використовується для перевірки деяких керувальних рішень шляхом багатократної прогонки певних дій вишколюваного персоналу на моделі з метою пошуку оптимального.

ТАЙМ_АУТ – призупинити роботу динамічної моделі, щоб зосередитися і обдумати ситуацію, переглянути і проаналізувати графіки зміни виведених характеристик режиму тощо.

ПРОД_МОД – завершити тайм-аут і продовжити роботу динамічної моделі. Після натискання кнопки "Виконання команди" відбувається подальше моделювання перехідного процесу в енергосистемі, починаючи з моменту призупинки.

УПОВІЛЬ_МОД – уповільнення моделювання. У відповідності до темпу, встановленого в сценарії тренування, динамічна модель може функціонувати в реальному, прискореному або уповільненому часі (див. дію сценарію ЗМІ_ТЕМП_МО, розд. 5.3). В процесі вільного тренування учень може змінити цей темп. Параметром команди УПОВІЛЬ_МОД виступає кратність уповільнення. Після натискання кнопки "Виконання команди" здійснюється уповільнення моделювання відповідно до заданої кратності.

ПРИСКОР_МОД – прискорення моделювання. Команда аналогічна УПОВІЛЬ_МОД. Параметром команди виступає кратність прискорення.

СТОП – закінчення моделювання, завершення тренування.

5.6.3. Робота з програмою *Dis*. Безпосереднє введення команд диспетчера (вручну) вимагало б значних витрат часу і привело б до частих помилок. Крім того, реалізація дій диспетчера потребує швидкої реакції. Тому формування команди диспетчера (вибір імені команди і імен елементів системи) має виконуватися автоматично. Користувач має виконувати підказки діалогової системи, роблячи вибір зі списку чи на схемі і натискаючи вказану кнопку. Під час тренування диспетчер зазвичай подає усні команди, а виконує їх (реалізує на моделі) інструктор або його помічник. Під час самопідготовки учень виконує їх самостійно.

Вибір зі списку здійснюється по одному елементу системи (вузол, гілка, трансформатор, генератор, район або умова ПАА) клацанням миші. Вибір на схемі виконується також по одному елементу або групою шляхом обведення необхідних елементів. При цьому на початку роботи має бути відображена схема мережі на екрані монітора. Вибір на схемі можливий, як зазначалося, завдяки узгодженню процесів.

Пошук елемента системи в списку здійснюється по імені, яке можна задавати декількома першими символами. В кінці сформовану команду необхідно виконати. Команда виконується негайно в момент натискання кнопки "Виконання команди". Відмовитися від команди можна на будь-якому етапі її формування.

5.7. Аналіз графіків перехідного процесу

Одним із результатів роботи динамічної моделі тренажера являються графіки перехідного процесу. Для виведення графіків необхідно запустити програму *Grafic.exe*. На екрані з'являється вікно "ВИВІД ГРАФІКІВ ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ".

Під заголовком вікна розміщений рядок підказки вибору необхідного складу змінних картинки. За допомогою правої клавіші миші виберіть необхідну картинку. Автоматично відбувається запуск програми *Excel* і виведення відповідних графіків.

Зображення графіків за допомогою *Excel*, показане на рис. 5.6.

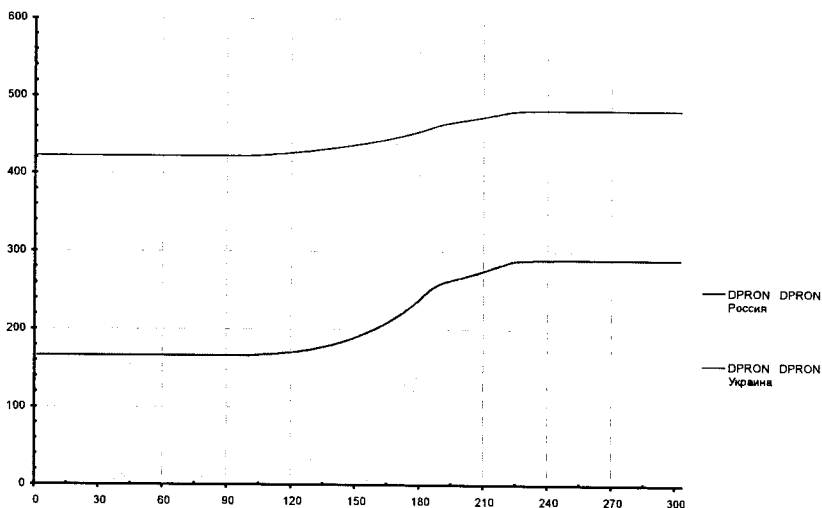


Рис. 5.6

Аналогічно можна вивести результати розрахунків перехідного процесу за допомогою *Excel* і в табличній формі.

Проблемні питання, пов'язані з використанням програмного продукту *Excel*, розглянуті в додатку 3.

5.8. Аналіз протоколів

В процесі роботи динамічної моделі тренажера формуються чотири види повідомлень. Для перегляду і друкування протоколів повідомлень необхідно запустити програму *Protocol*. На екрані монітора з'являється вікно "ВІВІД ПРОТОКОЛІВ" (рис. 5.7).

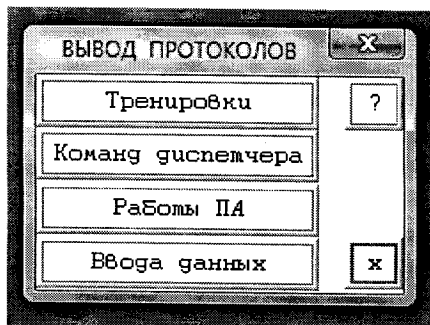


Рис. 5.7

За допомогою програми можна вивести протокол тренування, протокол виконаних команд диспетчера, протокол повідомлень про виконання умов і дії ПАА, а також протокол повідомлень про результати вводу даних.

Протокол тренування відображає повну картину виконання всіх дій сценарію, ПАА і команд диспетчера. Крім того, видаються узагальнені характеристики поточного режиму: баланс потужностей у системі на кожному кроці моделювання, мінімальні напруга і частота у відповідних вузлах системи.

Далі наведений невеликий фрагмент протоколу тренування:

ЗАГАЛЬНИЙ ПРОТОКОЛ ТРЕНУВАННЯ

12 березня 2011 року

по сценарію ВИМКНЕННЯ ЛЕП-750

..... T= 0.000 сек (14 год 52 хв 18 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51801. 32922., СУМ.НАВАНТ: 51186. 37790.

СУМ.П. ШУНТІВ: 17. 11486., СУМ.ВТРАТИ: 598. -16355.

U_{min}=0.93 у вузлі Київська, F_{min}=50.000 у вузлі 6.1_ПУ

..... T= 2.000 сек (14 год 52 хв 20 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51801. 32919., СУМ.НАВАНТ: 51186. 37790.

СУМ.П. ШУНТІВ: 17. 11487., СУМ.ВТРАТИ: 597. -16358.

СЦЕ: Викон. ВИМ_ПІЛ ПУАЕС-7 -Дніпр7

U_{min}=0.91 у вузлі Київська, F_{min}=49.999 у вузлі 6.5_ЗАЕС

..... T= 4.000 сек (14 год 52 хв 22 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51810. 34013., СУМ.НАВАНТ: 51178. 37783.

СУМ.П. ШУНТІВ: 16. 11048., СУМ.ВТРАТИ: 615. -14818.

СЦЕ: Викон. ЗМІ_ПРО_ШУН 0.0 -500.0 у вузлі ПУАЕС-7

U_{min}=0.92 у вузлі Київська, F_{min}=49.998 у вузлі 6.4_РАЕС

..... T= 6.000 сек (14 год 52 хв 24 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51811. 33653., СУМ.НАВАНТ: 51183. 37789.

СУМ.П. ШУНТІВ: 17. 10953., СУМ.ВТРАТИ: 612. -15089.

СЦЕ: Викон. ЗМІ_ПРО_ШУН 0.0 -500.0 у вузлі Дніпр7

U_{min}=0.92 у вузлі Київська, F_{min}=49.999 у вузлі ХАЕСБл1

..... T= 8.000 сек (14 год 52 хв 26 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51808. 33326., СУМ.НАВАНТ: 51182. 37788.

СУМ.П. ШУНТІВ: 17. 10746., СУМ.ВТРАТИ: 609. -15208.

U_{min}=0.92 у вузлі Київська, F_{min}=49.999 у вузлі 6.1_ПУ

..... T= 10.000 сек (14 год 52 хв 28 сек)

СУМ.ГЕНЕРАЦІЯ: 51807. 33276., СУМ.НАВАНТ: 51184. 37788.

СУМ.П. ШУНТІВ: 17. 10771., СУМ.ВТРАТИ: 606. -15284.

U_{min}=0.92 у вузлі Київська, F_{min}=49.999 у вузлі б.1_ПУ і т. д.

В протоколі команд диспетчера документуються всі дії тренованого. Вказуються час їх введення і зміст. Наприклад:

ПРОТОКОЛ КОМАНД ДИСПЕТЧЕРА

14 березня 2011 року

..... T= 30 сек (11 год 30 хв 0 сек)

Поступила команда диспетчера

ЗМІ_РАЙ_НАВ Кримська ЕС_навантаження

параметри: -200.0 -100.0

..... T= 366 сек (11 год 35 хв 36 сек)

Поступила команда диспетчера

ЗМІ_СКЛ_ГЕН Бл3Лад

параметр: -280.0 і т. д.

В протоколі роботи ПАА виводяться перелік виконаних умов (час виконання, ім'я контрольованої змінної, ім'я об'єкта енергосистеми, значення контрольованої змінної і вставка реле), а також, якщо виконувалися дії, їхні імена і параметри. Наприклад:

ПРОТОКОЛ ВИКОНАННЯ УМОВ І ДІЙ ПАА

12 березня 2011 року

T= 123.120 PRPLIN ДТЕС-1 Н.Волин1 5.33 БІЛ 5.00

T= 123.760 PRMODIPQ ДТЕС-1 Н.Волин1 1.07 БІЛ 1.00

T= 124.380 DPDILIN ДТЕС-1 Н.Волин1 103.69 БІЛ 100.00

T= 147.020 PRMODIPQ ДТЕС-1 Н.Волин1 1.04 БІЛ 1.00

T= 148.020 DPDILIN ДТЕС-1 Н.Волин1 102.05 БІЛ 100.00

T= 165.620 PRPLIN ДТЕС-1 Н.Волин1 5.21 БІЛ 5.00

В даному випадку в протоколі нема згадки про виконання дій автоматики, оскільки не всі умови для спрацювання були виконані.

В протоколі вводу даних наводяться повідомлення про введення параметрів електричної мережі, режиму, параметрів генераторів, виявлені відхилення і попередження, повідомлення про введення сценарію, ПАА і завдань на графіки, а також повідомлення про допущені помилки. Приклад:

ПРОТОКОЛ КОНТРОЛЮ ДАНИХ

УСПІШНО ВВЕДЕНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМИ prom.dat

ВВЕДЕНИЙ ВИХІДНИЙ РЕЖИМ prom.bin

ЯК НЕІСНУЮЧА ВИМКНЕНА ГЛІКА 75400 82900

ГЕНЕРАТОР: ПдТЕС-3 (31600) Убаз ЗА МЕЖ 6.00 24.00

ГЕНЕРАТОР: 6.3_ПУ (959900) Хд ЗА МЕЖ 0.50 2.50

ГЕНЕРАТОР: 6.4_РАЕС (990600) Хд ЗА МЕЖ 0.50 2.50

ГЕНЕРАТОР: ХАЕСБл1 (980900) Хd ЗА МЕЖ 0.50 2.50
ДЕЯКІ ПАРАМЕТРИ ГЕНЕРАТОРІВ ЗАДАНІ ПО УМОВЧАННЮ
ВВЕДЕНИЙ СЦЕНАРІЙ 6: ВИМКНЕННЯ ЛЭП-750
ВВЕДЕНО ЗАВДАННЯ ПАА 1: ПОВНИЙ_НАБІР_ПАА_1
ПАРАМЕТРИ СХН- 1 ПО Р ПРИЙНЯТІ ПО УМОВЧАННЮ
ПАРАМЕТРИ СХН- 1 ПО Q ПРИЙНЯТІ ПО УМОВЧАННЮ

При виявленні помилок у вихідних даних під час функціонування динамічної моделі виводиться інформація про помилку і робота моделі припиняється. Нижче наведено повний перелік можливих помилок в процесі роботи програми DYNAMO:

!!==ПОМИЛКА Х=0 В ГЕНЕРАТОРІ N
ПОМИЛКА СТВОРЕННЯ МЕПФАЙЛУ ДАНИХ REG
ПОМИЛКА СТВОРЕННЯ МЕПФАЙЛУ ДАНИХ DIS
НЕМА ВИХІДНОГО ФАЙЛУ *PROM.DAT*
ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ВУЗЛІВ 50000 N
ПОМИЛКА У ВУЗЛІ N
ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ГІЛОК 75000 NN NK
ПОМИЛКА В ШУНТІ N
НЕМА ВИХІДНОГО РЕЖИМУ *PROM.RUR*
ПОМИЛКА В ЗАДАННІ ПОЧАТКУ АБО КІНЦЯ ГІЛКИ NN NK
НЕМА ФАЙЛУ ДАНИХ ГЕНЕРАТОРІВ *PROM.GEN*
ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ГЕНЕРАТОРІВ 5000
ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ СЦЕНАРІЮ N
ПОМИЛКА В РЯДКУ СЦЕНАРІЮ N: *ІМ'Я СЛОВО*
ПОМИЛКА В СЛОВІ СЦЕНАРІЮ: *СЛОВО*
ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ ФАЙЛА *РАА.DAT*
ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ ЗАВДАННЯ ПАА: N
ПОМИЛКА В ЗАДАННІ ПАА *ІМ'Я N СЛОВО*
ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ДІЙ 1000
ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ УМОВ 2000
ПОМИЛКА В СЛОВІ ЗАВДАННЯ ПАА: *СЛОВО*
ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ ЗАВДАННЯ ГРАФІКІВ: N
ПОМИЛКА В ЗАДАННІ ГРАФІКІВ N *ІМ'Я СЛОВО*
ПОМИЛКА В СЛОВІ ЗАДАННЯ ГРАФІКІВ: *СЛОВО*
ПОМИЛКА ЗАДАННЯ ДІЇ СЦЕНАРІЮ *ІМ'Я ДІЇ*
ПОМИЛКА ЗАДАННЯ ВУЗЛА В СЦЕНАРІЇ *ІМ'Я_СЦЕНАРІЮ*
ПОМИЛКА В УМОВІ N *КОД_УМОВИ*
ПОМИЛКА В ІМЕНІ ДІЇ N *ІМ'Я_ДІЇ*
ПОМИЛКА В ОБ'ЄКТІ ДІЇ N *ІМ'Я_ДІЇ*

ЗБІЙ УПОРЯДКУВАННЯ НА ВУЗЛІ *ІМ'Я_ВУЗЛА*
ПОРУШЕННЯ ОБМЕЖ. ПРИ УПОРЯД. НА ВУЗЛІ *ІМ'Я_ВУЗЛА*
ЗБІЙ ПРИ ФАКТОРИЗАЦІЇ: ГІЛОК ФІМ БІЛЬШЕ 150000

Перелік можливих попереджень і повідомлень, що не приводять до припинення виконання програми:

U_{ном}=0 У ВУЗЛІ *N*

ПОМИЛКА В СХН *N*

ПЕРЕВИЩЕНИЙ НОМЕР СХН *N*

ПОМИЛКА ОПИСАННЯ ІМЕНІ ВУЗЛА *N*

УСПІШНО ВВЕДЕНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМИ *PROM.DAT*

З КОРЕГУВАННЯМ ВВЕДЕНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМИ *PROM.DAT*

ВВЕДЕНИЙ ВИХІДНИЙ РЕЖИМ

ЯК НЕІСНУЮЧИЙ ВИМКНЕНИЙ ВУЗОЛ *N*

ЯК НЕІСНУЮЧА ВИМКНЕНА ГІЛКА *NH NK*

Є НЕЗАДАНІ ПАРАМЕТРИ ГЕНЕРАТОРА *ІМ'Я*

Є НЕЗАДАНІ ПАРАМЕТРИ АРЗ *ІМ'Я*

Є НЕЗАДАНІ ПАРАМЕТРИ АРШ *ІМ'Я*

ГЕНЕРАТОР: *ІМ'Я (N) КОД_ПАРАМ* ЗА МЕЖАМИ *П_{мин}-П_{макс}*

АРВ: *ІМ'Я (N) КОД_ПАРАМ* ЗА МЕЖАМИ *П_{мин}-П_{макс}*

АРС: *ІМ'Я (N) КОД_ПАРАМ* ЗА МЕЖАМИ *П_{мин}-П_{макс}*

ДЕЯКІ ПАРАМЕТРИ ГЕНЕРАТОРІВ ЗАДАНІ ПО УМОВЧАННЮ

ВВІД ПАРАМЕТРІВ ГЕНЕРАТОРІВ НОРМАЛЬНО ЗАВЕРШЕНО

ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ ФАЙЛА *SCENARIO.DAT*

ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ДІЙ СЦЕНАРІЮ *N*

НЕМА ПРИЗНАКУ КІНЦЯ СЦЕНАРІЮ «/» *N*

НЕМА ПРИЗНАКУ КІНЦЯ ЗАДАННЯ ПАА «/» *N*

ПОМИЛКА В ПЕРШОМУ РЯДКУ ФАЙЛА *ZADAGRA.DAT*

НЕМА ПРИЗНАКУ КІНЦЯ ЗАДАННЯ ГРАФІКІВ «/» *N*

ПАРАМЕТРИ СХН *N* ПО Р ПРИЙНЯТІ ПО УМОВЧАННЮ

ПАРАМЕТРИ СХН *N* ПО Q ПРИЙНЯТІ ПО УМОВЧАННЮ

ПОМИЛКА ЗАДАННЯ ЗМІННОЇ ГРАФІКА *ІМ'Я_ЗМІННОЇ*

Розділ 6

ПОРАДНИК РЕЖИМНОГО ПЕРСОНАЛУ КОРАН

6.1. Загальна характеристика комплексу

Основою сучасних електроенергетичних систем є високовольна системоутворювальна мережа, яка пов'язує між собою регіональні електроенергетичні системи, що є окремими суб'єктами енергоринку. Вона також виконує роль транзитних коридорів для об'єднання суб'єктів виробництва електроенергії з широкою технологічною різноманітністю джерел. Оптимальний розподіл потужностей дозволяє зменшити загальні витрати на виробництво електроенергії, покращити ефективність роботи енергопостачальних компаній і підвищити транспортні можливості за рахунок збільшення обсягів поставок електроенергії.

Однак критерії оптимальності перерозподілу різні залежно від поставлених задач та зацікавленості учасників енергообміну. Одним із таких критеріїв є втрати потужності від власних і транзитних перетікань, оптимальне керування якими впливає на всіх учасників.

Характерним є випадок, коли потужність з передавальної системи передається в приймальну систему через електричні мережі транзитної системи або транзитера. Протікаючи мережами системи транзитера, ця потужність накладається на внутрішні потоки потужності та викликає додаткові втрати потужності в системі транзитера. Через неоднорідність електричних мереж системи транзитна потужність спотворює природний потякорозподіл не тільки в мережах вищої напруги, але і в мережах нижчої напруги. У зв'язку з транзитом потужності через окремі системи постає задача визначення власних втрат у кожній системі, спричинених потужностями навантажень власних споживачів, і транзитних втрат, спричинених навантаженнями інших систем.

Знаючи графіки генерації і навантажень, можна розрахувати втрати енергії за певний період для того, щоб покрити їх вартість за рахунок зазначених систем. Така задача може бути актуальною у разі

наявності зовнішніх транзитних перетоків потужності. Економічно доцільно здійснювати їхню передачу електричними мережами вищих напруг. Однак через неоднорідність ЕЕС та інші чинники частково завантажуються ними й мережі НН. Тут можливі два випадки: перший – усі втрати відносяться і покриваються енергопостачальною компанією і не діляться між окремими регіональними мережами або другий – втрати визначають і розподіляють між окремими регіональними мережами для того, щоб вони пропорційно відшкодовували їх вартість.

Розв'язування всіх перерахованих задач вимагає розрахунку значень втрат в мережах енергосистеми та виділення їх окремих складових для їхньої оптимізації залежно від постановки задачі. Реалізація отриманих оптимальних рішень вимагає відповідних навичок та вмій, набуття яких не можливе без систематичних тренувань та імітації типових ситуацій.

Зазвичай, однією з основних форм підвищення рівня кваліфікації керівного персоналу є тренування в диспетчерських центрах енергогенерувальних та енергопостачальних компаній. Проте, такі тренування не передбачають набуття досвіду у спеціалістів щодо оптимізації нормальних режимів енергосистеми, а призначені лише для відпрацювання, закріплення й перевірки навичок з оперативної діяльності в аварійних ситуаціях, а також навчання найкращим способам їх попередження.

Ефективним способом вирішення цієї проблеми є створення комп'ютерних порадників-тренажерів для підготовки керуючого персоналу у сфері моделювання нормальних режимів енергосистем та їх оптимізації. Такі системи, використовуючи сучасні апаратні й програмні засоби, могли б забезпечити високу адекватність імітації процесів передачі та розподілу електроенергії в ЕЕС та керування ними. Розглядалий комплекс *КОРАН* є кроком у цьому напрямку.

Комплекс призначений для оптимального розподілу активного навантаження в енергосистемі з урахуванням впливу втрат в електромережі і обмежень по активній потужності контрольованих зв'язків з використанням матриць мережевих коефіцієнтів (*ММК*), обмежень по величині активних потужностей генерації і по швидкості їхніх змін, а також заданій добовій генерації електроенергії деяких гідравлічних і теплових станцій; для визначення структури розподілу електроенергії між окремими суб'єктами господарської діяльності протягом заданого періоду часу

по заданим фактичним графікам навантажень суб'єктів чи добовим споживанням, виробництву і обміну електроенергії з використанням матриць чутливості (МЧ).

Розрахунки за допомогою комплексу *КОРАН* можуть виконуватися як в добовому плануванні на перспективу (зазвичай на наступний день), так і в ретроспективі на більш тривалі періоди: декада, півмісяця, місяць тощо. При цьому в ретроспективі можуть бути враховані фактичні графіки генерації, споживання і зовнішніх зв'язків, або ж вони можуть бути скореговані по фактичним добовим замірам лічильників електроенергії.

Для зручності експлуатації комплекс *КОРАН* поділений на два незалежних підкомплекси (рис. 6.1), які можуть використовуватися в різних структурних підрозділах: комплекс програм розподілу добових графіків навантаження (*Розподіл потужності*) і комплекс програм розрахунків енергорозподілу (*Енергорозподіл*).



Рис. 6.1

Запуск необхідного підкомплексу здійснюється натисканням відповідної клавіші. Клавіша "??" забезпечує виведення на екран і друкування інструкції для користувача.

Вибір оптимального складу обладнання може виконуватися вручну шляхом багатократних змін завдання (перебору складу) і оптимізації активних потужностей для остаточного прийняття того варіанту завдання, при якому цільова функція мінімальна і виконуються необхідні обмеження. Практично це не дуже ускладнює технологію обчислень завдяки зручності інтерфейсу і прийнятному часу розрахунків.

Результати оптимізації можуть бути використані в подальших розрахунках енергорозподілу. Для цього передбачено імпорт даних з першої частини комплексу *КОРАН* в другу.

Комплекс може бути використаний також для автоматизації керування грошовими потоками в енергосистемах, які поділяються на економічно самостійні суб'єкти господарської діяльності: суб'єкти генерації електроенергії (*СГЕ*) и суб'єкти електроспоживання (*СЕС*). *СГЕ* и *СЕС* можуть складатися з одного чи декількох (множини) вузлів електричної мережі. *СГЕ* виробляють і продають електроенергію, *СЕС* купують її для власного використання або здійснюють транзит в інші *СЕС*. У процесі розподілу мають місце технологічні витрати електроенергії в електромережах, пов'язані як з електричними втратами активної потужності від власного споживання, так і з втратами від доставки електроенергії іншим *СЕС* (транзитні витрати).

Розподіл електроенергії між окремими суб'єктами господарської діяльності здійснюється на основі погодинних розрахунків по заданим добовим графікам навантажень *СГЕ* і *СЕС*.

Для визначення часткового розподілу генерованої потужності між окремими споживачами використовується метод чутливості. Відношення приросту активної потужності *i*-го *СГЕ* до приросту потужності *j*-го *СЕС* називається коефіцієнтом чутливості потужності.

Матриця розмірністю $m \times n$, де m – кількість *СГЕ*, n – кількість *СЕС*, що складається з коефіцієнтів чутливості, називається матрицею чутливості потужностей. Аналогічно, відношення приросту втрат активної потужності деякого *СЕС* до приросту потужності навантаження будь-якого іншого *СЕС* називається коефіцієнтом чутливості втрат потужності. Матриця розмірністю $n \times n$, утворена із зазначених коефіцієнтів, називається матрицею чутливості втрат потужності. Вона дає можливість визначати частковий розподіл втрат в залежності від навантажень *СЕС*.

Таким чином, на основі метода чутливості виконується розподіл генерованої потужності (а отже і електроенергії) суб'єктів генерації між суб'єктами споживання у відповідності до величин їхніх еквівалентних взаємних електричних зв'язків, а також розподіл втрат потужності, а отже і енергії (технологічних витрат електроенергії) в електромережах суб'єктів електроспоживання на власні витрати і на транзит електроенергії.

Матриці чутливості, як і матриці мережевих коефіцієнтів розраховуються на основі базових усталених режимів, що відповідають певним періодам часу доби. Наприклад, можна

розрізняти базові режими максимальних, мінімальних і денних навантажень. Підготовка базових ustalених режимів (*БР*) може бути виконана за допомогою будь-якого комплексу режимних програм (*СКАНЕР*, *АНАРЕС* тощо), який використовує стандартну кодировку вихідних даних у форматах ЦДУ. Корегування *БР* може виконуватися підкомплексом *Розподіл потужності* за допомогою програми *Базові режими*.

Підкомплекс *Розподіл потужності* (рис. 6.2) складається з чотирьох програм підготовки і редагування даних: *Структура ЕЕС*, *Базові режими*, *ХВП* і *Завдання*; двох обчислювальних програм: *Розрахунок ММК* і *Оптимізація Р* і програми виводу результатів *Графіки Р*. Кожна програма запускається клацанням правої клавіші по відповідному прямокутнику.

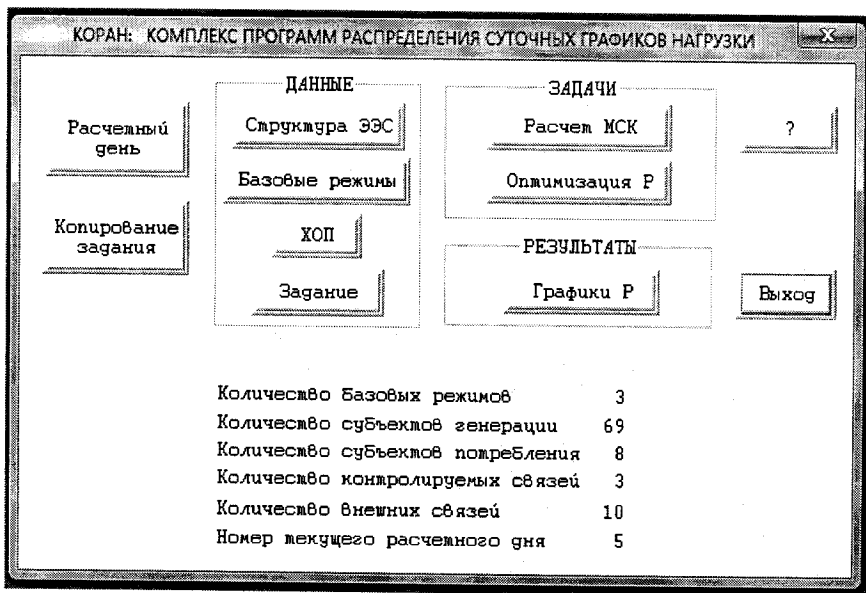


Рис. 6.2

Програма *Структура ЕЕС* призначена для підготовки або редагування імен суб'єктів генерації і електроспоживання, контрольованих і зовнішніх зв'язків і їх складових вузлів чи віток, а також імен і шляхів розміщення *dat*-івських файлів базових режимів електричної мережі і їхньої прив'язки до часу доби. Дана інформація змінюється дуже рідко.

Програма *Базові режими* призначена для аналізу і поточного корегування *БР* електричної мережі. Аналіз виконується на основі співставлення базових значень з поточними значеннями навантажень суб'єктів генерації, електроспоживання і зовнішніх зв'язків. При необхідності виконується автоматичне корегування *БР*. У процесі аналізу можливі зміни базових значень потужностей навантажень *СЕС* і перерахунок лінеаризованого на основі матриць чутливості режиму. Зміну структури розподілу потужностей можна співставити з базовим розподілом. Змінений режим потужностей можна запам'ятовувати в форматі ЦДУ і використовувати програмою розрахунків усталених режимів як новий базовий усталений режим. Корекція можлива з будь-якою періодичністю. Періодичність корекції встановлюється користувачем в залежності від вимог точності, оперативності виконуваних розрахунків і режимних експлуатаційних змін в енергосистемі тощо. Дані про конфігурацію електричної мережі (*dat*-івські файли в форматі ЦДУ) змінюються значно рідше (раз на місяць чи квартал) за участю служби оптимізації електричних режимів.

Програма *ХВП* призначена для підготовки і редагування даних про характеристики відносних приростів суб'єктів генерування електроенергії у вартісному вираженні. Ця інформація також змінюється досить рідко, зазвичай після ремонту, реконструкції або переходу на нові види палива.

Програма *Завдання* призначена для оперативної підготовки чи редагування параметрів системи і загальних умов розв'язання задачі, даних про прив'язку *ММК* базових режимів протягом поточного розрахункового дня; обмежень контрольованих зв'язків по величині активних потужностей і суб'єктів генерації відносно швидкості набору і зниження навантаження; даних по використовуваним при оптимізації *ХВП СГЕ*; графіків навантаження *СГЕ*, *СЕС* і графіків обмінної потужності зовнішніх зв'язків, а також обмежень по ГЕС з фіксованим добовим виробітком електроенергії.

Програма *Розрахунок ММК*. Матриці мережевих коефіцієнтів служать лінеаризованою моделлю електромережі при обчисленні питомих приростів втрат (*ЛПВ*) і контрольованих потужностей зв'язків у процесі оптимізації *Р*. При наявності помилок в даних видаються відповідні повідомлення і розрахунок припиняється.

Програма *Оптимізація Р* призначена для розрахунків оптимальних добових графіків навантажень суб'єктів генерації,

представлених *ХВП*, з урахуванням заданих обмежень і інших розрахункових умов, поставлених у завданні. Якщо ці розрахункові умови поставлені коректно, розрахунок закінчується успішно. При неуспішному закінченні необхідно у відповідності до отриманого повідомлення внести корективи в завдання: змінити склад обладнання шляхом переходу на іншу *ХВП* (наприклад, замість *ХВП* одного блоку задати *ХВП* двох блоків); якщо це допустимо, – змінити обмеження по фіксованій генерації ГЕС тощо, після чого повторити оптимізацію. В процесі ручного вибору оптимального складу обладнання програма повинна на кожному кроці закінчуватися успішно. За остаточний варіант приймається варіант з мінімальним значенням цільової функції, що виводиться в кінці протоколу. В основі алгоритму розрахунку лежить метод Лагранжа. Детальний виклад методики буде подано в розділі 6.2.

Програма *Графіки Р* здійснює вивід добових графіків навантажень *СГЕ*, *СЕС* і *ЗЗ* після оптимального розподілу активної потужності в системі. Використовується програма *Excel* (додаток 3).

Підкомплекс *Енергорозподіл* (рис. 6.3) складається з програми підготовки і редагування даних *Графіки навантажень*; двох обчислювальних програм: *Розрахунок МЧ* і *Розрахунок енергобалансу* і трьох програм виводу результатів: *Потокорозподіл*, *Енергорозподіл* і *Платежі*. Кожна програма запускається клацанням правої клавіші миші по відповідному прямокутнику.

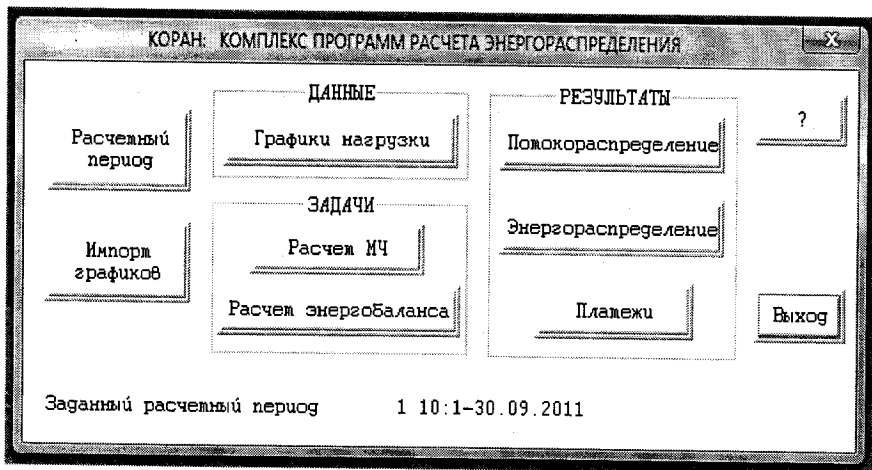


Рис. 6.3

Програма *Графіки навантаження* призначена для вводу або редагування фактичних графіків навантажень *СЕС*, *СГЕ* и *ЗЗ*. Можливий імпорт оптимальних графіків навантажень з першого підкомплексу. Тоді необхідне завдання добових виробок *СГЕ*, добових споживань електроенергії *СЕС* і добових обмінів електроенергією по *ЗЗ* на основі показників лічильників електроенергії. Квазіфактичні графіки навантажень при цьому будуть отримані шляхом перерахунку оптимальних графіків навантажень. Крім того, мають бути задані також ціни на електроенергію для всіх суб'єктів генерації, які приймаються незмінними на протязі доби. Якщо ціна не змінюється, її не потрібно вводити.

Програма *Розрахунок МЧ*. Розрахунок матриць чутливості виконується для всіх базових режимів. При наявності помилок в даних обчислення припиняються, і видаються повідомлення про помилки. Після їх виправлення розрахунки можна продовжити.

Програма *Потокорозподіл*. За результатами розрахунків по цій програмі можна прослідкувати, яка частка генерованої потужності поступає кожному *СЕС*, яка частка спожитої потужності належить кожному *СГЕ*, яку частку становлять власні втрати потужності і скільки вносить втрат транзит потужності в інші *СЕС*. Розрахунки виконуються для кожного базового режиму.

Програма *Розрахунок енергобалансу* призначена для ретроспективних розрахунків виробленої і спожитої електроенергії за поточний період роботи енергосистеми. Розрахунок виконується для кожної години кожного поточного дня періоду, результати накопичуються. Використовуються матриці чутливості потужностей і втрат, а також інформація про фактичні графіки навантажень *СГЕ*, *СЕС* і *ЗЗ*.

Програма *Енергорозподіл*. Використовується для розрахунку енергобалансу. В результаті аналізу можна прослідкувати, яка частка генерованої електроенергії поступає кожному з *СЕС*, яка частка споживаної електроенергії належить кожному з *СГЕ*, нарешті, яку частку загальних технологічних витрат електроенергії складають власні витрати і скільки вносить транзит електроенергії в кожний інший *СЕС*.

Програма *Платежі*. За результатами розрахунку енергобалансу і заданим відпускним цінам на електроенергію визначаються обсяги

платежів суб'єктам генерації від *CEC*, взаємних платежів між *CEC* за транзит, собівартості електроенергії по *CEC* тощо.

Гранично-допустимі характеристики розв'язуваних задач:

Вузлів електричної мережі (*MXMS*) – 10000

Суб'єктів генерації (*MXGG*) – 200

Вузлів в одному *СТЕ* (*MXUG*) – 20

Суб'єктів електроспоживання – 30

Вузлів в одному *CEC* (*MXUN*) – 500

Контрольованих зв'язків (*MXKL*) – 30

Вузлів в одному *КЗ* (*MXUK*) – 50

Зовнішніх зв'язків (*MXVL*) – 30

Вузлів в одному *ЗЗ* (*MXUV*) – 30

Кількість *ХВП* в *СТЕ* (*MXOP*) – 20

Кількість точок *ХВП* (*MXTO*) – 20

Інтервалів розрахунку за добу – 24

Змін *БР* за добу (*MXSI*) – 10

СТЕ з заданою генерацією (*MXWB*) – 10

Небажаних зон в роботі *СТЕ* (*MXZO*) – 10

Поточних розрахункових днів (*MXRE*) – 31

Розглянемо загальні моменти роботи з комплексом. Перш за все необхідно підготувати інформацію про структуру енергосистеми (номери та імена *СТЕ*, *CEC*, *КЗ* и *ЗЗ*, а також пов'язані з ними номери вузлів електричної мережі). Ця інформація задається один раз і в подальшому буде вважатися незмінною. Сюди відноситься також інформація про місцезнаходження в пам'яті комп'ютера даних про базові режими електромережі для характерних інтервалів часу доби (шляхи і імена файлів).

Базові режими мають перераховуватися для кожної пори року. Оскільки при цьому змінюються не тільки потужності вузлів, але і схема комутації, розрахунки повинні проводитися відповідальними спеціалістами за допомогою комплексу аналізу режимів (наприклад, *СКАНЕР*, *АНАРЕС* тощо). Міжсезонне корегування базових режимів може виконуватися в комплексі *КОРАН* за допомогою програми *Базові режими*. Одночасно необхідно перераховувати *ММК* і *МЧ*.

ХВП також необхідно задавати на початковій стадії і в подальшому лише змінювати і доповнювати за необхідності.

Завдання на розрахунки є оперативною інформацією, яка готується користувачем кожний день, тому для цього передбачені всі можливості автоматизації інтерфейсу. Зміна номеру поточного дня

здійснюється клавішею *Розрахунковий день*. Оскільки для характерних днів тижня оперативна інформація змінюється несуттєво, передбачена можливість копіювання днів (клавіша *Копіювання завдання*). Подібних днів може виявитися досить багато, тому користувач повинен вибрати найбільш відповідний, щоб забезпечити мінімум редагування оперативної інформації. Якщо в розрахунках раніше використовувалася програма *W2*, є можливість імпорту оперативної інформації або *XBP* із *W2* (дивися *readme* в папці *Coran*).

Задачі *Розподіл потужності* і *Енергорозподіл* можуть розв'язуватися незалежно або разом. При незалежному розв'язанні дії користувача 1, що веде задачу оптимізації, і користувача 2, що веде задачу енергорозподілу, ніде не перетинаються. Кожна задача може мати свою власну структуру енергосистеми, свої власні базові режими тощо. Користувач 2 не отримує жодної інформації від користувача 1.

При спільному розв'язанні не обов'язково користувачам 1 і 2 працювати на одному комп'ютері, але тоді необхідно періодично обмінюватися інформацією. Будемо вважати, що користувач 1 виконує провідну роль: він підготовляє і за необхідності періодично корегує дані про структуру енергосистеми, слідкує за своєчасним отриманням базових режимів від спеціалістів-режимників, періодично виконує корегування базових режимів за допомогою програми *Базові режими*. На самому початку і після кожної зміни інформації він передає користувачеві 2 файл структури енергосистеми *Struct.bin*, папки базових режимів *NET*, оперативної інформації *TEK* і результатів оптимізації *REZ*.

Користувач 2, отримавши файл *Struct.bin* або папку *NET*, має зчитати ці дані в свою папку *CORAN* і виконати перерахунок *МЧ*. Перед початком розрахунку енергорозподілу і платежів він має отримати у користувача 1 папки *TEK* і *REZ* і замінити ними відповідні папки *CORAN* на своєму комп'ютері. Після цього він може виконувати свої розрахунки: спочатку задати новий розрахунковий період і виконати імпорт добових графіків, скорегувати їх у відповідності з фактичними показниками лічильників електроенергії, задати вартості електроенергії, якщо були зміни, і лише після цього він може виконати розрахунок енергорозподілу. За результатами цього розрахунку можна вивести роздруковки потоків електроенергії в енергосистемі і платежів.

Якщо ж обидві задачі розв'язуються на одному комп'ютері, ніякого імпорту інформації не потрібно.

6.2. Оптимізація активних потужностей

Нормальні усталені режими енергосистем повинні відповідати найкращим економічним показникам, тобто бути оптимальними. Будь-яка задача, в якій знаходиться розв'язок, що відповідає максимуму чи мінімуму деякої функції, може бути віднесена до задач оптимізації. Така функція називається критерієм оптимальності або цільовою функцією. Вимога екстремальності цільової функції часто вступає в протиріччя з технічними вимогами системи чи окремих її елементів, які не повинні перевантажуватися.

Розглянемо загальну математичну постановку задачі оптимізації. Нехай вектор змінних $\mathbf{Z} = [z_1, z_2, \dots, z_n]$ характеризує стан системи в деякий момент часу. Якщо всі його значення не суперечать технічним можливостям системи, він називається допустимим вектором. Сукупність усіх допустимих векторів називається допустимою множиною. Допустимий вектор, що забезпечує екстремум цільової функції, називається оптимальним вектором.

Задача оптимізації в загальному випадку зводиться до пошуку оптимального вектора \mathbf{Z} , при якому цільова функція $F(\mathbf{Z}) \rightarrow \min$ за умови, що цей вектор належить допустимій множині можливих значень. Допустима множина найчастіше задається як система обмежень у вигляді рівностей і нерівностей $\mathbf{W}(\mathbf{Z}) \geq 0$, де $\mathbf{W} = [w_1, w_2, \dots, w_m]$ – вектор-функція розмірності m при $m < n$.

Пошук оптимального режиму може виконуватися різними методами. Усі методи оптимізації можна розділити на два класи: аналітичні і числові. До універсальних аналітичних методів оптимізації відносяться методи математичного програмування, серед яких можна виділити методи лінійного, нелінійного і динамічного програмування. Серед числових методів оптимізації широке використання в електроенергетиці знайшли градієнтні методи.

Найбільш поширена на практиці задача оптимізації поточного режиму енергосистеми. Вона вимагає періодичного розв'язання в темпі процесу керування режимом. Основна мета оптимізації поточного режиму – оптимальний розподіл активної і реактивної потужностей між джерелами і визначення оптимальних

коефіцієнтів трансформації трансформаторів за умови мінімальних експлуатаційних витрат на виробництво і розподіл електроенергії. Основним методом її розв'язання є метод приведенного градієнта.

У загальному вигляді задача формулюється таким чином. Нехай необхідно знайти оптимальний розв'язок, що забезпечує мінімум цільової функції $F(\mathbf{Z})$ при обмеженнях типу рівностей

$$\mathbf{W}(\mathbf{Z}) = 0.$$

В даній задачі це відома система нелінійних алгебраїчних рівнянь балансу активних і реактивних потужностей у вузлах.

В нашому випадку доцільне використання методу Лагранжа. Розглянемо математичні основи цього метода. Нехай необхідно визначити значення вектора змінних \mathbf{Z} , при якому цільова функція $F(\mathbf{Z})$ мінімальна і виконуються обмеження у вигляді рівностей $\mathbf{W}(\mathbf{Z}) = 0$. Така система рівнянь визначає область допустимих значень змінних \mathbf{Z} , яку іноді називають дисциплінуючими умовами.

Розглянемо деяку функцію $\Phi(\mathbf{Z}) = F(\mathbf{Z}) + \mathbf{L}\mathbf{W}(\mathbf{Z})$, що називається функцією Лагранжа. Додаткові змінні $\mathbf{L} = [\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m]$ мають назву невизначених множників Лагранжа. Формально їх можна розглядати як коефіцієнти штрафу за порушення обмежень.

У результаті задача пошуку оптимального розв'язку з обмеженнями зведена до задачі визначення екстремуму функції Лагранжа без обмежень. Як відомо, екстремум функції багатьох

змінних має місце за умов $\frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{Z}} = 0$ і $\frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{L}} = \mathbf{W}(\mathbf{Z}) = 0$, які називаються умовами Куна-Такера. Розв'язуючи отриману систему $n+m$ рівнянь з $n+m$ невідомими, можемо визначити значення змінних, що забезпечують мінімум цільової функції і задовольняють обмеженням.

Прикладом подібної задачі може бути визначення економічного навантаження електростанцій системи, при якому витрати на виробництво електроенергії в системі мінімальні. Обмеженням є баланс активної потужності: сума потужностей електростанцій повинна дорівнювати сумі потужностей навантажень і втрат потужності в електричній мережі. Попередньо необхідно визначити оптимальний склад працюючого устаткування на електростанціях з урахуванням витрат на його пуск і зупинку, а також оптимальні резерви потужності.

Розглянемо спочатку оптимізацію активних потужностей ТЕС. Маємо електроенергетичну систему, що складається з теплових електростанцій і навантаження споживачів у вигляді сумарної активної потужності. Вплив електричної мережі поки що не враховуємо, тобто вважаємо, що втрати потужності не залежать від навантаження окремих електростанцій. Якщо не враховувати обмежень по навантаженню електростанцій і пропускній спроможності електричної мережі, то потужності електростанцій можуть приймати будь-які значення за єдиної умови дотримання балансу потужностей у системі.

Рівняння балансу потужностей має вигляд:

$$P_{\text{н}\Sigma} + \pi - \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} P_k = 0, \quad (6.1)$$

де $n_{\text{ТЕС}}$ – кількість теплових електростанцій енергосистеми; P_k – активна потужність k -ї електростанції; $P_{\text{н}\Sigma}$ – загальна потужність активних навантажень системи; π – втрати активної потужності в електричній мережі.

Критерієм оптимальності режиму системи можуть бути загальні витрати на виробництво необхідної кількості електроенергії всіма ТЕС протягом однієї години

$$B = \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} B_k(P_k) \rightarrow \min. \quad (6.2)$$

Кожна електростанція має власну характеристику економічності. Тому загальні витрати на виробництво певної кількості електроенергії залежать від розподілу навантаження між електростанціями. Завдання полягає у визначенні таких навантажень кожної електростанції, при яких загальні витрати (6.2) дорівнюють мінімуму за умови балансу потужностей у системі (6.1).

Для розв'язання розглянутої задачі найдоцільніше – застосування методу невизначених множників Лагранжа. Оскільки в задачі має місце лише одне рівняння обмеження, що відповідає умови балансу потужностей, функція Лагранжа має дуже простий вигляд

$$\Phi = \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} B_k(P_k) + \lambda \left(\sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} P_k - P_{\text{н}\Sigma} - \pi \right). \quad (6.3)$$

Умови екстремуму функції (умови Куна-Таккера):

$$\frac{\partial B_k}{\partial P_k} + \lambda = 0, k = 1, 2, \dots, n_{\text{ТЕС}};$$

$$\sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} P_k - P_{\text{н}\Sigma} - \pi = 0.$$

Отримана система рівнянь обумовлює оптимальність розподілу активних потужностей у системі. Часткова похідна

$$\frac{\partial B_k(P_k)}{\partial P_k} = \varepsilon_k(P_k)$$

називається характеристикою відносних приростів (ХВП) витрат на одиницю активного навантаження k -ї електростанції.

Таким чином, умови оптимальності розподілу сумарного навантаження теплових електростанцій системи набувають дуже простого вигляду:

$$\begin{aligned} -\lambda = \varepsilon_1(P_1) = \varepsilon_2(P_2) = \dots = \mu, \\ P_1 + P_2 + \dots = P_{\text{н}\Sigma} + \pi. \end{aligned} \quad (6.4)$$

ХВП кожної k -ї електростанції звичайно задаються в табличному вигляді (табл. 6.1), що відповідає кусково-лінійній апроксимації.

Таблиця 6.1

$P_{k1} = P_{k\min}$	P_{k2}	...	P_{ki}	...	$P_{k10} = P_{k\max}$
ε_{k1}	ε_{k2}	...	ε_{ki}	...	ε_{k10}

Звідси випливає дуже проста методика розподілу сумарного навантаження між тепловими електростанціями. Приймаємо довільне початкове наближення параметра λ і по ХВП визначаємо потужності електростанцій P_k . Методом послідовних наближень змінюємо λ доти, поки не буде виконуватися умова (6.1).

Деяке ускладнення в роботу алгоритму вносить розривний характер ХВП електростанцій, а також наявність у них горизонтальних ділянок. Алгоритм дозволяє легко враховувати обмеження потужностей електростанцій. Якщо потужність виходить за допустиму межу, вона приймається рівною цій межі.

Нехай, наприклад, енергосистема складається з трьох теплових електростанцій, що працюють на загальне навантаження. ХВП першої і другої електростанцій наведені в табл. 6.2. Загальна активна потужність навантаження системи з урахуванням втрат в

електричній мережі складає 1400 МВт. Третя електростанція генерує 336 МВт і не може приймати участі в оптимізації. Визначити оптимальні потужності першої і другої електростанцій.

Таблиця 6.2

№	P_1	ε_1	P_2	ε_2
1	400.0	0.9557	535.0	0.8191
2	413.3	0.9567	538.6	0.8394
3	426.7	0.9576	542.1	0.8597
4	440.0	0.9586	545.6	0.8800
5	453.3	0.9596	547.1	0.9003
6	466.7	0.9605	548.7	0.9205
7	480.0	0.9615	550.3	0.9408
8	493.3	0.9625	557.0	0.9611
9	506.7	0.9634	563.4	0.9814
10	520.0	0.9644	565.0	1.0017

Приймаємо початкове наближення невизначеного множника Лагранжа $\lambda=0.95$. З табл. 6.2 визначаємо потужності електростанцій. Оскільки потужність першої електростанції виходить за діапазон характеристики, приймаємо $P_1=400$. Потужність електростанції 2

$$P_2=550.3+(557.0-550.3)/(0.9611-0.9408)(0.9611-0.95)=554.$$

Сумарна потужність генерації $P_{\Sigma}=400+554+336=1290$. Небаланс потужності $w=110$. Коефіцієнт для наступного корегування множника Лагранжа

$$\alpha=(413.3-400.0)/(0.9567-0.9557)+(557.0-550.3)/(0.9611-0.9408)=13333.$$

Нове значення множника Лагранжа

$$\lambda=0.95+110/13333=0.9583.$$

Подальші обчислення виконуємо аналогічно:

$$P_1=438, P_2=556, P_{\Sigma}=1330, w=70, \alpha=13333., \lambda=0.9634;$$

$$P_1=506, P_2=558, P_{\Sigma}=1400, w=0, \alpha=13333., \lambda=0.9634.$$

Наявність обмежень потужності електростанцій, а також розривів ХВП приводять до порушення умови рівності відносних приростів. У такому випадку принцип рівності всіх ε може бути замінений принципом послідовного навантаження електростанцій у порядку зростання відносних приростів. Але подібний алгоритм, що відповідає методу динамічного програмування, вимагає значно більшого обсягу обчислень, оскільки для забезпечення необхідної

точності розв'язання задачі потрібно навантаження станцій виконувати дрібними кроками. Деякого зменшення обсягу обчислень можна досягти попередньою побудовою ХВП енергосистеми.

Розглянемо особливості методики оптимізації активних потужностей ТЕС і ГЕС. Оптимальний режим енергосистеми, що містить ТЕС і ГЕС з водоймищами, можна визначити лише шляхом аналізу її роботи за весь цикл регулювання з урахуванням обмежень, обумовлених вимогами як самої енергосистеми, так і інших областей економіки. Розрахунки виконуються поетапно. Спочатку за прогнозами визначаються витрати води на кожен місяць. На основі місячного регулювання визначаються витрати на тиждень і добу. І, нарешті, за умовами добового циклу регулювання визначаються погодинні графіки роботи всіх ТЕС і ГЕС. На кожному етапі використовуються різні методи розв'язання задачі і різні дані. Добовий цикл регулювання здійснюється на основі даних про витрати води і графіків навантаження енергосистеми по регіонах на наступну добу.

Наявність ГЕС значно ускладнює задачу оптимального розподілу активних потужностей, оскільки сумарне використання води на кожній ГЕС протягом доби повинно дорівнювати деякій заданій величині. Якби таких обмежень не було, то для максимального зниження витрат потрібно було б цілком завантажувати всі ГЕС, а іншу потужність розподіляти між ТЕС за методикою, розглянутою в попередньому розділі. Однак подібне розв'язання задачі можливо лише в період паводка. Щоб уникнути вимушеного викиду води через греблю і вигідно використовувати потужності ГЕС цілодобово, потрібно дотримуватись попередньо визначених добових витрат води на ГЕС.

На відміну від задачі розподілу активної потужності між одними лише ТЕС, у якій розрахунки можна виконувати окремо для кожної години, оскільки режими енергосистеми в окремі години не залежать між собою, наявність ГЕС при заданих сумарних витратах води на добу привносить зазначену залежність. Тому мінімум сумарних витрат у системі, що складається з ТЕС і ГЕС, потрібно визначити не за годину, а за добу. Аналогічні умови іноді виникають і при обмеженні витрат окремих видів палива на ТЕС.

У практиці інженерних розрахунків контроль за витратами енергоресурсів виконується наближено, – по виробництву електроенергії, – що відповідає заданим витратам води або палива.

Методика розрахунків при цьому ґрунтується на обмеженні електроенергії, вироблюваної на кожній ГЕС чи ТЕС протягом доби. Результатом оптимізації є добові графіки активних потужностей всіх електростанцій системи.

Математична задача оптимізації режиму енергосистеми з ТЕС і ГЕС є варіаційною задачею. Варіаційними називають задачі на дослідження екстремумів функціоналів. У випадку оптимального розподілу активних потужностей в енергосистемі з ТЕС і ГЕС функціоналом є сумарні витрати, обумовлені графіками потужностей ТЕС протягом 24 годин, при виконанні ізопериметричних умов вироблення заданих кількостей електроенергії на ГЕС. Якщо виходити з припущення незмінності напору води, задача може бути розв'язана методом невизначених множників Лагранжа.

Математично задача формулюється так. Визначити графіки навантажень $n_{\text{ТЕС}}$ теплових і $n_{\text{ГЕС}}$ гідравлічних електростанцій, що забезпечують мінімум витрат в енергосистемі протягом розглянутого циклу регулювання тривалістю 24 години

$$B = \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} B_{tk}(P_{tk})$$

при дотриманні балансу активних потужностей для кожної години t

$$w_t = P_{\text{нст}} + \pi_t - \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} P_{tk} - \sum_{l=1}^{n_{\text{ГЕС}}} P_{tl} = 0, t = 1, 2, \dots, 24$$

і обмеженнях по витратах води (генерації електроенергії) на ГЕС

$$\sum_{t=1}^{24} B_{tl}(P_{tl}) - B_{\text{зад}} = 0, l = 1, 2, \dots, n_{\text{ГЕС}},$$

де P_{tl} – активна потужність l -ї ГЕС протягом t -ї години, $B_{\text{зад}}$ – задана добова витрата води на l -й ГЕС.

Припустимо, що навантаження споживачів не залежать від режиму роботи системи, як і сумарні втрати активної потужності в електричній мережі. Тоді функцію Лагранжа можна записати так

$$\Phi = \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} B_{tk}(P_{tk}) + \sum_{t=1}^{24} \lambda_t \left(P_{\text{нст}} + \pi_t - \sum_{k=1}^{n_{\text{ТЕС}}} P_{tk} - \sum_{l=1}^{n_{\text{ГЕС}}} P_{tl} \right) + \sum_{l=1}^{n_{\text{ГЕС}}} \lambda_l \left(\sum_{t=1}^{24} B_{tl}(P_{tl}) - B_{\text{зад}} \right). \quad (6.5)$$

Візьмемо часткові похідні від функції Φ по всіх змінних P_{ik} і P_{il} і прирівняємо їх до нуля. Позначимо часткову похідну $\frac{\partial B_{il}}{\partial P_{il}} = \varepsilon_{il}$, що має назву відносного приросту витрат води l -ї ГЕС

протягом t -ї години. Тоді матимемо таку систему рівнянь:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{ik}} = \varepsilon_{ik} - \lambda_t = 0, t = 1, 2, \dots, 24; k = 1, 2, \dots, n_{\text{ТЕС}};$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{il}} = -\lambda_t + \lambda_l \varepsilon_{il} = 0, t = 1, 2, \dots, 24; l = 1, 2, \dots, n_{\text{ТЕС}}.$$

З першої частини системи рівнянь впливають умови оптимальності розподілу активних потужностей для ТЕС:

$$\lambda_t = \varepsilon_{ik}, k = 1, 2, \dots, n_{\text{ТЕС}}; t = 1, 2, \dots, 24.$$

Ці умови нічим не відрізняються від умов оптимальності розподілу активних потужностей у системі з лише тепловими станціями.

Аналогічно з другої частини системи рівнянь маємо умови оптимальності для ГЕС:

$$\lambda_t = \lambda_l \varepsilon_{il}, l = 1, 2, \dots, n_{\text{ГЕС}}; t = 1, 2, \dots, 24.$$

Отже загальна умова оптимального розподілу потужностей у системі з ТЕС і ГЕС має аналогічний вигляд:

$$\begin{aligned} \lambda_t = \varepsilon_{ik} = \lambda_l \varepsilon_{il}, k = 1, 2, \dots, n_{\text{ТЕС}}; \\ l = 1, 2, \dots, n_{\text{ГЕС}}; t = 1, 2, \dots, 24. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Таким чином, умови оптимальності розподілу навантаження ТЕС і ГЕС подібні і відрізняються лише тим, що для ГЕС відносні прирости витрат води за кожен годину ε_{il} повинні домножатися на деякі множники λ_l . Якби ці множники для всіх ГЕС були відомі спочатку, то ГЕС можна було б замінити еквівалентними ТЕС з відносними приростами $\lambda_l \varepsilon_{il}$, а λ_l можна було б трактувати як еквівалентну вартість (цінність) води l -ї ГЕС. Коефіцієнт λ_l чисельно дорівнює зменшенню витрат на всіх ТЕС при збільшенні витрати води на l -й ГЕС на 1 м^3 . Чим більший коефіцієнт λ_l , тим більше витрат в енергосистемі замінює 1 м^3 води на l -й ГЕС.

Розв'язання системи рівнянь (6.6), як і (6.4), аналітично неможливо внаслідок нелінійності ХВП і обмежень. Тому використовують наближені методики. Спочатку необхідно прийняти

деякі початкові значення множників Лагранжа λ_l і λ_r . Відповідно до попереднього алгоритму виконується оптимальний розподіл активних потужностей ТЕС і ГЕС для першої години. Аналогічно виконуються розрахунки для всіх 24 годин. Після цього перевіряються умови витрати води за добу для кожної ГЕС. Якщо на якій-небудь ГЕС добова витрата води перевищила задану величину, то λ_l цієї станції потрібно збільшити. Тоді еквівалентний відносний приріст l -ї станції зросте і її навантаження протягом доби на наступній ітерації зменшиться. І, навпаки, якщо добова витрата води менша заданої величини, то і λ_l потрібно зменшити.

Ітераційний процес уточнення параметра виконується відповідно до формули

$$\lambda_l^{(i+1)} = \lambda_l^{(i)} + h_l^{(i)} \Delta B_l^{(i)}, \quad (6.7)$$

де $h_l^{(i)}$ – коефіцієнт прискорення ітерацій l -ї ГЕС на i -й ітерації. Коефіцієнти прискорення змінюються в залежності від характеру ітераційного процесу за емпіричною формулою

$$h_l^{(i)} = \begin{cases} 1.3h_l^{(i-1)}, & \text{при } \Delta B_l^{(i)} \Delta B_l^{(i-1)} > 0 \\ 0.4h_l^{(i-1)}, & \text{при } \Delta B_l^{(i)} \Delta B_l^{(i-1)} < 0 \end{cases} \quad (6.8)$$

Початкове значення коефіцієнтів $h^{(0)}$ може задаватися в умовах задачі чи бути константою програми і не вимагає використання спеціальної методики обчислення, оскільки невдалий вибір цього параметра приводить лише до деякого збільшення числа ітерацій.

Початкові значення невизначених множників Лагранжа $\lambda_l^{(0)}$ приймаються рівними їхнім значенням з аналогічних розрахунків у попередні дні. Можливе обчислення початкових значень $\lambda_l^{(0)}$ за середньодобовими потужностями станцій для години доби, на якій сумарне навантаження системи близьке до середньодобового.

Розрахунки повторюються доти, поки для всіх ГЕС відхилення сумарних генерацій від заданих не будуть задовольняти потрібну точність розв'язання задачі. Отриманий результат буде оптимальним.

Для прикладу знову візьмемо ту ж саму енергосистему, яка складається з трьох електростанцій, що працюють на загальне навантаження. ХВП першої і другої теплових електростанцій наведені в табл. 6.2. Третя електростанція (ГЕС), потужність якої може змінюватися від 0 до 1000 МВт, повинна протягом доби

виробити 7000 МВт*год електроенергії. Нехай ГЕС має лінійну ХВП: при мінімальній потужності відносний приріст витрат дорівнює 0,8, а при максимальній – 1,1. Загальна активна потужність навантаження системи з урахуванням втрат у мережі $P_{н\Sigma}$ змінюється протягом доби згідно табл. 6.3 (перший стовпець). Визначити оптимальні добові графіки навантаження електростанцій.

Таблиця 6.3

t	$P_{н\Sigma}$	P_1^1	P_2^1	P_3^1	P_1^2	P_2^2	P_3^2	P_1^3	P_2^3	P_3^3
1	1120	400	541	179	400	547	173	400	548	172
2	1100	400	540	160	400	546	154	400	547	153
3	1080	400	539	141	400	546	134	400	547	133
4	1060	400	538	122	400	545	115	400	546	114
5	1040	400	537	103	400	544	96	400	546	94
6	1080	400	539	141	400	546	134	400	547	133
7	1200	400	545	255	400	549	252	400	550	250
8	1300	400	548	353	400	554	346	426	556	318
9	1400	400	550	450	466	557	377	506	558	336
10	1380	400	549	431	450	556	374	490	557	333
11	1360	400	549	411	434	556	370	474	557	329
12	1340	400	548	392	418	556	366	458	557	325
13	1320	400	548	372	402	555	363	442	556	322
14	1330	400	548	382	410	555	364	450	556	324
15	1360	400	549	411	434	556	370	474	557	329
16	1390	400	550	440	458	557	375	498	558	334
17	1420	400	550	470	482	557	381	520	558	342
18	1450	400	553	497	506	558	386	520	561	369
19	1500	420	556	524	520	561	419	520	564	416
20	1550	460	557	533	520	564	466	520	565	465
21	1540	452	556	532	520	564	456	520	565	455
22	1440	400	552	488	498	558	385	520	560	360
23	1340	400	548	392	418	556	366	458	557	325
24	1220	400	546	274	400	549	270	400	551	269

Виконуємо розподіл потужності 1120 МВт між електростанціями для першої години. Обчислення виконуються так само, як і в попередньому прикладі, до повної збіжності ітераційного процесу. Оптимальні значення потужностей електростанцій складають 400, 541 і 179 МВт. Аналогічно виконуємо розподіл

потужностей для всіх 24 годин. Результати обчислень заносимо в табл. 6.3 (верхній індекс 1).

Далі виконуться перший крок зовнішнього ітераційного процесу: врахування обмеження вироблення електроенергії на ГЕС. Поточне вироблення електроенергії на ГЕС за добу наприкінці першої ітерації складає 8451 МВтгод. Нове значення множника Лагранжа

$$\lambda_1^{(2)} = 1 + 0.25 \frac{8451 - 7000}{7000} = 1.052.$$

У даному випадку коефіцієнт прискорення ітерацій $h=0.25$ можна прийняти незмінним. Як зазначалося, зміна множника Лагранжа λ_1 еквівалентна зміні ХВП ГЕС. Відносний приріст витрат при мінімальній потужності ГЕС тепер складає $0.8 \cdot 1.052 = 0.842$, а при максимальній – $1.1 \cdot 1.052 = 1.157$. Після цього повторюється добовий розподіл потужностей при новій ХВП ГЕС. Результати обчислень заносимо в табл. 6.3 (верхній індекс 2).

Вироблення електроенергії на ГЕС за добу наприкінці другої ітерації складає 7493 МВтгод. Нове значення множника Лагранжа

$$\lambda_1^{(3)} = 1.052 + 0.25 \frac{7493 - 7000}{7000} = 1.069.$$

Відносні прирости витрат при мінімальній і максимальній потужностях ГЕС складають

$$0.8 \cdot 1.069 = 0.855 \text{ і } 1.1 \cdot 1.069 = 1.176.$$

Після розподілу потужностей на третій ітерації (табл. 6.3, верхній індекс 3) вироблення електроенергії на ГЕС досягає 6999 МВт*год. Розв'язання задачі на цьому можна закінчити.

Отже, ми розглянули методику розв'язання задачі оптимального розподілу активного навантаження між електростанціями енергосистеми (ТЕС і ГЕС) без урахування впливу електромережі. Насправді розподіл потужностей істотно впливає на втрати в мережі, а отже і на сумарні витрати по енергосистемі. Розглянемо для прикладу роботу трьох електростанцій через ЛЕП на загальне навантаження з незмінною потужністю $P_H + jQ_H$ (рис. 6.4). Сумарні втрати активної потужності π у системі залежно від потужностей визначаються за формулою

$$\pi(P_1, P_2, P_3) = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R_2 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} R_3. \quad (6.9)$$

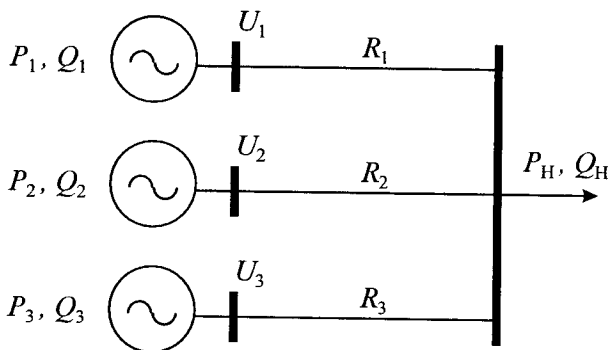


Рис. 6.4

Необхідно визначити активні потужності електростанцій P_1, P_2 і P_3 , при яких має місце баланс активних потужностей в системі

$$P_1 + P_2 + P_3 - \pi(P_1, P_2, P_3) - P_n = 0$$

і мінімум сумарних витрат на виробництво електроенергії

$$B = B_1(P_1) + B_2(P_2) + B_3(P_3).$$

Введемо, як і раніше, невизначений множник λ і складемо функцію Лагранжа

$$\Phi = B_1(P_1) + B_2(P_2) + B_3(P_3) + \lambda [P_1 + P_2 + P_3 - \pi(P_1, P_2, P_3) - P_n].$$

Для отримання критерію оптимальності продиференціюємо функцію Лагранжа по незалежним змінним P_1, P_2 і P_3 за умови, що реактивні потужності незмінні, і прирівнюємо похідні нулю. Якщо позначити

відносні прирости витрат, як $\sigma_{pk} = \frac{\partial \pi}{\partial P_k}$, де k – номер станції, можна

записати умови оптимальності у вигляді:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_1} = \varepsilon_1 + \lambda(1 - \sigma_{p1}) = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_2} = \varepsilon_2 + \lambda(1 - \sigma_{p2}) = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_3} = \varepsilon_3 + \lambda(1 - \sigma_{p3}) = 0,$$

звідки

$$\lambda = \frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_{P1}} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_{P2}} = \frac{\varepsilon_3}{1 - \sigma_{P3}}. \quad (6.10)$$

Множник λ має розмірність відносного приросту витрат і чисельно дорівнює відносному приросту витрат у вузлі, який фізично відповідає балансу активних потужностей енергосистеми з урахуванням втрат в електричній мережі. Математично вибір балансуєчого вузла може бути довільним. Якщо, наприклад, за балансуєчий вибрати вузол загального навантаження, то

$$\sigma_{P_i} = \frac{2R_i P_i}{U_i^2}, i = 1, 2, 3. \quad (6.11)$$

Характеристика $\frac{\varepsilon}{1 - \sigma_P}$ має назву приведенного відносного приросту. Умова оптимальності розподілу активних потужностей з урахуванням впливу втрат активної потужності в мережі полягає в забезпеченні рівності приведених відносних приростів для всіх електростанцій. Отже, при відомих σ_P методи розв'язання даної задачі залишаються ті ж самі, що й у попередніх двох розділах. Оскільки π і σ_P залежать від незалежних змінних, необхідно їхнє ітераційне уточнення в процесі оптимізації.

Продовжимо розгляд попереднього прикладу. Нехай, наприклад, активні опори ЛЕП $R_1=4$ Оми, $R_2=1$ Ом, $R_3=2$ Оми. Рівні напруг на шинах електростанцій підтримуються за допомогою АРЗ незмінними, що складають $U_1=345$ кВ, $U_2=350$ кВ, $U_3=355$ кВ. При цьому електростанції генерують реактивні потужності: $Q_1=185$ МВАр, $Q_2=200$ МВАр, $Q_3=225$ МВАр. ХВП першої і другої електростанцій наведені в табл. 6.2. Активна потужність навантаження системи $P_H=1400$ МВт. Третя електростанція генерує незмінну потужність 336 МВт і не бере участі в оптимізації. Визначити оптимальні потужності першої і другої електростанцій з урахуванням втрат активної потужності в електричній мережі.

Оскільки на початку розрахунку активні потужності першої і другої станцій невідомі, приймаємо $\pi=0$ і $\sigma_P=1$ і розподіляємо потужність 1400 МВт так, як це було виконано раніше, маємо $P_1=506$ МВт і $P_2=558$ МВт.

На другому кроці спочатку обчислимо втрати і відносні прирости втрат:

$$\pi = \frac{506^2 + 185^2}{345^2} 4 + \frac{558^2 + 200^2}{350^2} 1 + \frac{336^2 + 225^2}{355^2} 2 = 161,$$

$$\sigma_{P_1} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 506}{345^2} = 0.034,$$

$$\sigma_{P_2} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 558}{350^2} = 0.009.$$

Отже, загальна активна потужність електростанцій повинна покривати $1400+16.1=1416.1$ МВт. Далі необхідно розрахувати приведені відносні прирости електростанцій. Для цього потрібно ε_1 у табл. 6.2 помножити на $1/(1-0.034)=1.04$, а ε_2 – на $1/(1-0.009)=1.01$. Після цього необхідно аналогічно виконати розподіл потужності 1416.1 МВт з урахуванням приведених відносних приростів електростанцій. Після другого кроку оптимізації маємо $P_1=516$ МВт і $P_2=564$ МВт. При необхідності наступні кроки повторюються аналогічно до одержання заданої точності.

В реальності результати оптимального розподілу активних потужностей у складній енергосистемі залежать не тільки від втрат активної, але і реактивної потужності. В загальному випадку задача полягає у визначенні таких активних потужностей електростанцій, які б забезпечували мінімум цільової функції за умов балансу активних і реактивних потужностей в енергосистемі.

Для визначення відносних приростів втрат можуть використовуватися різні підходи. Найпростіший з них заснований на виконанні чисельного диференціювання. Похідна замінюється відношенням кінцевих приростів відповідних характеристик режиму

$$\sigma_k \approx \frac{\Delta \pi}{\Delta P_k}.$$

Спочатку розраховується базовий режим і сумарні втрати π_0 . Потім навантаження першої електростанції необхідно збільшити на ΔP_1 і розрахувати новий режим і втрати в ньому π . Відносний приріст втрат для першої електростанції можна визначити як

$$\sigma_1 = \frac{\pi - \pi_0}{\Delta P_1}.$$

Аналогічно визначаються відносні прирости всіх інших електростанцій системи.

В нашому прикладі напруга на шинах БП підтримується на рівні 330 кВ. При цьому електростанції генерують потужності $P_1+jQ_1=516+j185$ МВА і $P_2+jQ_2=564+j200$ МВА. Визначити відносні прирости втрат методом числового диференціювання.

Спочатку розраховуємо вихідний режим. Напруга в першому вузлі дорівнює 344+j29 кВ, модуль напруги – 345 кВ. Напруга в другому вузлі – 340+j85 кВ, модуль напруги – 350 кВ. Сумарні втрати активної потужності складають 12.9857 МВт. Збільшимо активну потужність першої станції на 10 МВт і розраховуємо новий усталений режим. Сумарні втрати активної потужності в цьому режимі збільшилися до 13.3310 МВт. Таким чином, відносний приріст втрат для першого вузла дорівнює

$$(13.3310-12.9857)/10=0.0345.$$

Аналогічно в другому експерименті при збільшенні P_2 на 10 МВт сумарні втрати виросли до 13.0840 МВт. Відносний приріст втрат для другого вузла

$$(13.0840-12.9857)/10=0.0098.$$

Існують також інші, зокрема аналітичний, методи розв'язання цієї задачі, але вони більш складні і потребують аналітичного визначення втрат, що без прийняття умов спрощення для нелінійної задачі є неможливим, а отже і вони фактично не є точними.

6.3. Визначення матриць чутливості

Для визначення часткового розподілу генерованої потужності між суб'єктами електроспоживання використовується метод чутливості, який також оснований на числовому диференціюванні неявних функцій. Відношення приросту активної потужності i -го СГЕ до приросту потужності j -го СЕС називається коефіцієнтом чутливості потужності. Матриця розмірністю $m*n$, де m – кількість СГЕ, n – кількість СЕС, що складається з коефіцієнтів чутливості, називається матрицею чутливості потужностей.

Аналогічно, відношення приросту втрат активної потужності СЕС до приросту потужності навантаження СЕС називається коефіцієнтом чутливості втрат потужності. Матриця розмірністю $n*n$, що складається з зазначених коефіцієнтів, називається матрицею чутливості втрат потужностей. Вона дозволяє визначити частковий розподіл втрат в залежності від навантажень СЕС.

Отже, метод чутливості дає можливість виконати розподіл генерованої потужності $СГЕ$ між $СЕС$ у відповідності до величин їхніх еквівалентних взаємних електричних зв'язків, а також поділ втрат потужності в мережах $СЕС$ на власні втрати і втрати від транзиту потужності в інші $СЕС$.

Матриці чутливості ($МЧ$), як і матриці мережевих коефіцієнтів, питомих приростів втрат, розраховуються на основі існуючих базових ustalених режимів, які відповідають певним періодам часу доби. Розрахунки $МЧ$ виконуються для кожного $БР$ методом числового експерименту (числового диференціювання). Ідея методу проста: по черзі потужність одного із $СЕС$ збільшується і зменшується, наприклад, на 5% (рис. 2.7) і розраховуються ustalені режими електричної мережі, в результаті яких визначаються прирости потужностей $СГЕ$ і потім відповідний рядок $МЧ$ відношення приростів потужностей в середній точці. Отже, даний підхід потребує виконання $2n$ -кратного розрахунку ustalеного режиму, де n – кількість $СЕС$. Це не потребує багато часу при малих відхиленнях від початкового наближення (зазвичай 1-2 ітерації методу Ньютона).

Виникає запитання, як подавати генерувальні вузли в даному розрахунку режиму. Звичайне подання у вигляді заданих $P_{Г}$ і $U_{Г}$ з урахуванням границь по реактивній потужності не годиться, оскільки $P_{Г}$ мають бути змінними. Генеруючі вузли мають бути джерелами не тільки реактивної, але й активної потужності. Цьому відповідає модель генерируючих вузлів у вигляді джерел напруги за внутрішнім реактансом (x_d – АРВ пропорціональної дії, 0 – АРВ сильної дії), тобто вони повинні бути подані в розрахунках балансуєчими вузлами. Границі по активній потужності можна не враховувати, оскільки вони враховуються в завданнях на розрахунки.

Крім того, слід звернути увагу ще на одне питання: метод чутливості використовується для лінеаризації режиму в області $БР$, тобто заміни реальної нелінійної залежності $P_{сге}=f(P_{сес})$ лінеаризованою характеристикою для кожної пари $СГЕ-СЕС$

$$P_{сге}=a+b*P_{сес},$$

де a – вільний член, b – зазначений коефіцієнт чутливості. Оскільки в базовому режимі маємо $P_{сгеб}$ і $P_{сесб}$, то вільний член

$$a=P_{сгеб}-b*P_{сесб}.$$

Для обчислення $P_{\text{сгеб}}$ необхідний ще один розрахунок усталеного режиму при поданні всіх генерувальних вузлів балансуючими вузлами і заданні лише тех навантажень у вузлах, які відповідають $P_{\text{сесб}}$ даного $СЕС$, а для всіх інших $СЕС$ дорівнюють 0.

Таким чином, лінеаризована модель електричної системи в області базового режиму може бути подана у матричному вигляді

$$P_{\text{сге}} = \mathbf{A} + \mathbf{B} * P_{\text{сес}}, \quad (6.12)$$

де $P_{\text{сге}}$ – матриця структури поточкорозподілу генерованої потужності $СГЕ$ між $СЕС$ розмірністю $m * n$, \mathbf{A} і \mathbf{B} – відповідно матриці вільних членів і коефіцієнтів чутливості, $P_{\text{сес}}$ – матриця потужностей $СЕС$.

Може виникнути питання точності лінеаризованої моделі базового режиму. Для цього порівнюємо результати розрахунків нелінійного режиму з лінеаризованою моделлю (6.12) в області можливих відхилень BP (припустим від -20% до +20%, що для наших цілей цілком достатньо). Щоб не застрягнути у великому обсязі інформації, розглянемо лише 2 залежності: залежність потужностей УГРЭС1 і ЗАЕС від потужності $СЕС$ ДОНБАС. У першому випадку використовуємо програму розрахунку усталеного режиму методом Ньютона з заданими БП в генеруючих вузлах. Навантаження у вузлах Донбаської енергосистеми на кожному кроці обважнення змінюються на 5%. Після кожного розрахунку фіксуємо потужності досліджуваних суб'єктів генерації. У другому випадку аналогічні результати були отримані на основі лінеаризованої моделі режиму по програмі *Розрахунок МЧ*. Результати зведені в табл. 6.4.

Таблиця 6.4

$СЕС$ ДОНБАС %	$СЕС$ ДОНБАС МВт	$СГЕ$ УГРЭС1 Ньютон	$СГЕ$ ЗАЭС Ньютон	$СГЕ$ УГРЭС1 МЧ	$СГЕ$ ЗАЭС МЧ
80	3973.20	483.48	3009.99	483.50	3010.00
85	4221.53	490.61	3010.76	490.62	3010.76
90	4469.85	497.74	3011.52	497.75	3011.52
95	4718.18	504.88	3012.28	504.88	3012.28
100	4966.50	512.00	3013.03	512.00	3013.03
105	5214.83	519.13	3013.79	519.13	3013.79
110	5463.15	526.25	3014.55	526.25	3014.55
115	5711.48	533.37	3015.30	533.38	3015.30
120	5959.80	540.49	3016.05	540.51	3016.06

Як бачимо, результати нелінійної і лінеаризованої моделей практично співпадають.

Аналогічно метод чутливості може бути застосований і для лінеаризації функції втрат в області БР, тобто заміни реальної нелінійної залежності $DP_{сес}=f(P_{сес})$ лінеаризованою характеристикою для кожної пари *СЕС-СЕС*

$$DP_{сес} = c + d * P_{сес},$$

де *c* – вільний член, *d* – коефіцієнт чутливості.

Для загального випадку лінеаризована модель втрат мережі в області базового режиму може бути виражена матричною формулою

$$DP_{сес} = C + D * P_{сес}, \quad (6.13)$$

де $DP_{сес}$ – матриця структури втрат потужності *СЕС* від навантажень *СЕС* розмірністю $n * n$, **C** і **D** – співрозмірні матриці вільних членів и коефіцієнтів чутливості, $P_{сес}$ – матриця, що складається з *n* вектор-стовпців потужностей *СЕС*.

Для дослідження точності лінеаризованої моделі втрат співставимо результати розрахунків нелінійного режиму з лінеаризованою моделлю (6.13) в області можливих відхилень від *БР* від -20% до +20%. Розглянемо залежності зміни втрат потужностей *СЕС* ДОНБАС і ХАРКІВ від потужності ДОНБАС. Як і в попередньому випадку, була використана програма розрахунку усталеного режиму методом Ньютона з заданими БП в генерирувальних вузлах і лінеаризована модель, що закладена в програмі *Розрахунок МЧ*. Результати зведені в табл. 6.5.

Таблиця 6.5

<i>СЕС</i> ДОНБАС %	<i>СЕС</i> ДОНБАС МВт	Втрати ДОНБАС Ньютон	Втрати ХАРКІВ Ньютон	Втрати ДОНБА МЧ	Втрати ХАРКІВ МЧ
80	3973.20	60.80	31.74	51.68	28.25
85	4221.53	61.96	31.12	56.62	28.61
90	4469.85	64.10	30.58	61.57	28.97
95	4718.18	67.26	30.10	66.52	29.33
100	4966.50	71.46	29.69	71.46	29.69
105	5214.83	76.73	29.36	76.41	30.06
110	5463.15	83.12	29.09	81.35	30.42
115	5711.48	90.67	28.91	86.30	30.78
120	5959.80	99.44	28.80	91.25	31.14

Як бачимо, в даному випадку результати різняться більше (похибка до 10-15%) внаслідок суттєвої нелінійної залежності втрат від потужності навантаження. Це, звісно, впливає і на структуру технологічних витрат енергії (власних і транзитних). На загальні технологічні витрати *СЕС* це не впливає, оскільки вони визначаються фактичними графіками навантажень *СЕС* и *СТЕ*.

Таким чином, лінеаризована матрична модель дає можливість:

- 1) отримати структуру розподілу генерованої потужності кожного *СТЕ* між всіма *СЕС* і навпаки,
- 2) отримати структуру розподілення втрат *СЕС* на власні і транзитні,
- 3) на 2 порядки скоротити обсяг обчислень і машинного часу при розрахунках структури енергорозподілу і платежів по відомим графікам навантажень *СТЕ* і *СЕС* за ретроспективний період часу.

6.4. Аналіз розподілу активних потужностей

6.4.1. Підготовка даних про структуру енергосистеми. Перш за все необхідно описати узагальнені елементи системи. В задачі розподілу активних потужностей енергосистеми такими елементами виступають: суб'єкти генерації електроенергії (*СТЕ*), суб'єкти електроспоживання (*СЕС*), а також контрольовані і зонісні зв'язки системи (*КЗ* і *ЗЗ*). Через розрахункову схему в базових режимах зазначені узагальнені елементи системи зв'язані з вузлами і гілками електричної мережі.

Базовий режим – це нормальний усталений режим, який відображає деякий усереднений стан системи в середині певного інтервалу часу доби. Для *БР* необхідно описати шляхи і імена їхніх *dat*-івських файлів у форматі ЦДУ. Самі файли мають бути перезаписані в окрему папку *Coran\NET* (це рекомендована нами інформаційна структура, але можна організувати папки і по-іншому).

Кожний *СТЕ* характеризується іменем до 20 символів і списком номерів вузлів електричної мережі, до яких приєднані генераторні блоки даного *СТЕ*. У найпростішому випадку список вузлів *СТЕ* може складатися з одного номера вузла.

СЕС характеризується іменем до 20 символів і діапазоном вузлів відповідного регіону електричної мережі. Отже, вузли мають бути перенумеровані по регіонам. В якості *СЕС* можна, наприклад, прийняти регіональні енергосистеми України або обленерго і

живильну мережу вищих класів напруги, що не має власного електроспоживання, але призначена для транзиту електроенергії іншим СЕС, і тим заробляє собі засоби для існування.

КЗ представляють собою іменовані множини віток електричної мережі, сумарний потік активної потужності яких має бути обмежений за умовами нормального або аварійного режиму нижньою і верхньою границями. Кожний КЗ описується іменем і списком початкових і кінцевих вузлів зазначених віток.

На відміну від КЗ для ЗЗ крім імен задаються номери зовнішніх вузлів.

Для початку роботи з програмою необхідно за допомогою миші натиснути клавішу *Структура ЕЕС*, після чого відкривається діалогове вікно (рис. 6.4). Інформація про структуру енергосистеми складається з 5 розділів, яким відповідає свій елемент меню у верхній частині вікна.

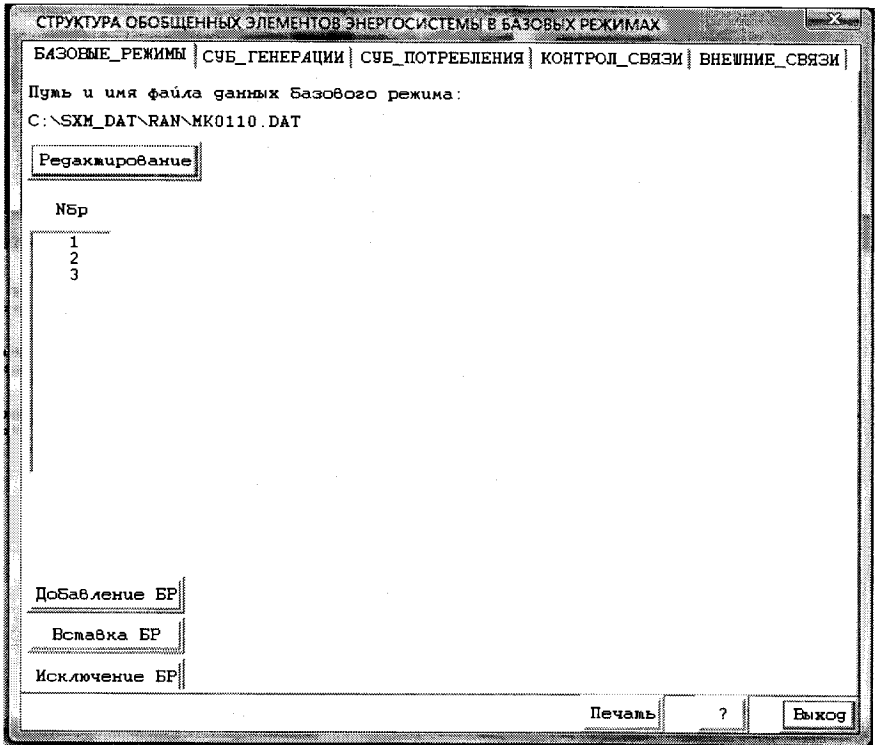


Рис. 6.5

Для перегляду інформації про потрібний елемент даних (*БАЗОВІ РЕЖИМИ*, *СУБ_ГЕНЕРАЦІЇ*, *СУБ_СПОЖИВАННЯ*, *КОНТРОЛ_ЗВ'ЯЗКИ* і *ЗОВНІШ_ЗВ'ЯЗКИ*) необхідно вчинити одне клацання правою клавішею миші по номеру цього елемента. Для входу в режим редагування нажміть клавішу «Редагування». Після закінчення редагування нажміть клавішу «Вихід із ред.». Вихід із редагування неможливий при наявності помилки (не набрано ім'я чи номер вузла і т. п.), тому спочатку виправте помилку, після чого повторіть вихід.

Іноді може виникати необхідність додавання нових елементів або виключення непотрібних. Для цього необхідно натиснути відповідну клавішу «Добавляння», «Вставка», «Виключення».

Для редагування, вставки або виключення спочатку має бути виконана операція виділення (одне клацання миші по необхідному номеру елемента в списку, номеру на синьому фоні). Після натиснення клавіш «Добавляння» чи «Вставка» необхідно ввести потрібну інформацію і натиснути «Вихід із ред.» Добавляння інформації здійснюється в кінець списку, а вставка – всередину з перенумерацією зміщених елементів. Можлива робота і в режимі попереднього створення файла, тоді введення кожного елемента починається з натиснення клавіші «Добавляння».

Функція «Друкування» призначена для створення і друкування тексту інформації про структуру енергосистеми.

Клавіша «Вихід» забезпечує нормальне закінчення роботи і повернення в оболонку комплексу зі збереженням чи відмовою від збереження результатів редагування структури енергосистеми.

6.4.2. Аналіз і корекція базових режимів. Базовим режимом (*БР*) в задачі оптимального розподілу активного навантаження енергосистеми називається нормальний усталений режим електричної мережі, який відповідає деяким усередненим значенням потужностей суб'єктів генерації, електроспоживання і зовнішніх потоків за деякий період і характеризується деяким усередненим станом режиму електромережі у зазначеному діапазоні часу доби. Лінеаризація базового режиму дає можливість забезпечити спрощений розрахунок за допомогою матриць мережеских коефіцієнтів (*ММК*) потоків контрольованих зв'язків і питомих приростів втрат суб'єктів генерації, а також матриць чутливості

(МЧ). Зазвичай у розрахунках використовується декілька базових режимів, що відповідають, наприклад, ранковому і вечірньому максимумам, денному і нічному мінімумам навантажень в енергосистемі. В програмі передбачено до 10 змін базового режиму на протязі доби.

Базові режими повинні не рідше одного разу за півроку чи в квартал (але обов'язково при кожній зміні схеми з'єднань мережі) перераховуватися за допомогою режимного комплексу *СКАНЕР*, *АНАРЕС* тощо спеціалістами підрозділу режимів з урахуванням змін у схемі. В проміжках цього терміну передбачається корекція базових режимів при незмінній схемі з'єднань за допомогою даної програми. Періодичність корегування (тиждень, місяць чи, можливо, день) визначається з досвіду використання комплексу *КОРАН*.

При натисканні клавіші *Базові режими* відкривається діалогове вікно (рис. 6.6). Базовий режим обов'язково має відповідати зміні потужностей в процесі оптимізації і не може бути «чорною скринькою» для користувача, оскільки від цього суттєво залежить точність результатів. Користувач повинен мати напхвату простий і зручний інструментарій для контролю і своєчасного корегування базових режимів. Для цього на основі наявних результатів по розрахунковим дням визначаються середні значення потужностей суб'єктів генерації, електроспоживання і зовнішніх потоків, які можуть слугувати основою корекції вузлових потужностей. Програма дає можливість також, змінюючи потужності окремих елементів, досліджувати вплив на питомі прирости втрат і контрольовані потоки з метою виявлення слабких ланок електричної мережі щодо розподілу активної потужності.

Інформація в програмі аналізу і корекції базових режимів поділяється на 7 розділів. Кожному розділу відповідає елемент меню у верхній частині екрану: перші три елементи представляють вихідну інформацію, решта чотири – результати. Спочатку завжди активізований перший розділ і перший базовий режим. Зверху в вікні показано шлях і ім'я файлу цього режиму.

СУБ_ГЕНЕРАЦІЇ. Справа виведений список номерів *СГЕ*. Для вибраного *СГЕ* (клацнувши лівою клавішею миші) можна побачити його активну потужність в базовому режимі *P_{ге_б}*, тобто суму потужностей генерації всіх складових вузлів *СГЕ*, і його середню потужність *P_{ге_с}* на протязі відповідного інтервалу доби для всіх збережених днів поточного періоду. Зазначений період не має нічого

спільного з розрахунковим періодом енергорозрахунків. Його можна з метою корекції базових режимів задати, наприклад, 7, 5 або навіть 1 день. Значення потужності $P_{ге_к}$ спочатку дорівнює $P_{ге_б}$. Його можна змінити, клацнувши клавішу «Редагування». Можливе автоматичне задавання $P_{ге_к}$ для всіх СГЕ за допомогою клавіш «Всі СГЕ серед.» або «Всі СГЕ баз.». Скореговані потужності СГЕ пропорціонально вносяться в генерації відповідних вузлів.

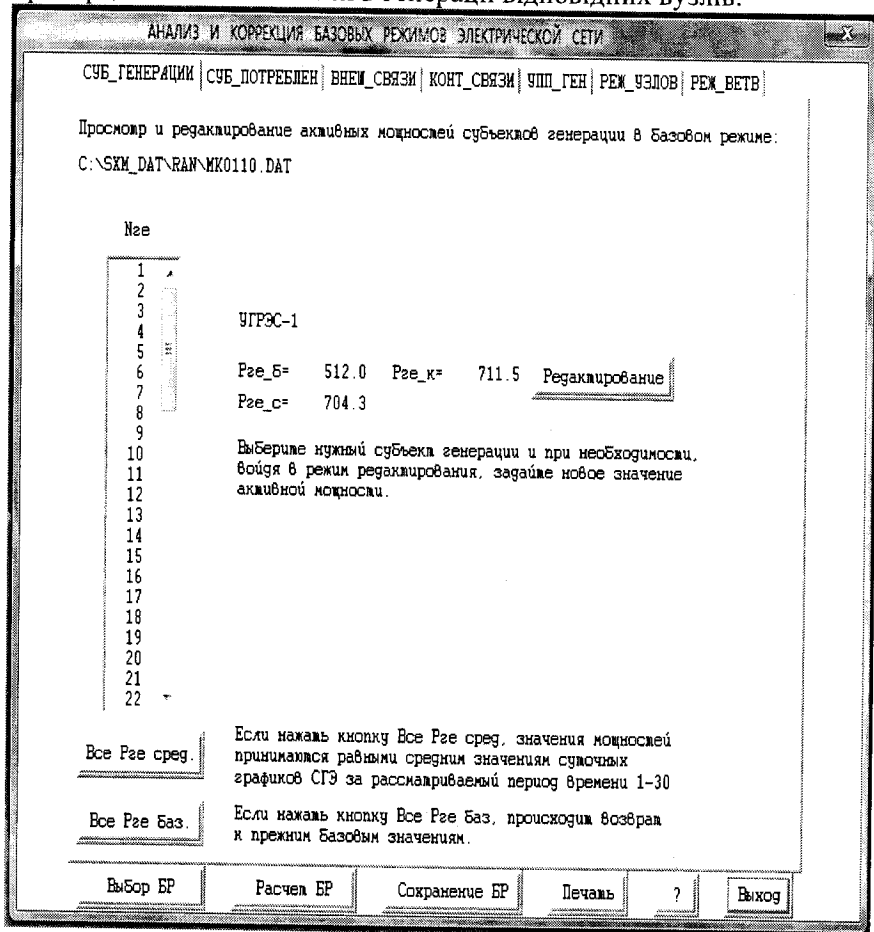


Рис. 6.6

СУБ_СПОЖИВАН. Справа виведений список номерів СЕС. Для вибраного СЕС можна переглянути його активну потужність в базовому режимі $P_{спо_б}$ (сумма потужностей навантажень всіх

вузлів даного СЕС) і його середню потужність $P_{сно_с}$ на протязі відповідного інтервалу доби по всіх збережуваних днях поточного періоду. Скореговане значення потужності $P_{сно_к}$ спочатку приймається як $P_{сно_б}$. Його можна змінити клавішею «Редагування». Можливе також автоматичне задання $P_{сно_к}$ для всіх СЕС за допомогою клавіш «Всі СЕС серед.» або «Всі СЕС баз.». Скореговані потужності СЕС пропорціонально розносяться в навантаження відповідних вузлів.

ЗОВНІШНІ ЗВ'ЯЗКИ. Справа виводиться список номерів ЗЗ. Для вибраного ЗЗ можна побачити його активну потужність в базовому режимі $P_{зз_б}$ і середню потужність $P_{зз_с}$ на протязі відповідного інтервалу доби по всіх збережених днях поточноого періоду. Скореговане значення $P_{зз_к}$ спочатку приймається як $P_{зз_б}$. Його можна змінити клавішею «Редагування», а також автоматично за допомогою клавіш «Всі ЗЗ серед.» або «Всі ЗЗ баз.». Скореговані потужності пропорціонально розносяться у відповідні вузли.

КОНТ_ЗВ'ЯЗКИ. Виводиться таблиця, в якій відображені номер і ім'я кожного контрольованого зв'язку, потужність потоку в базовому режимі $P_{кз_б}$ (сума потоків відповідних віток) і потужність потоку $P_{кз_ммк}$, розрахована за допомогою матриці мережєвих коефіцієнтів даного базового режиму. Потужності $P_{кз_б}$ на протязі всього сеансу залишаються незмінними, $P_{кз_ммк}$ змінюються при кожній корекції даних 1-3 розділів.

ППВ_ГЕН. Виводиться таблиця, в якій відображені номер і ім'я кожного суб'єкта генерації, питомий приріст втрат в базовому режимі $ППВ_б$ (похідна від сумарних втрат в мережі по потужності $P_{ге}$), значення $ППВ_ммк$, отримане на основі матриці мережєвих коефіцієнтів даного базового режиму. Як і в попередньому випадку інформації, значення $ППВ_б$ на протязі всього сеансу залишаються незмінними, $ППВ_ммк$ змінюються при кожній корекції даних.

РЕЖ_ВУЗЛІВ. Виводиться таблиця, в якій представлені номер кожного вузла мережі кожного базового режиму ($N_{вузла}$), модуль напруги в кВ ($N_{напр}$), Фаза напруги в градусах, активна і реактивна потужності генерації і навантаження в МВт і МВАр ($P_{ген}$, $Q_{ген}$, $P_{нав}$ и $Q_{нав}$).

РЕЖ_ГІЛО. Виводиться таблиця, в якій представлені номери початку і кінця ($N_{поч}$, $N_{кін}$) кожної гілки, модулі напруг ($U_{поч}$, $U_{кін}$) і потоки потужності ($P_{поч}$, $Q_{поч}$, $P_{кін}$ і $Q_{кін}$).

Внизу діалогового вікна розміщений ряд клавiш, що здiйснюють запуск вiдповiдних функцiй: вибiр базового режиму, розрахунок корегованого режиму, збереження його, друкування, довiдка i вихiд.

Вибiр БР. При натисканнi клавiшi вiдкривається вiкно вибору потрібного базового режиму зi складу режимiв, зазначених в даних про структуру. Лiвою клавiшею мишi потрібно видiлити вiдповiдний рядок i натиснути *ОК*. Пiсля цього діалогове вiкно закривається i вся вище розглянута iнформацiя вже вiдноситься до вибраного режиму.

Розрахунок БР. Здiйснюється запуск програми розрахунку режиму i питомих приростiв втрат з урахуванням внесених коректив (*КР*). При успiшному завершеннi видається повiдомлення «Нормальне завершення. БР отриманий за ... iтерацiй». Для продовження роботи треба натиснути *ОК*. При неуспiшному завершеннi видається повiдомлення «Вiдмова розрахунку. БР отримати неможливо! Необхiднi змiни в схемi з'єднань.» Для продовження роботи потрібно натиснути *ОК* i пiсля закриття вiкна вiдмiнити виконану перед цим корекцiю (наприклад, натиснути клавiшу «Всi Рге баз.»).

Збереження БР. При натисканнi клавiшi вiдкривається вiкно, в якому пропонується шлях i iм'я файла скорегованого режиму: те саме, що i базового, але додана буква «к». Якщо натиснути *ОК*, розрахований режим можна зберегти пiд цим iменем i вiн буде вводиться при кожнiм запуску програми, i корегування можна продовжити далi (наприклад, складний випадок корегування, яке не вдається завершити за один сеанс). Якщо перед цим скорегувати шлях або iм'я файла, вiн запам'ятається пiд цим iменем i його можна в подальшому так само використовувати як i новий базовий режим. Якщо просто прибрати букву «к» в iменi файла, вiн запишеться на мiсце старого, i далi можна працювати, нiчого не змiнюючи з тим самим (але змiненим) базовим режимом, однак при цьому треба бути упевненим, що попереднiй режим не знадобиться або iснує його копия, до якої можна буде повернутися. (Завжди зберiгайте копiї!)

Друкування. Формується файл аналізу результатiв корекцiї поточного *БР* i запуск системного редактора. Iнформацiя складається з 7 роздiлiв:

- 1) активнi потужностi,
- 2) активнi потужностi суб'єктiв електроспоживання,
- 3) активнi потужностi зовнiшнiх зв'язкiв,
- 4) активнi потоки контрольованих зв'язкiв,

Вибір і перегляд інформації потрібного *СГЕ* або *ХВП* здійснюється клацанням миші по відповідному елементу списку. При цьому над виведеною інформацією (*ХВП* і *НЗ*) висвітлюється також ім'я і номер даного *СГЕ* чи *ХВП*. Для входження в режим редагування необхідно натиснути клавішу «Редагув.ХВП» або «Редагув.НЗ». Вказавши маркером або виділивши синім кольором (також за допомогою миші) потрібне поле редагування, можна виправити потрібні числа. По закінченні всіх дій редагування натисніть клавішу «Вихід з ред». Вихід із редагування неможливий при наявності помилки (набрана буква, знак, задане число точок не відповідає кількості ненульових значень P і b тощо), тому спочатку виправти помилку, після чого повторіть вихід. Аналогічно виберіть і відредагуйте наступний елемент списку і т. д. При вводі *ХВП* повторювані числа можна вводити автоматично за допомогою набрання початкового числа і наступних трьох крапок (...).

При необхідності можна додати або виключити потрібний номер *СГЕ* або *ХВП*. Для цього досить натиснути відповідну клавішу внизу списку, набрати у віконці, що відкривається, цей номер і натиснути *ОК*. Операція буде проігнорована, якщо номер не набрано або набрано суперечливий номер (відсутність виключеного чи наявність доданого номера в списку або доданий номер виходить за межі допустимості). Після цього вся необхідна інформація (*ХВП* і *НЗ*) заповнюється в режимі редагування так само, як це було розглянуто вище. Слід пам'ятати, що виключення *СГЕ* веде до втрати інформації про всі її *ХВП*, тому перед виконанням даної функції користувач має додатково підтвердити свій намір чи відмовитись від нього.

Функція *Друкування* призначена для створення і друкування зведеного документу інформації про *ХВП* і *НЗ* всіх *СГЕ* системи. Якщо перед цим мало місце редагування даних, виводиться попередження про необхідність збереження даних.

Клавіша *Вихід* забезпечує нормальне завершення роботи з *ХВП* і повернення в оболонку комплексу зі збереженням чи відмовою від збереження результатів редагування.

6.4.4. Підготовка завдання на розрахунковий день. Завдання на оптимальний розподіл активного навантаження в енергосистемі може підготовлятися для кожного розрахункового дня окремо з будь-якою періодичністю з 1-го по 31-ше число місяця. Але оперативна інформація для циклічних номерів днів (1 і 8, 2 і 9 і т. д.)

або найближчих робочих днів зазвичай менше відрізняється між собою, що дає можливість мінімальної корекції зкопійованих попередніх даних при підготовці нового завдання.

При натисканні клавіші *Завдання* відкривається діалогове вікно (рис. 6.8).

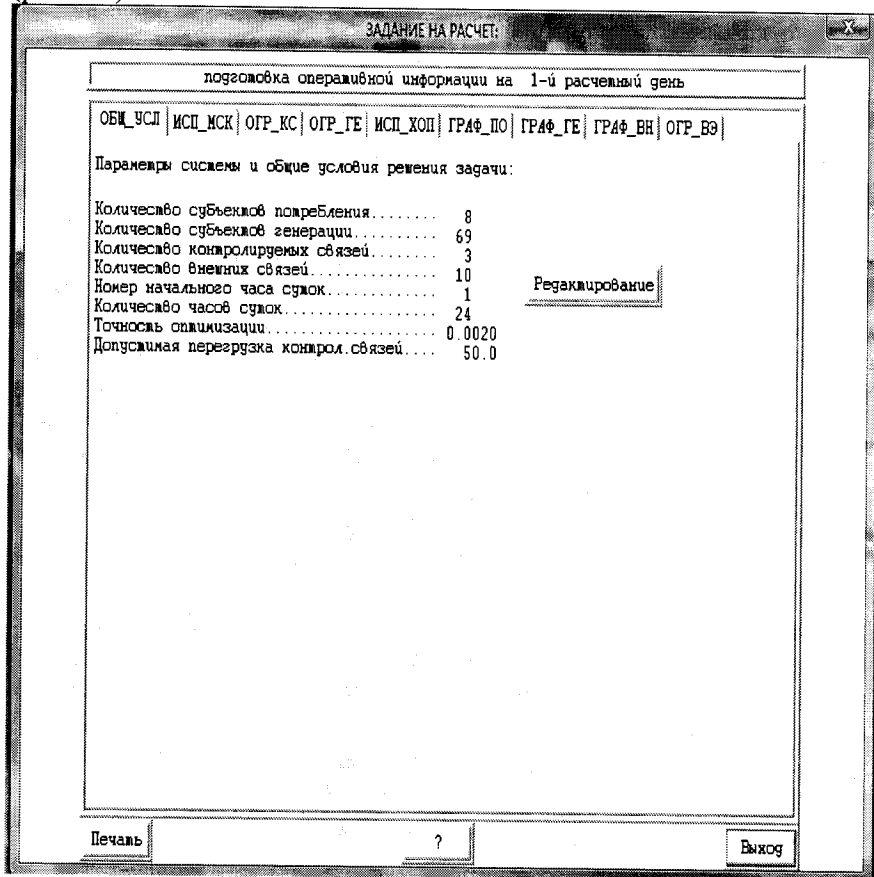


Рис. 6.8

Оперативна інформація складається з 9 розділів, кожному з яких відповідає свій елемент меню у верхньому рядку діалогового вікна.

ЗАГ_УМО включає параметри системи і загальні умови розв'язання задачі: *Мспо* – кількість суб'єктів електроспоживання, *Мге* – кількість суб'єктів генерації енергосистеми, *Мкз* – кількість контрольованих зв'язків, *Мзз* – кількість зовнішніх зв'язків, *Нпч* – номер початкової години доби, *Мчас* – кількість годин

розрахункового періоду в межах доби, *Точн* – точність ітераційного розрахунку по заданим виробкам, *Днер* – допустиме перевантаження контрольованого потоку.

ВИКОР_ММК включає інформацію про використання *ММК* базових режимів на протязі розрахункового дня: *Час* – час початку дії поточного базового режиму, *ММК* – номер матриці мережевих коефіцієнтів базового режиму (до 10 змін базового режиму на протязі доби).

ОБМ_КЗ включає інформацію про обмеження потоків активної потужності по внутрішнім контрольованим зв'язкам: *Час* – час початку дії обмеження (до 10 змін за добу), *Pmax* – максимальний потік контрольованого зв'язку, *Pmin* – мінімальний потік контрольованого зв'язку, *Pamax*, *Pamin* – те саме в аварійному режимі.

ОБМ_ГЕ включає інформацію про обмеження швидкості змінювання генерації *СГЕ*: *Час* – час початку дії поточного обмеження (до 10 змін), *dPmax* – допустиме зростання потужності *СГЕ* на протязі години, *dPmin* – допустиме зниження потужності.

ВИКОР_ХВП включає інформацію про поточне використання *ХВП* оптимізованих *СГЕ*: *Час* – час початку дії поточної *ХВП* даного *СГЕ*, *Nxvp* – номер діючої *ХВП*, *Pmax* і *Pmin* – максимальне і мінімальне значення *P* діючої *ХВП*.

ГРАФ_СПО включає інформацію про задані добові графіки споживання активних потужностей *СЕС*: *Час* – година доби t (1-24), *Pнаг* – активна потужність даного *СЕС* в МВт.

ГРАФ_ГЕ включає інформацію про задані добові графіки потужностей *СГЕ*, що не беруть участі в оптимізації: *Час* – година доби t , *Pген* – активна потужність даного *СГЕ* в МВт (прогноз).

ГРАФ_ЗЗ включає інформацію про задані добові графіки потоків по зовнішнім зв'язкам: *Час* – година доби t , *Pзз* – активний потік даного *ЗЗ* в МВт (плюс – експорт, мінус – імпорт).

ОБМ_ВЕ включає інформацію про обмеження *СГЕ* з заданою добовою виробкою електроенергії: *Nze* – номер суб'єкта генерації з заданою добовою виробкою, *МВтгод/добу* – необхідна добова виробка електроенергії даного *СГЕ*.

Розглянемо деякі основні моменти по роботі з програмою. Для перегляду інформації потрібного елемента (*СЕС*, *СГЕ*, *КЗ* або *ЗЗ*) необхідно виконати одне клацання правою клавішею миші по номеру цього елемента. Для входу в режим редагування натисніть

клавішу «Редагування». По закінченні редагування натисніть клавішу «Вихід із ред». Вихід із редагування неможливий при наявності помилки (набрана буква, знак мінус тощо), тому спочатку позбавтесь помилки, після чого повторіть вихід.

При вводі добових графіків потужності *СЕС*, *СГЕ* або 33 числа, що повторюються, можна вводити автоматично, задаючи початкове число і далі три крапки (...).

Іноді виникає необхідність додавання нових елементів або виключення непотрібних. Для цього необхідно натиснути відповідну клавішу «Додавання» або «Виключення», ввести необхідний номер і натиснути *ОК*. Операція буде проігнорована, якщо номер не набраний або набраний суперечливий номер (відсутність виключеного або наявність доданого номера або доданий номер виходить за межі можливого).

Внизу діалогового вікна розміщені три клавіші для запуску завершальних функцій підготовки завдання. Клавіша «?» (допомога) запускає виведення інструкції. Клавіша *Друкування* призначена для створення і друкування тексту оперативної інформації розгляданого розрахункового дня. Якщо перед цим мало місце редагування даних, виводиться попередження про необхідність збереження даних. По завершенні функції виконується вихід із завдання і повернення в оболонку комплексу. Клавіша *Вихід* забезпечує нормальне закінчення роботи з завданням і повернення в оболонку комплексу зі збереженням чи відмовою від збереження результатів редагування.

6.4.5. Розрахунки матриць мережевих коефіцієнтів. Матриці мережевих коефіцієнтів (*ММК*) представляють собою лінеаризовані моделі електричної мережі при обчисленні питомих приростів втрат і контрольованих потоків потужності в процесі оптимізації *P*. *ММК* розраховуються на основі заданих базових усталених режимів, що відповідають певним періодам часу доби (наприклад, максимального, мінімального і денного навантаження). Підготовка базових режимів може бути виконана за допомогою будь-якої режимної програми, що використовує стандартне кодування вихідних даних про параметри і характеристики електромережі в форматах ЦДУ. Корегування базових режимів виконується за допомогою програми *Базові режими*.

При нормальному завершенні програми в діалоговому вікні виводиться текст:

РОЗРАХУНОК ММК НОРМАЛЬНО ЗАВЕРШЕНИЙ

В результаті розрахунку створюється бінарний файл *Mask.bin*, який використовується в програмі *Оптимізація Р*. При нормальному закінченні необхідно розглянути повідомлення програми і прийняти їх до уваги. Можливі небажані відхилення в її роботі.

При наявності помилок в даних на екран виводиться текст:

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. ДИВИСЬ ПОВІДОМЛЕННЯ

і робота програми припиняється. Далі наведені всі можливі помилки в даних, повідомлення і порядок дій користувача:

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. НЕМА ФАЙЛУ *Struct.bin*. Опишіть структуру енергосистеми.

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. ПОШКОДЖЕНИЙ ФАЙЛ *Struct.bin*. Повторіть описання структури енергосистеми.

В СГЕ ... НЕМА ВУЗЛА ... Скорегуйте описання структури ЕЕС.

В СЕС ... НЕМА ВУЗЛА ... Скорегуйте описання структури ЕЕС.

В КЗ ... НЕМА ГІЛКИ ... Скорегуйте описання структури ЕЕС.

В ЗЗ ... НЕМА ВУЗЛА ... Скорегуйте описання структури ЕЕС.

НЕМА ВИХІДНОГО ФАЙЛА ... Створіть новий базовий режим.

ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ВУЗЛІВ 10000. Скоротіть обсяг розрахункової схеми БР.

ПОМИЛКА У ВУЗЛІ ... Усуньте помилку, повторіть розрахунок.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНА ГІЛКА ... Змініть нумерацію вузлів гілки, повторіть розрахунок.

ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ГІЛОК 15000. Скоротіть обсяг розрахункової схеми БР.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНИЙ ШУНТ ... Змініть номер шунта, повторіть розрахунок.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНА СХН ... Виправте помилку, повторіть розрахунок.

В ЯКОСТІ БП ПРИЙНЯТИЙ ВУЗОЛ ... Прийміть до уваги.

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. ПОМИЛКИ В ДАНИХ ПРО МЕРЕЖУ. Усуньте помилки в даних, повторіть розрахунок.

НЕМА ФАЙЛА РЕЖИМУ ... Виконайте розрахунок БР.

ВВОДИТЬСЯ ВИХІДНИЙ РЕЖИМ ... Прийміть до уваги.

ЗМІЩЕННЯ НОМЕРА ВУЗЛА ... Виконайте розрахунок БР.

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. ПОМИЛКИ В РЕЖИМІ МЕРЕЖІ. Усуньте помилки в режимі, повторіть розрахунок.

ПОМИЛКА В КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ. Змініть конфігурацію мережі, повторіть розрахунок.

ЗБІЙ ПЕРЕТВОРЕННЯ У ВУЗЛІ ... Змініть конфігурацію мережі, повторіть розрахунок.

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. ЗБІЙ ПРИ ФАКТОРИЗАЦІЇ. Змініть схему з'єднань, повторіть розрахунок.

РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ. РОЗБІЖНІСТЬ ІТЕРАЦІЙ. Створіть новий *БР*.

6.4.6. Оптимізація активної потужності. Алгоритм розв'язання задачі оснований на методі Лагранжа. Розрахунок оптимальних потужностей навантажень суб'єктів генерації для кожної години розрахункового дня виконується за допомогою внутрішнього ітераційного процесу за умови рівності коефіцієнтів Лагранжа для всіх *СГЕ*. Обмеження по добовій виробці електроенергії заданих *СГЕ* враховується на основі зовнішнього ітераційного процесу. Детальне описання методики оптимізації наведено в розділі 6.2.

Якщо склад обладнання в завданні на розрахунок вказаний неправильно (недостатній в режимі максимального навантаження або надлишковий в режимі мінімального навантаження), баланс потужностей в системі забезпечується за рахунок завантаження т. зв. фіктивних *СГЕ*, що є признаком ненормального завершення розрахунку. Незбіжність зовнішнього ітераційного процесу являється признаком несумісності обмежень по заданій добовій виробці заданих *СГЕ*, що в решті решт також є причиною неправильно заданого складу працюючих генераторних блоків.

Робота програми оптимізації *P* завершується виведенням повідомлення в залежності від досягнутого результату. Можливе одне з п'яти повідомлень:

- 1) *РОЗРАХУНОК НОРМАЛЬНО ЗАВЕРШЕНИЙ*
- 2) *НЕДОСТАТНІЙ СКЛАД ОБЛАДНАННЯ ПРИ МАКСИМУМІ НАВАНТАЖЕННЯ*
- 3) *НАДЛИШКОВИЙ СКЛАД ОБЛАДНАННЯ ПРИ МІНІМУМІ НАВАНТАЖЕННЯ*
- 4) *НЕКОРЕКТНІ ОБМЕЖЕННЯ ПО ВИРОБЦІ*
- 5) *РОЗРАХУНОК СКАСОВАНИЙ ВНАСЛІДОК ПОМИЛОК. ДИВИСЬ ПРОТОКОЛ*

Хід обчислювального процесу оптимізації *P* можна проаналізувати за допомогою протоколу оптимізації. В кінці протоколу при нормальному завершенні обчислень виводиться значення досягнутої цільової функції (сумарна вартість електроенергії за добу по всіх *СГЕ*).

При ненормальному завершенні обчислень в протоколі можуть виводитися повідомлення про виявлені помилки у вихідних даних або попередження, а також повідомлення про відхилення від норми в ході оптимізації.

Передбачаються наступні повідомлення про помилки і попередження програми оптимізації *P*:

Файл IDATA.TEK відсутній. Запустіть комплекс *КОРАН*, натисніть клавішу *Розрахунковий день* і введіть необхідний номер розрахункового дня.

Файл FILES.TEK відсутній. Скопіюйте його в вашу папку *Coran*.

Файл ІМ'Я_ФАЙЛА відсутній. Скопіюйте папку *ТЕК* в вашу папку *Coran*.

Файл Lib_xor.bin відсутній. Скопіюйте файл *Lib_xor.bin* в вашу папку *Coran* і виконайте його корекцію за допомогою програми *ХВП*.

Файл Mask.bin відсутній. Виконайте програму *Розрахунок ММК*.

Обмеження Pge ... на ... за умовою dPmin. Прийміть до уваги.

Обмеження Pge ... на ... за умовою dPmax. Прийміть до уваги.

Обмеження Pge ... на ... за умовою КЛЕП ... перев. на ... Прийміть до уваги.

Неможливо виконати умову по КЛЕП ... Змініть склад працюючих енергоблоків за допомогою програми *Завдання*.

Умови обмеження по виробуці не виконані. Змініть склад працюючих блоків за допомогою програми *Завдання*.

...-а година: завантаження фіктивних GE на ... МВт. Якщо дане повідомлення не зникає на останніх ітераціях зовнішнього ітераційного процесу, змініть склад працюючих блоків за допомогою програми *Завдання*.

ЦІЛЬОВА ФУНКЦІЯ= ... Дане повідомлення виводиться лише при нормальному завершенні програми *Оптимізація P*.

Результатами розрахунків являються добові графіки потужностей *СГЕ* і *СЕС*, контрольованих і зовнішніх зв'язків, а також витрати на генерацію електроенергії по *СГЕ*, поданим у розрахунках характеристиками відносних приростів. Для отримання зазначених відомостей і друкування потрібних документів необхідно виконати програму *Графіки P*.

6.4.7. Добові графіки активних потужностей. Для виведення зазначених графіків і друкування необхідних документів призначена програма *Графіки P*, яка відкриває діалогове вікно (рис. 6.9).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

ИТОГ_ТАБ | СГЭ_ХОП | СГЭ_ГРА | СГЭ_ХОП+ГРА | КС | СЭП | ВС

Итоговая таблица выработки и затрат по субъектам генерации с заданными ХОП. При необходимости отредактируйте и напечатайте документ

№ген	Имя	Выработка	Затраты
1	УГРЭС-1	12480.	6075.
3	СВГРЭС	15067.	9257.
5	ЛГРЭС-2	13630.	7455.
8	СЛГРЭС-3	11304.	9238.
9	КУГРЭС	11790.	6663.
10	ЗУГРЭС	17582.	8069.
15	ПДГРЭС-2	8870.	5676.
16	ПДГРЭС-3	6256.	3086.
17	ЗАГРЭС-1	17505.	9488.
19	КРЭС	18390.	9752.
23	ЗМГРЭС-1	7060.	4640.
24	ЗМГРЭС-2	6030.	3243.
29	ЛДПГРЭС	15861.	7643.
32	ТПГРЭС-1	18628.	11522.
41	БУГРЭС	6614.	3304.
54	КРЭМГЭС	4018.	0.
55	ДДГЭС	4111.	0.
56	ДГЭС-1	11412.	0.
Итого:		206607.	105111.

Печать ИТОГ_ТАБ Поиск Редактирование списков ? Выход

Рис. 6.9

Зверху розміщений рядок меню вибору необхідної для аналізу інформації. Вибір здійснюється клацанням миші по елементу меню. Розглянемо коротко кожний елемент.

ПІДСУМ_ТАБ. У вікні відображаються загальні відомості про добову виробку електроенергії і витрати по СГЕ, що представлені в розрахунках характеристиками відносних проростів. В останньому рядку таблиці підбивається загальний підсумок. При вході в програму це вікно відкривається автоматично.

СГЕ_ХВП. Виводяться списки номерів СГЕ типу ХВП для формування таблиць і діаграм. Кожному рядкові відповідає своя таблиця і діаграма. Таким чином, дана текстова інформація служить завданням на формування потрібних результатів розрахунку. Номера

СГЕ можуть повторюватися в різних рядках, але в рядку може бути не більше 10 номерів (це обмежено кількістю колонок в одній таблиці і кількістю діаграм на одному рисунку). Кількість рядків може бути до 200, але користувач в кожному окремому випадку буде використовувати лише декілька з них. Накопичені непотрібні рядки можна викидати і формувати нові. Для цього використовується функція «Редагування списку». Для отримання потрібної таблиці і діаграми клацніть один раз лівою клавішею миші по відповідному рядку списку. В результаті запуститься програма формування таблиць і діаграм і виведення їх на екран *Excel*. При необхідності таблицю і рисунки можна надрукувати або переписати в окремі файли з указаними іменами і шляхами для подальшого їхнього використання при редагуванні підсумкового документу.

СГЕ_ГРАФ. Виводяться списки номерів *СГЕ*, представлених у розрахунках заданими погодинними графіками потужності. Призначення цих списків – для формування таблиць і діаграм, а також для можливості їхнього корегування – аналогічні попередньому випадку.

СГЕ_ХВП+ГРАФ. Виводяться списки номерів *СГЕ*, представлених в розрахунках як заданими погодинними графіками потужності, так і характеристиками. Призначення цих списків для формування таблиць і діаграм та можливості їхнього корегування аналогічні.

КЗ. Виводяться списки номерів контрольованих зв'язків системи. Призначення цих списків для формування таблиць і діаграм та можливості їхнього корегування аналогічні.

СЕС. Виводяться списки номерів суб'єктів електроспоживання. Призначення цих списків для формування таблиць і діаграм та можливості їхнього корегування аналогічні.

ЗЗ. Виводяться списки номерів зовнішніх зв'язків системи. Призначення цих списків і можливості їхнього корегування аналогічні.

В процесі аналізу можливе використання п'яти функцій, що вводяться в дію кнопками в нижній частині діалогового вікна.

Пошук. Клацанням лівої клавіші миші відкривається вікно з запрошенням «Введіть номер». У віконці редагування необхідно набрати ціле число, що відповідає потрібному номеру елемента системи. Після натискання *ОК* знаходиться і виділяється потрібний рядок. При повторному натисканні кнопки *Пошук* виконується

продовження пошуку. Для зміни об'єкту пошуку необхідно набрати інший номер у віконці.

Редагування списку. Перш ніж виводити інформацію про графіки навантажень СГЕ і СЕС, КЗ і ЗЗ, може виникнути необхідність спершу скорегувати списки номерів відповідних елементів. Для цього необхідно вибрати вид інформації і натиснути клавішу «Редагування списку». По завершенні редагування необхідно зберегти список і повернутися в попереднє вікно.

Редагування документу. Підсумкова таблиця при необхідності може бути оформлена у вигляді відповідного документу. Для цього натисніть клавішу *Редагування документу*, увійдіть у системний редактор, внесіть корективи, виключіть непотрібне, скорегуйте текстову частину документу і збережіть його або надрукуйте.

Допомога (?). Виведення інструкції.

Вихід. Закінчення аналізу результатів і повернення в оболонку комплексу.

6.5. Аналіз енергорозподілу

6.5.1. Підготовка фактичних графіків. Вихідними даними в задачі *Енергорозподіл* являються фактичні графіки навантажень СЕС, СГЕ і ЗЗ, а також вартості електроенергії на протязі заданого розрахункового періоду часу.

Фактичні графіки можуть бути задані або безпосередньо, як погодинні заміри активних потужностей зазначених елементів; або як оптимізаційні графіки, скореговані по заданим на основі замірів лічильників електроенергії добовим споживанням СЕС, виробкам СГЕ і взаємообмінам по ЗЗ. У першому випадку задача *Енергорозподіл* розв'язується автономно, у другому – в комплексі з задачею *Розподіл потужностей*: перед початком розрахунку енергорозподілу необхідно виконати імпорт оптимізаційних графіків і задати за допомогою програми *Графіки навантажень* фактичні добові споживання, виробки і обміну електренергії. В цьому випадку фактичні графіки навантажень обчислюються автоматично шляхом пропорціональної корекції оптимізаційних графіків.

При натисненні клавіші *Графіки навантажень* відкривається діалогове вікно (рис. 6.10). Дані складаються з трьох розділів: *ГРАФ_СПО* – дані про добові споживання електроенергії по СЕС, *ГРАФ_ГЕН* – дані про добові вирабки електроенергії по СГЕ,

ГРАФ_ЗОВ – дані про добові обміни по всіх зовнішніх зв'язках.

Кожному розділу відповідає свій елемент меню у верхньому рядку діалогового вікна. При вході активізується перший розділ, перший елемент системи і перший день заданого розрахункового періоду.

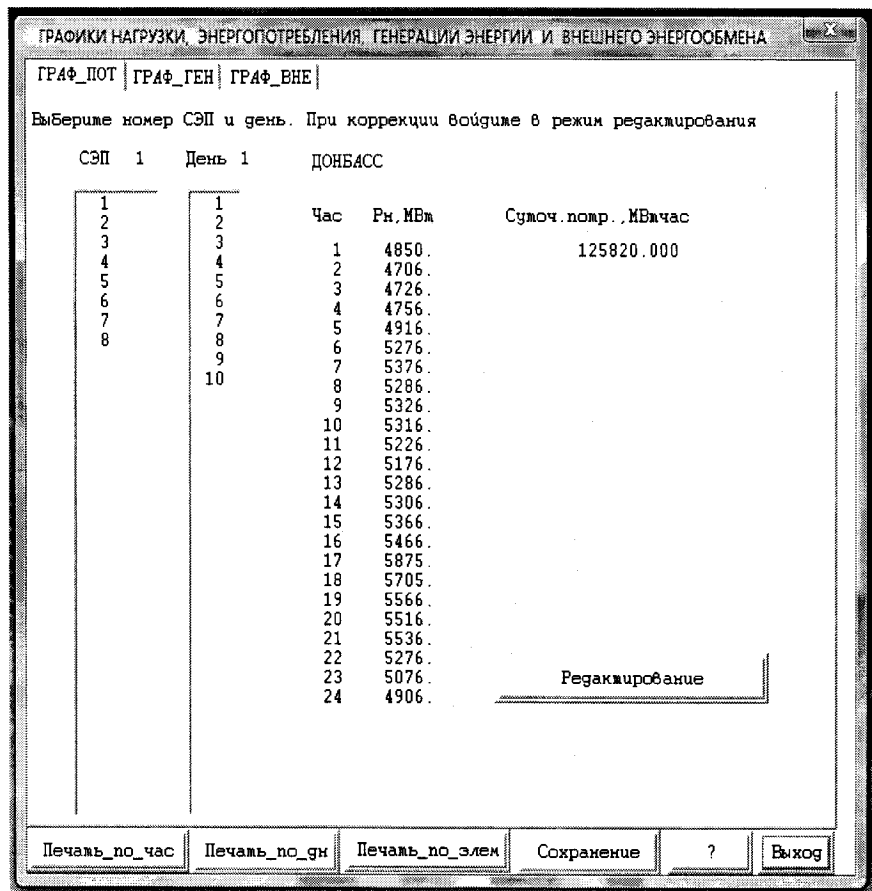


Рис. 6.10

Файлова система вихідних даних про фактичні графіки навантажень *СЕС*, *СГЕ* і *ЗЗ* має наступну структуру: текстовий файл *files.fac*, що складається з 31 рядка: *FAC\zad.01*, *FAC\zad.02*, ..., *FAC\zad.31*; і папка *FAC*, що включає 31 бінарний файл: *zad.01*, *zad.02*, ..., *zad.31*. Детальніше про це див. додаток 2.

Для перегляду інформації про необхідний елемент (*СЕС*, *СГЕ* чи *ЗЗ*) в необхідний день розрахункового періоду досить клацнути правою клавішею миші по відповідному рядку списку вибору (наприклад, *СЕС і День*).

Для входу в режим редагування натисніть клавішу "Редагування". При вводі добових графіків числа, що повторюються, можна вводити автоматично шляхом набору початкового числа і наступних трьох крапок (...). По закінченні редагування натисніть клавішу "Вихід із редагування". Вихід із редагування неможливий при наявності помилки (набрана буква, знак мінус тощо), тому спочатку виправте помилку, після чого повторіть вихід.

Після виходу з редагування графік навантаження корегується у відповідності до заданої добової кількості електроенергії. Якщо ж вона задана рівною 0, то корекція графіка навантаження не виконується, а її значення замість 0 приймається рівним сумі потужностей графіка навантаження. Спочатку ця величина також дорівнює сумі вихідного (оптимального) графіка потужностей.

Вартість електроенергії *СГЕ* в розглядалий день спочатку приймається рівною її значенню в попередній день. Таким чином, вводити її потрібно лише при зміні (ну і, звичайно, на початку роботи з комплексом).

Внизу діалогового вікна розміщені шість клавіш для запуску завершальних функцій підготовки даних. Клавіші друкування призначені для створення і друкування документів по вихідним даним розгляданого періоду часу. Дані при цьому можуть бути згруповані по годинах доби (добові графіки навантажень), по днях розрахункового періоду або поелементно. Клавіша *Збереження* забезпечує запам'ятовування вихідних даних у відповідні файли. Клавіша "?" (допомога) запускає виведення інструкції. По завершенні роботи з даними виконується вихід з програми і повернення в оболонку комплексу. Якщо перед цим мало місце редагування даних, і дані не збережені, видається попередження про необхідність збереження даних. Можливий вихід з відмовою від збереження результатів редагування даних.

6.5.2. Розрахунки матриць чутливості. Розрахунки матриць чутливості (*МЧ*), що використовуються в програмі розрахунку енергорозподілу, виконуються на основі існуючих базових усталених режимів, які відповідають певним періодам часу доби. Розрахунки *МЧ* мають повторюватися при кожній зміні базових

режимів як при суттєвих сезонних змінах розрахункової схеми і режиму з використанням програм розрахунків нормальних усталених режимів, так і при невеликих корегуваннях за допомогою програми *Базові режими* комплексу *КОРАН*.

Відношення приросту активної потужності i -го *СГЕ* до приросту потужності j -го *СЕС* називається коефіцієнтом чутливості потужності. Матриця розмірністю $m*n$, де m – кількість *СГЕ*, n – кількість *СЕС*, скомпонована з коефіцієнтів чутливості, називається матрицею чутливості потужностей. Аналогічно, відношення приросту втрат активної потужності *СЕС* до приросту потужності навантаження *СЕС* називається коефіцієнтом чутливості втрат до зміни потужності *СЕС*. Матриця розмірністю $n*n$, скомпонована з коефіцієнтів чутливості, називається матрицею чутливості втрат.

Розрахунки *МЧ* виконуються методом числового диференціювання, описання якого подано в розділі 6.3.

В кінці обчислень програма *Розрахунок МЧ* може видавати одне з двох повідомлень:

- 1) *РОЗРАХУНОК НОРМАЛЬНО ЗАВЕРШЕНИЙ* або
- 2) *РОЗРАХУНОК НЕМОЖЛИВИЙ: ДИВ. ПОВІДОМЛЕННЯ*.

При наявності помилок в даних розрахунок припиняється і видаються повідомлення про помилки. Після їх виправлення розрахунок необхідно повторити. Передбачено виведення наступних повідомлень про помилки і попередження:

НЕМА ФАЙЛА Struct.bin. Створіть його за допомогою програми *Структура ЕЕС*.

НЕМА ВИХІДНОГО ФАЙЛА ... Скопіюйте файли базового режиму.

НЕМА ФАЙЛА РЕЖИМУ ... Скопіюйте файли базового режиму.

ВУЗОЛ ... ВРАХОВАНИЙ В ... ПОВТОРНО. Внесіть зміни в структуру ЕЕС, повторіть розрахунок.

ВУЗОЛ З ГЕНЕРАЦІЄЮ ... НЕ ВХОДИТЬ В СГЕ. Внесіть зміни в структуру ЕЕС, повторіть розрахунок.

ВУЗОЛ З СПОЖИВАННЯМ...НЕ ВХОДИТЬ В СЕС. Внесіть зміни в структуру ЕЕС, повторіть розрахунок.

ВУЗОЛ ... ВХОДИТЬ В ... СГЕ. Скорегуйте структуру, повторіть розрахунок.

ВУЗОЛ ... ВХОДИТЬ В ... СЕС. Скорегуйте структуру, повторіть розрахунок.

ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ВУЗЛІВ 10000. Скоротіть схему, повторіть розрахунок *БР*.

ПОМИЛКА У ВУЗЛІ ... Внесіть зміни, повторіть розрахунок.

ПОМИЛКА В КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ. Те саме.

ЗМІЩЕННЯ НОМЕРА ВУЗЛА ... Те саме.

ПЕРЕВИЩЕНИЙ ОБСЯГ ГІЛОК 15000. Те саме.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНА ГІЛКА ... Те саме.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНИЙ ШУНТ ... Те саме.

НЕПРАВИЛЬНО ЗАДАНА СХН ... Те саме.

В ЯКОСТІ БП ПРИЙНЯТИЙ ВУЗОЛ ... Прийняти до уваги.

НЕМА ЗБІЖНОСТІ ІТЕРАЦІЙ. Базовий режим перевантажений.

6.5.3. Розрахунок енергобалансу. Програма *Розрахунок енергобалансу* призначена для ретроспективного аналізу виробленої і спожитої електроенергії за розгляданий період роботи енергосистеми. Розрахунковий період може представляти діапазон ретроспективних розрахункових днів: тиждень, декада, півмісяця, місяць. Перед виконанням програми фактичні графіки генерації, споживання і зовнішніх зв'язків по всім дням мають бути скореговані. Якщо є показники лічильників електроенергії, необхідно задати фактичні добові виробки *СГЕ* і споживання *СЕС*, а також потоків *ЗЗ*, на основі яких буде виконано уточнення фактичних добових графіків навантаження зазначених елементів.

Розрахунок виконується для кожного розрахункового дня періоду, результати накопичуються. Суб'єкти генерації виробляють і продають електроенергію, суб'єкти електроспоживання купують її і використовують. При цьому в процесі енергорозподілу мають місце технологічні витрати електроенергії в електромережах, пов'язані як з електричними втратами активної потужності від власного електроспоживання, так і з втратами від доставки електроенергії іншим *СЕС*, – транзитні витрати.

Для визначення часткового розподілу генерованої потужності між окремими споживачами використовується метод чутливості. Матриця чутливості потужностей *СГЕ* до потужностей *СЕС* розмірністю $m \times n$, где m – кількість *СГЕ*, n – кількість *СЕС*, дає можливість розрахувати розподіл генерованих потужностей *СГЕ* між *СЕС*. Матриця, сформована з коефіцієнтів чутливості сумарних втрат в мережах *СЕС* до потужностей навантажень *СЕС* розмірністю $n \times n$ дозволяє визначити розподіл втрат потужностей в залежності від навантажень *СЕС*. В результаті погодинного інтегрування на основі методу чутливості виконується розподіл генерованої електроенергії суб'єктів генерації між суб'єктами електроспоживання, а також

розподіл витрат електроенергії або точніше технологічних витрат електроенергії в мережах суб'єктів електроспоживання окремо на власні витрати і транзит. Матриці чутливості (МЧ) розраховуються на основі відповідних базових усталених режимів для заданих періодів часу доби.

Програма може бути призначена також для автоматизації керування грошовими потоками в енергосистемах, що складаються з економічно самостійних СГЕ і СЕС. За результатами розрахунків програми можна вивести роздруковки платежів. Для цього в програмі *Графіки навантаження* мають бути задані ціни на електроенергію по кожному СГЕ.

В процесі роботи програма *Розрахунок енергобалансу* може видавати наступні повідомлення про помилки і попередження:

НЕМА ФАЙЛА ОПИСАННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ДНІВ. Скопіюйте в папку *Coran* файл *IDATA.ТЕК*.

НЕ ЗАДАНИЙ РОЗРАХУНКОВИЙ ПЕРІОД. Верніться в вікно *Енергорозподіл*, натисніть клавішу *Розрахунковий період* і задайте початковий і кінцевий номери днів і назву розрахункового періоду; натисніть клавішу *ОК*.

НЕ ЗАДАНИ ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ ОБ'ЄКТІВ... Увійдіть в *Завдання* і задайте необхідну оперативну інформацію.

НЕ ОПТИМІЗОВАНІ ГРАФІКИ ... Виконайте *Оптимізацію Р*.

...-Й ДЕНЬ ... ВІДХИЛ.СПОЖ.БІЛЬШЕ 10%. Прийміть до уваги невідповідність графіка СЕС.

...-Й ДЕНЬ ... ВІДХИЛ.ЗОВН.ОБМ.БІЛЬШЕ 10%. Прийміть до уваги невідповідність графіка ЗЗ.

...-Й ДЕНЬ ... ВІДХИЛ.ВИРОБ.БІЛЬШЕ 10%. Прийміть до уваги невідповідність графіка СГЕ.

...-Й СГЕ ... НЕ ЗАДАНА ЦІНА. Задайте ціну.

...-Й ДЕНЬ ...-А ГОДИНА: СУМ.ВТРАТИ.БОЛЬШЕ 10%. Некоректність в завданні.

...-Й ДЕНЬ ...-А ГОДИНА: СУМ.ВТРАТИ.МЕНЬШЕ 1%. Некоректність в завданні.

...-Й ДЕНЬ ...-А ГОДИНА: НЕМА ЗБІЖНОСТІ ІТЕРАЦІЙ. Помилка в завданні або не виконана оптимізація Р.

НЕМА ЗБІЖНОСТІ ІТЕРАЦІЙ. Неможливо звести загальний баланс. Некоректності в завданнях.

6.5.4. Аналіз поточкорозподілу в базових режимах. Перед зверненням до програми аналізу поточкорозподілу активних потужностей і втрат необхідно описати структуру *СГЕ* і *СЕС*, за допомогою програми розрахунків усталених режимів розрахувати всі необхідні базові режими, описати шляхи розміщення файлів базових режимів, а також розрахувати матриці чутливості базових режимів. Лінеаризована на основі матриць чутливості модель базових режимів системи дає можливість виконати аналіз структури генерованих потужностей *СГЕ*, а також потужностей споживання і втрат *СЕС*.

Структура потужності *СГЕ* означає, яка її частка була передана першому, другому і всім іншим *СЕС*. Аналогічно, структура потужності споживання *СЭП* означає, яка її частка була отримана від першого, другого і всіх інших *СГЕ*. І, нарешті, структура втрат *СЕС* означає, скільки МВт складають власні втрати, тобто втрати від власного електроспоживання, і скільки МВт втрачено внаслідок електроспоживання інших *СЕС*, тобто транзитні втрати.

Розглянемо основні заходи по роботі з програмою. При натисканні клавіші *Поточкорозподіл* виконується розв'язання задачі і відкривається діалогове вікно (рис. 6.11). Інформація про поточкорозподіл поділяється на 4 розділи:

- 1) загальний баланс потужностей;
- 2) структура генерованих потужностей *СГЕ*;
- 3) структура спожитих потужностей *СЕС*;
- 4) структура втрат потужності.

ЗАГ_БАЛАНС. Загальний баланс потужностей включає значення генерованих активних потужностей *СГЕ* і зовнішніх зв'язків, а також значення корисних потужностей і втрат *СЕС* в базових режимах.

СТРУКТУРА_СГЕ. Структура генерованих потужностей включає значення активних потужностей, що направляються від *СГЕ* до *СЕС* і *ЗЗ*, підсумкові значення яких мають співпадати з потужністю цього *СГЕ*. Інформація упорядкована за спадом поточних значень.

БАЛАНС И СТРУКТУРА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В БАЗОВЫХ РЕЖИМАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Выберите Базовый режим ==>>> [C:\SXM_DAT\РАН\МК0110.DAT

ОБЩ БАЛАНС | СТРУКТУРА_СГЭ | СТРУКТУРА_СЭП | СТРУКТУРА_ПОТЕРЬ |

БАЛАНС МОЩНОСТИ В БАЗОВОМ РЕЖИМЕ C:\SXM_DAT\РАН\МК0110.DAT

Номер	Имя_СГЭ	Рген[МВт]
1	УГРЭС-1	512.00
2	УГРЭС-2	289.00
3	СВГРЭС	835.00
4	ЛГГРЭС-1	271.00
5	ЛГГРЭС-2	298.00
6	СЛГРЭС-1	3.40
7	СЛГРЭС-2	12.80
8	СЛГРЭС-3	702.00
9	КУГРЭС	967.00
10	ЭУГРЭС	1035.00
11	МРГРЭС	41.00
12	КРАМТЭЦ	42.00
13	СЦТЭЦ+ЛИСТЭЦ	42.00
14	ПРОМСТ.ДБ	124.00
15	ПДГРЭС-2	259.00
16	ПДГРЭС-3	279.00
17	ЗАГРЭС-1	686.00
18	ЗАГРЭС-2	7.00
19	КРЭС	910.00
20	ЗЭС	3013.03
21	ТЭЦ ДН	112.00
22	ПРОМСТ. ДН	68.00
23	ЭМГРЭС-1	609.00
24	ЭМГРЭС-2	393.70
25	ХТЭЦ-5	305.30
26	КРЭМТЭЦ	157.01
27	ПРОЧТЭЦХЭ	91.02
28	ПРОМСТХЭ	62.00
29	ЛАЦГРЭС	446.00
30	ХМАЭС	1005.00
31	ТЭЦВЭ	21.20
32	ТПГРЭС-1	904.00

Редактирование документа ? Выход

Рис. 6.11

СТРУКТУРА_СЕС. Структура спожитих потужностей включає значення активних потужностей, що направляються від СГЕ і 33 до даного СЕС. Підсумкове значення також має співпадати з потужністю СЕС (корисне споживання плюс втрати). Інформація упорядкована за спадом потужностей СЕС.

СТРУКТУРА_ВТРАТ. Структура втрат активних потужностей включає значення власних втрат потужності даного СЕС і транзитних втрат від передачі потужностей інших СЕС по мережі даного СЕС, а також їх підсумкове значення, яке має співпадати з

втратами потужності цього *СЕС*. Інформація упорядкована за спадом втрат.

Спочатку виводиться інформація для першого базового режиму. Шлях файла даних цього режиму показаний у верхній частині екрану. Для вибору другого базового режиму необхідно клацнути правою клавішею миші по значку "трикутник" в лівій частині вікна, при цьому має розкритися список базових режимів, і ще раз клацнути правою клавішею миші по необхідному рядку цього списку. Вміст всіх розділів інформації буде оновлений відповідно вибраному базовому режиму.

В нижній частині екрану є три кнопки:

- 1) *Редагування документу*. При натисненні кнопки запускається записна книжка з виводом тієї інформації, яка була на екрані монітора в останній момент. Інформацію можна відредагувати засобами *WordPad* і надрукувати.
- 2) *Допомога (?)*. При натисканні кнопки виводиться коротка інструкція.
- 3) *Вихід*. Закінчення роботи з програмою аналізу загального балансу і структури активних потужностей. Вийти з програми можна також, натиснувши *Esc* чи кнопку *X* в правому верхньому куті.

6.5.5. Аналіз енергорозподілу за розрахунковий період. Перед запуском програми аналізу структури енергорозподілу необхідно для кожного дня розгляданого розрахункового періоду задати фактичні графіки навантаження *СГЕ*, *СЕС* і *ЗЗ* або ж їхні добові виробки і споживання і потім розрахувати енергорозподіл. Структура виробки електроенергії *СГЕ* показує, яка частина всього обсягу електроенергії (брутто) даного *СГЕ* була спожита першим, другим і т. д. *СЕС*. Аналогічно, структура спожитої електроенергії *СЕС* показує, яка частка отримана ним від першого, другого і т. д. *СГЕ*. І, нарешті, структура технологічних витрат *СЕС* показує, скільки тисяч кіловатгодин складають власні технологічні витрати, тобто витрати на забезпечення власного електроспоживання, і скільки витрачено електроенергії, що належить даному *СЕС*, на електропостачання інших *СЕС*, тобто структура транзитних технологічних витрат.

При натисненні клавіші *Потокорозподіл* відкривається діалогове вікно (рис. 6.12). Інформація поділяється на 4 розділи:

- 1) загальний баланс електроенергії в енергосистемі;
- 2) структура виробництва електроенергії *СГЕ*;
- 3) структура споживання електроенергії *СЕС*;

4) структура технологічних витрат електроенергії СЕС.

ЗАГАЛЬНИЙ БАЛАНС. Загальний баланс включає обсяги виробництва електроенергії по СГЕ, а також обсяги корисного споживання і технологічних витрат електроенергії по СЕС і їхні підсумкові значення.

ВИРОБНИЦТВО. Структура виробництва представляє таблицю обсягів електроенергії, що передаються від розгляданого СГЕ до всіх СЕС, і їхнє підсумкове значення. Інформація упорядкована за спаданням поточних значень.

СПОЖИВАННЯ. Структура споживання представляє таблицю обсягів електроенергії, що перетікають від усіх СГЕ до даного СЕС, і їхні підсумкові значення. Інформація упорядкована за спаданням поточних значень.

СТРУКТУРНИЙ БАЛАНС ЕНЕРГОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ	
Общий баланс	Производство
Производство электроэнергии [млн. кВт.ч]	
1) УГРЭС-1	372097.91
3) СВГРЭС	527663.38
5) ЛГГРЭС-2	405027.81
8) СЛГРЭС-3	425480.66
9) КУГРЭС	435125.84
10) ЭУГРЭС	392972.88
11) МРГРЭС	28320.00
12) КРАМТЭЦ	25320.00
13) СДТЭЦ+ЛИСТЭЦ	22080.00
14) ПРОМСТ. ДБ	104880.00
15) ПДГРЭС-2	323961.03
16) ПДГРЭС-3	177058.75
17) ЗАГРЭС-1	520319.56
19) КРЭС	533138.88
20) ЗАС	2916480.00
22) ПРОМСТ. ДН	142200.00
23) ЭМГРЭС-1	285585.19
24) ЭМГРЭС-2	172575.06
25) ХТЭЦ-5	136820.00
26) КРЭМТЭЦ	74760.00
27) ПРОЧТЭЦЖ	51336.00
28) ПРОМСТХЭ	48960.00
29) ЛАДГРЭС	459341.38
30) ХМАЭС	720000.00
31) ТЭЦВЭ	1368.00
32) ТПГРЭС-1	511991.94
33) ТПГРЭС-2	6799.25
34) КТЭЦ-5	322120.00
35) КТЭЦ-6	318830.00
36) ДТЭЦ	36000.00
37) ЧКТЭЦ	43440.00
38) ЧНТЭЦ	28800.00
39) БЦТЭЦ	14880.00
40) ЧАС	720000.00
41) БУГРЭС	486023.44
42) ДГРЭС-1	132796.00

Расчетный период: 1-30.09.2011

Печать документа ? Выход

Рис. 6.12

ТЕХНОЛОГІЧНІ ВИТРАТИ. Структура технологічних витрат представляє таблицю обсягів електроенергії, що витрачаються на забезпечення власного електроспоживання і електропостачання інших СЕС (транзитні технологічні витрати). Ця інформація також упорядкована за спаданням поточних значень.

В нижній частині екрану виводиться назва поточного періоду і розміщені три кнопки:

- 1) *Друкування документа.* Запускається записна книжка з виводом тієї інформації, яка відображена на екрані монітора. Інформацію можна відредагувати засобами *WordPad* і роздрукувати.
- 2) *Допомога (?)*. Перегляд або друкування інструкції.
- 3) *Вихід.* Закінчення роботи з програмою.

6.5.6. Аналіз платежів за розрахунковий період. Перед зверненням до програми аналізу структури платежів в енергосистемі необхідно для заданого розрахункового періоду задати фактичні графіки навантаження суб'єктів генерації і електроспоживання або їхні добові виробки і споживання і виконати розрахунки енергорозподілу.

При натисканні клавіші і запуску програми *Платежі* відкривається діалогове вікно (рис. 6.13).

Інформація поділяється на 3 розділи:

- 1) Підсумкова таблиця суб'єктів електроспоживання, що включає загальне споживання електроенергії, плату за електроенергію, плату за транзит (зі знаком мінус – отримання плати) і собівартість електроенергії (відношення сумарної плати за електроенергію і транзит до загальної спожитої електроенергії).
- 2) Плата за корисно спожиту електроенергію і технологічні витрати електроенергії суб'єктами електроспоживання суб'єктам генерації.
- 3) Взаєморозрахунки за транзит електроенергії між суб'єктами електроспоживання.

Інформація упорядкована за величиною поточних значень.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И ЕЕ ТРАНЗИТ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ				
Именованная таблица	Плата за электроэнергию	Плата за транзит		
	Общее потребление [млн. кВтч]	Плата за э/энергию [млн. грн]	Плата за транзит [млн. грн]	Средняя цена э/энергии [грн/кВтч]
ДОНБАСС	3919981.000	722143.438	-2216.915	0.1842
ХАРЬКОВ	1510091.000	267056.344	244.104	0.1768
ДНЕПР	4564961.000	737875.750	-17209.465	0.1616
КРЫМ	607930.312	101432.180	5372.052	0.1668
ОДЕССА	1374878.000	204551.828	920.619	0.1488
КИЕВ	1922750.500	306827.094	4501.211	0.1596
ВИННИЦА	996354.312	173185.578	3616.671	0.1738
ЛЬВОВ	1373024.500	222700.938	4771.722	0.1622
Итого по системе:	16269970.000	2735773.000	0.000	0.1681

Расчетный период: 1-30.09.2011

Печать документа ? Выход

Рис. 6.13

В нижній частині екрану розміщені ім'я періоду і три кнопки:

- 1) *Друківання документа*. При натисненні кнопки запускається записна книжка з виведеною інформацією, що була на екрані монітора в останній момент. Інформацію можна редагувати засобами *WordPad* і друкувати.
- 2) *Допомога (?)*. При натисненні кнопки виводиться інструкція.
- 3) *Вихід*. Закінчення роботи з програмою. Вийти з програми можна також за допомогою *Esc* або кнопки *X* справа зверху.

Додаток 1 Інформаційна модель комплексу РЕТРО

Перед початком роботи з комплексом РЕТРО необхідно підготувати дані про параметри елементів електромережі, виконати розрахунок нормального усталеного режиму, підготувати дані про райони і перетини, про параметри синхронних генераторів, збуджувачах, АРЗ, АРШ, турбін і, бажано, котельних агрегатів (якщо не задавати, ці параметри будуть прийняті узагальнені – по умовчанню). Потім необхідно розробити сценарії тренування, при необхідності описати дії і умови передбачуваної ПАА, а також підготувати завдання на виведення графіків перехідного процесу.

Інформація про параметри елементів електричної мережі зберігається в текстовому файлі *prom.dat* в т. зв. форматі ЦДУ. Рядки даних про балансувальні пункти мають код 0102. Рядки даних про вузли мають код 0201, про гілки і шунти 0301, 0401 – рядки описання статичних характеристик навантажень. Інформація про нормальний усталений режим зберігається в текстовому файлі *prom.rur* також у форматі ЦДУ. Код рядка інформації про режим вузла 0202. Всі інші рядки формату ЦДУ в комплексі РЕТРО не використовуються.

Для балансувальних пунктів (код 0102) необхідно в якості *Параметра4* задавати номер відповідного вузла. Для всіх вузлів електромережі (код 0201) мають бути задані: *Параметр1* – номер статичної характеристики, *Параметр2* – номер вузла, *Параметр3* – номінальна напруга вузла, кВ, *Параметр4* – активна потужність навантаження, МВт, *Параметр5* – реактивна потужність навантаження, МВАр, *Параметр6* – активна потужність генерації, МВт, *Параметр7* – реактивна потужність генерації, МВАр, *Параметр8* – фіксація модуля напруги, кВ, *Параметр9* – нижня границя реактивної потужності, МВАр, *Параметр10* – верхня границя реактивної потужності, МВАр.

Для всіх віток схеми (код 0301) мають бути задані: *Параметр1* – номер паралельної вітки, *Параметр2* – номер початку вітки, *Параметр3* – номер кінця вітки, *Параметр4* – активний опір вітки, Ом, *Параметр5* – реактивний опір вітки, Ом, *Параметр6* – реактивна провідність вітки на землю, мкСим, *Параметр7* – дійсна складова коефіцієнта трансформації, *Параметр8* – уявна складова коефіцієнта трансформації, *Параметр9* – активна провідність вітки на землю, мкСим.

Для шунтів, або поперечних віток, (код теж 0301) задаються: *Параметр1* – номер паралельної вітки, *Параметр2* – номер вузла вмикання шунта, *Параметр3* – пусто або 0, *Параметр4* – активна провідність шунта, мкСим, *Параметр5* – реактивна провідність шунта, мкСим.

Файл параметрів нормального усталеного режиму електричної мережі *prom.rur* формується програмою розрахунку усталеного режиму і є також текстовим файлом у форматі ЦДУ, кожний рядок якого має наступну структуру:

Код рядка (4 сим), 4 пробіли, *Параметр1*, ..., *10* (по 8 сим)

Код рядка вказує на вид інформації: 0202 – рядки описання режиму вузлів схеми. Для всіх вузлів маємо: *Параметр1* – номер вузла, *Параметр2* – розрахунковий модуль напруги вузла, кВ, *Параметр3* – розрахункова фаза напруги вузла, град, *Параметр4* – розрахункова активна потужність навантаження, МВт, *Параметр5* – така ж реактивна потужність навантаження, МВАр, *Параметр6* – розрахункова реактивна потужність генерації, МВАр, *Параметр7* – така ж активна потужність генерації, МВт.

Рядки даних про найменування вузлів мають свій код 0290, номер вузла з 9 по 16 позицію і ім'я вузла з 17 по 80.

Рядки даних про СХН мають код 0401. До їх складу входять: номер СХН, 5-8 позиції; вільний член СХН для активної потужності – 9-16; коефіцієнт по нарузі для активної потужності – 17-24; коефіцієнт по квадрату напруги для активної потужності – 25-32; вільний член СХН для реактивної потужності – 33-40; коефіцієнт по нарузі для реактивної потужності – 41-48; коефіцієнт по квадрату напруги для реактивної потужності – 49-56; коефіцієнт по частоті для активної потужності – 57-64; коефіцієнт по частоті для реактивної потужності – 65-72.

Інформація про райони знаходиться в бінарному файлі *prom.rb*. Структура цього файлу наступна: *N* – кількість районів (ціла, 4 байти); *NAMER* – масив імен районів (символьна, $25*N$ байтів); *k1* – кількість вузлів першого району (ціла, 4 байти); *NU1* – масив номерів вузлів першого району (ціла, $4*k1$ байтів); *k2* – кількість вузлів другого району (ціла, 4 байти); *NU2* – масив номерів вузлів другого району (ціла, $4*k2$ байтів); ... *kN* – кількість вузлів *N*-го району (ціла, 4 байти); *NUN* – масив номерів вузлів *N*-го району (ціла, $4*kN$ байтів).

Інформація про перетини зберігається в бінарному файлі *prom.sb*. Структура цього файлу така: *N* – кількість перетинів (ціла, 4 байти); *NAMES* – масив імен перетинів (символьна, $48*N$ байтів); *k1* – кількість гілок першого перетину (ціла, 4 байти); *NV1* – масив номерів початків, кінців і кіл першого перетину (ціла, $4*3*k1$ байтів); *k2* – кількість гілок другого перетину (ціла, 4 байти); *NV2* – масив номерів початків, кінців і кіл другого перетину (ціла, $4*3*k2$ байтів); ... *kN* – кількість гілок *N*-го перетину (ціла, 4 байти); *NVN* – масив початків, кінців і кіл *N*-го перетину (ціла, $4*3*kN$ байтів).

Інформація про параметри елементів генераторів електростанцій зберігається в текстовому файлі *prom.gen* у форматі ЦДУ. Найбільш повний перелік цих даних складається з 59 найменувань, однак не всі з них задіяні в динамічній моделі тренажера.

Дані про самі генератори складаються з 2 частин. В першій частині (код рядка 0501) розміщуються дані: номер вузла приєднання генератора до мережі, 9-16 позиції; номінальне значення коефіцієнта потужності синхронної машини, 17-24 позиції. Для синхронного компенсатора це значення дорівнює 0. Для синхронних двигунів, активна потужність генерації яких у вихідному режимі від'ємна, наприклад, синхронних машин ГАЕС, що працюють у режимі подачі води в водосховище, необхідно задавати від'ємне значення коефіцієнта потужності, а замість сталої часу і статизму АРШ (див. далі) – коефіцієнти характеристики моменту опору; номінальна активна потужність всіх

увімкнених блоків, МВт, 25-32 позиції. Для синхронних компенсаторів необхідно задавати повну потужність (МВА), при цьому коефіцієнт потужності не може перевищувати 0.2 (якщо не задано або задано 0, по умовчаннянню приймається 0.01); механічна стала інерції блоків, с, 33-40 позиції. Обчислюється за формулою (5.8). Моменти інерції турбіни і генератора складаються; коефіцієнт самовирівнювання коливань (демпферний коефіцієнт), 41-48 позиції. Враховує залежність моменту турбіни від частоти обертання. Рекомендоване значення 2 в. о.; перехідний реактивний опір генератора (49-56 позиція), можна задавати як у в. о., так і в Омах. Межі зміни за довідниками 0.17–0.73 в. о.; базисна напруга (кВ) для перерахунку реактивних опорів генератора із в. о. в Оми, (57-64 позиція). Якщо реактивний опір генератора заданий в Омах, базисну напругу необхідно задати рівною нулю або нічого не задавати.

У другій частині (код рядка 0502) містяться такі дані: номер вузла примикання генератора, 9-16 позиція; стала часу обмотки збудження, с, 17-24 позиція. Якщо значення не задане або дорівнює 0, приймається модель генератора $E=const$ (без врахування АРЗ). Можливі межі змінювання з довідника 1–10 с; синхронний реактивний опір генератора по осі d , 25-32 позиція. Може бути заданий як у в. о., так і в Омах. Можливі межі змінювання 0.51–2.85 в. о.; синхронний реактивний опір генератора по осі q , 33-40 позиція. Може бути заданий як у в. о., так і в Омах. Можливі межі змінювання 0.32–2.85 в. о. Інші параметри цього рядка не використовуються.

Дані про збуджувачі генераторів (код рядка 0601): номер вузла приєднання генератора, 9-16 позиція; стала часу збуджувача в с, 17-24 позиція. Можливі межі змінювання 0.01–1.2 с. Решта параметрів збуджувача не використовуються. Не враховуються і параметри форсування збудження (код рядка 0701).

Дані про АРЗ (код рядка 0801): номер вузла приєднання генератора, 9-16 позиція; стала часу регулятора збудження, 17-24 позиція. Можливі межі змінювання 0.02 – 0.06 с; коефіцієнт підсилення каналу АРЗ по відхиленню напруги на шини генератора, од.зб.х.х./од.напр, 41-48 позиція. Межі змінювання від -50 до 0. Решта параметрів цього рядка не використовуються.

Дані про АРЗ додатково (код рядка 0802): номер вузла приєднання генератора, 9-16 позиція; коефіцієнт підсилення каналу АРЗ по відхиленню струму статора генератора, од.зб.х.х./од.струму. Межі змінювання від -5 до 0, 41-48 позиція. Решта параметрів цього рядка не використовуються.

Дані про АРШ (код рядка 0901): номер вузла приєднання генератора, 9-16 позиція; стала часу сервомотора АРШ, 17-24 позиція. Можливі межі змінювання від 0.5 до 5.0 с; статизм АРШ, 25-32 позиція. Можливі межі змінювання 0.02 – 0.1 в. о. Для синхронних генераторів ГАЕС, що працюють в рушійному режимі ($P_{Г} < 0$), необхідно задавати від'ємний коефіцієнт потужності (див. вище), а замість сталої часу і статизму АРШ – коефіцієнти характеристики A_m і B_m моменту опору, що обчислюється в залежності від відносної швидкості обертання w по формулі

$$M[v.o.] = 1 - A_m - B_m + A_m * w + B_m * w^2.$$

Якщо $A_m=0$, момент опору змінюється по квадратичному закону, якщо $B_m=0$, момент опору змінюється по лінійному закону, якщо $A_m=0$ і $B_m=0$, то момент опору $M=1=const$; максимальна швидкість переміщення штоку сервоприводу АРШ на закриття. Можливі межі змінювання від -1 до -0.5 в.о./с; максимальна швидкість переміщення штоку сервоприводу АРШ на відкриття, 33-40 позиція. Можливі границі змінювання від 0.5 до 1.5 в.о./с; мінімальне обмеження на переміщення штоку сервомотору системи АРШ (мінімальна потужність турбіни у в. о.), 49-56 позиція. Можливі межі змінювання від 0 до 0.1, по умовчання 0; максимальне обмеження на переміщення штоку сервомотора системи АРШ (максимальна потужність турбіни у в. о.), 57-64 позиція. Можливі межі змінювання від 1 до 1.1, по умовчання 1; зона нечутливості АРШ, 65-72 позиція. Можливі межі змінювання від 0 до 0.1 рад/с.

Дані про турбіну додатково (код рядка 0902): номер вузла приєднання генератора, 9-16 позиція; стала часу тракту енергоносія, 17-24 позиція. Можливі межі змінювання 0.2 – 10 с; коефіцієнт, що визначає частку високого тиску у створенні потужності турбіни з проміжним перегрівом, 25-32 позиція. Можливі межі змінювання 0.5 – 0.8. При відсутності промперегріву він дорівнює 0. В цьому випадку заданням малої сталої часу можна врахувати невеликі парові об'єми за регулюючими клапанами турбіни.

Дані про теплову частину енергоблока (код рядка 0903): номер вузла примикання генераторного блока, 9-16 позиція; стала часу регулятора тиску пари перед турбіною, 17-24 позиція, рекомендоване значення 10 сек; коефіцієнт підсилення регулятора тиску пари, 25-32 позиція, рекомендоване значення 1.5; мінімально допустимий тиск пари перед турбіною, 33-40 позиція, рекомендоване значення 0.7; максимально допустимий тиск пари перед турбіною, 41-48 позиція, рекомендоване значення 1.3; стала часу головного регулятора котла, 49-56 позиція, рекомендоване значення 90 сек; коефіцієнт підсилення головного регулятора котла, 57-64 позиція, рекомендоване значення 0.3; стала часу топки, 65-72 позиція, рекомендоване значення 30 сек; стала часу котла, 73-80 позиція, рекомендоване значення 110 сек.

Якщо дані про теплову частину блока генератора не задані (відсутній рядок 0903 для даного генератора), перехідний процес в тепловій частині цього генератора не враховується і тиск на вході турбіни залишається незмінним. По умовчання (рядок заданий, але якийсь параметр чи параметри дорівнюють 0 або пробіл) приймаються рекомендовані значення.

Підготовка даних про параметри елементів електричної мережі і генераторів системи, про райони і перетини, а також розрахунок нормального усталеного режиму виконується засобами комплексу ГРАФСНАЕР.

Структура файлів описання сценаріїв (*Scenario.dat*), ПАА (*PAА.dat*) і завдань на виведення графіків перехідних процесів (*Zadagra.dat*) і правила підготовки цих даних розглядаються в розділах описання відповідних програм (розділ 5).

Інформація про зміни конфігурації розрахункової схеми і режиму енергосистеми по командам диспетчера вводяться по мірі її надходження в процесі моделювання. Передаються ім'я команди (*COM*), признак команди

(*IP*=1 – команда сформована і дозволений доступ), кількість елементів системи, на які направлена дія (*ME*), номери вузлів (*NE1*, *NE2*) і параметри команд (*P1*, *P2* і *P3*). Використовується т. зв. тар-файл (його ім'я *COMDIS*), який має наступний вигляд:

```
STRUCTURE /parameter2/  
    CHARACTER*11 COM  
    INTEGER*4 IP  
    INTEGER*4 ME  
    INTEGER*4 NE1 (10000)  
    INTEGER*4 NE2 (10000)  
    REAL*4 P1  
    REAL*4 P2  
    REAL*4 P3
```

END STRUCTURE

RECORD /parameter2/ COMDIS

integer mapAddress2, idmap

pointer (mapAddress2, COMDIS)

.....
bufferName='MySharedDIS'

```
idmap = CreateFileMapping (16#FFFFFFFF, &          ! Use swap file  
                           nullAttributes, &        ! Default security  
                           PAGE_READWRITE, &       ! read/write access  
                           0, &                    ! size less than 2gb  
                           819200, &              ! size in bytes (mult 4096)  
                           bufferName // char(0) ! user supplied name
```

```
mapAddress2=MapViewOfFile (idMap,FILE_MAP_ALL_ACCESS,0,0,0)
```

В процесі вільного тренування може використовуватися (запам'ятовуватися і вводиться) бінарний файл *metka.bin*, в якому зберігається поточний стан інформаційної моделі перехідного процесу. Використовується в командах диспетчера МІТКА і ПОВЕР_ДО_МІТ (див. розділ 5). Цей файл не використовується для обміну інформацією з іншими програмами.

Розглянемо другу частину інформаційного забезпечення динамічної моделі тренажера, що представляє собою результати розрахунків. Це графіки перехідного процесу, дані про поточний режим електричної мережі для виводу параметрів режиму на граф схеми і диспетчерський щит, а також повідомлення програми в процесі вводу вихідних даних, попередніх розрахунків і моделювання перехідного процесу.

Графіки перехідного процесу запам'ятовуються в файлі прямого доступу *GRAF.DYN*. Розмір запису цього файлу 16000 слів. Перші чотири записи займає описання структури виводу картинок графіків, п'ята і всі наступні записи – значення змінних на кожному інтервалі виводу.

Структура першого запису файла *GRAF.DYN*:

Змінна	Тип	Довжина, байт	Найменування
<i>NGR</i>	ціла	4	Кількість точок графіка
<i>TMAX</i>	дійсна	4	Тривалість моделювання
<i>DTGR</i>	дійсна	4	Інтервал моделювання
<i>LHKAR</i>	ціла	4*100	Адреса початку картинки
<i>LKAR</i>	ціла	4*100	Довжина картинки

У другому запису зберігаються імена змінних – масив символічних величин *NAMEGR*(2000) по 8 символів кожна, в третьому запису – імена вузлів або початкових імен гілок *NAMU1*(2000) по 8 символів і в четвертому запису – аналогічно кінцеві імена гілок *NAMU2*(2000) (для вузлів пробіли). Значення змінних виводу (з п'ятого запису) зберігаються у вигляді масивів дійсних чисел розмірністю 2000.

Дані про поточний режим електричної мережі для виводу параметрів режиму на граф схеми і диспетчерський щит передаються на кожному інтервалі виводу за допомогою map-файла *NETREG*:

STRUCTURE /parameter/

```

    INTEGER*4 FLAG      ! 1 – доступ дозволений
    INTEGER*4 MUZL      ! кількість вузлів
    REAL*4 USA (50000) ! напруга активна
    REAL*4 USR (50000) ! напруга реактивна
    REAL*4 FUS (50000) ! частоти вузлів
    REAL*4 PNAG (50000) ! поточні активні навантаження
    REAL*4 QNAG (50000) ! поточні реактивні навантаження
    REAL*4 PGEN (50000) ! поточні активні генерації
    REAL*4 QGEN (50000) ! поточні реактивні генерації

```

END STRUCTURE

RECORD /parameter/ NETREG

integer mapAddress1, idmap

pointer (mapAddress1, NETREG)

bufferName='MySharedREG'

```

.....
idmap = CreateFileMapping (16#FFFFFFFF, &          ! Use swap file
                          nullAttributes, &        ! Default
                          security
                          PAGE_READWRITE, &      ! read/write access
                          0, &                    ! size less than 2gb
                          1400832, &             ! size in bytes (mult 4096)
                          bufferName // char(0))   ! user name REG
mapAddress1=MapViewOfFile (idMap,FILE_MAP_ALL_ACCESS,0,0,0)

```

Текстові повідомлення програми в процесі вводу вихідних даних, попередніх розрахунків і моделювання перехідного процесу накопичуються в файлах послідовного доступу *Procod.dat*, *Protre.dat*, *Propaa.dat* і *Prodis.dat*. Про використання цих файлів йдеться в розділі 5.

Додаток 2

Інформаційна модель комплексу КОРАН

Файлова система інформаційного забезпечення комплексу КОРАН досить складна. Обмін інформацією між програмами комплексу здійснюється за допомогою багатьох файлів різного типу. Розглянемо структуру і розмірності елементів кожного файла.

Інформація про базові режими (файли параметрів елементів схеми з'єднань і файли параметрів режимів) зберігаються в папці *NET*.

Файл параметрів елементів електричної мережі *Im'y.dat* є текстовим файлом у форматі ЦДУ, кожний рядок якого має наступну структуру:

Код рядка (4 сим), *Параметр1* (4 сим), *Параметр2*, ..., *10* (по 8 сим)

Код рядка вказує на вид інформації: 0102 – рядки описання балансувальних пунктів, 0201 – рядки описання вузлів схеми, 0301 – рядки описання гілок і шунтів, 0401 – рядки описання статичних характеристик навантаження. Всі інші рядки формату ЦДУ в комплексі КОРАН не використовуються. Для балансувальних пунктів необхідно в якості *Параметра4* задавати номер відповідного вузла мережі.

Статичні характеристики навантажень (код 0401) задаються наступними параметрами: *Параметр1* – номер характеристики, *Параметр2* – коефіцієнт AP, *Параметр3* – коефіцієнт BP, *Параметр4* – коефіцієнт CP, *Параметр5* – коефіцієнт AQ, *Параметр6* – коефіцієнт BQ, *Параметр7* – коефіцієнт CQ.

Файл параметрів нормального усталеного режиму електричної мережі *Im'y.rur* формується програмою розрахунку усталеного режиму і є також текстовим файлом у форматі ЦДУ, кожний рядок якого має наступну структуру:

Код рядка (4 сим), 4 пробіли, *Параметр1*, ..., *10* (по 8 сим)

Код рядка вказує на вид інформації: 0202 – рядки описання режиму вузлів схеми. Аналогічна інформація про параметри базових режимів зазвичай може бути продубльована в бінарних файлах типу *Im'y.bin*. Всі інші рядки в комплексі КОРАН не використовуються. Більш детально про вузли і гілки мережі в форматі ЦДУ див. додаток 1.

Текстовий файл *idata.tek* складається з одного рядка, в якому зберігаються: номер поточного розрахункового дня *IDATA*, початковий і кінцевий номери днів розрахункового періоду часу *IHPER*, *IKPER* по 2 цифри, назва розрахункового періоду *NAMEPER* (36 сим).

Бінарний файл описання структури енергосистеми *Struct.bin* (довжина 23050 слів) складається з наступних масивів інформації: *NAMEGG(MXGG)* – одномірний масив імен *CGE* по 20 сим, *NUGG(MXGG, MXUG)* – двомірний масив номерів вузлів *CGE* по 4 байти, *NAMENG(MXNG)* – одномірний масив імен *CEC* по 20 сим, *NUNG(MXNG, MXUN)* – двомірний масив номерів вузлів *CEC* по 4 байти, *NAMEKL(MXKL)* – одномірний масив імен *K3* по 20 сим, *NUKL(MXKL, MXUK)* – двомірний масив номерів вузлів *K3* по 4 байти, *NAMEVL(MXVL)* – одномірний масив імен *33* по 20 сим, *NUVL(MXVL, MXUV)* –

двомірний масив номерів вузлів 33 по 4 байти, *FNAMER(MXSI)* – одномірний масив рядків описання шляхів і імен файлів *BP* по 80 сим.

Бінарний файл описання бібліотеки *XBP* енергосистеми *Lib_xop.bin* (довжина 172400 слів) складається з наступних масивів інформації: *NXOP(MXGG)* – одномірний масив номерів *СГЕ* по 4 байти, *NTC(MXGG, MXOP)* – двомірний масив кількостей точок у кожній *XBP* по 4 байти, *NNZ(MXGG)* – одномірний масив номерів небажаних зон по 4 байти, *PNZ(MXGG, MXZO)* – двомірний масив мінімальних значень активної потужності небажаних зон по 4 байти, *PKZ(MXGG, MXZO)* – двомірний масив максимальних значень активної потужності небажаних зон по 4 байти, *BMAX(MXGG, MXOP)* – двомірний масив витрат за 1 годину на виробництво електроенергії при максимальному навантаженні *СЕС* в грошовому вираженні [тис. Гр/год], *PXOP(MXGG, MXOP, MXTO)* – трьохмірний масив значень абсцис кожної точки *XBP* по 4 байти, *VXOP(MXGG, MXOP, MXTO)* – трьохмірний масив значень ординат кожної точки *XBP* по 4 байти.

Описання оперативної інформації про завдання на оптимальний розподіл активного навантаження енергосистеми виконується за допомогою файлової структури: текстового файла *files.tek*, що містить у собі 31 рядок виду

TEK\zad.01

TEK\zad.02

.....

TEK\zad.31

і папки *TEK*, що складається з файлів *zad.01*, *zad.02*, ..., *zad.31*. Кожний файл *zad.ii* являється бінарним і має однакову структуру, складається з 9 записів загальною кількістю 19200 слів.

Перший запис містить у собі 6 цілих чисел і 2 дійсних: *MNG* – кількість *СЕС* 4 байти, *MGG* – кількість *СГЕ* 4 байти, *MLEPK* – кількість *КЗ* 4 байти, *MLEPV* – кількість *ЗЗ* 4 байти, *NNCH* – номер початкової години доби 4 байти, *MCH* – кількість годин доби 4 байти, *TOCH* – точність оптимізації 4 байти, *PERLEP* – допустиме перевантаження *КЗ* 4 байти.

Другий запис складається з 2 масивів: *NTRE(MXSI)* – одномірний масив початкових годин доби *BP* 4 байти, *NRE(MXSI)* – одномірний масив номерів *BP* 4 байти.

Третій запис складається з 6 масивів: *NTKL(MXKL, MXCH)* – двомірний масив часів *КЗ* 4 байти, *NKL(MXKL, MXCH)* – двомірний масив номерів *КЗ* 4 байти, *PKLMAX(MXKL, MXCH)* – двомірний масив максимальних потужностей в нормальному режимі *КЗ* 4 байти, *PKLMIN(MXKL, MXCH)* – двомірний масив мінімальних потужностей в нормальному режимі *КЗ* 4 байти, *PKLAMAX(MXKL, MXCH)* – двомірний масив максимальних потужностей в аварійному режимі *КЗ* 4 байти, *PKLAMIN(MXKL, MXCH)* – двомірний масив мінімальних потужностей в аварійному режимі *КЗ* 4 байти.

Четвертий запис складається з 4 масивів: *NTGO(MXGG, MXCH)* – двомірний масив годин *СГЕ* 4 байти, *NGO(MXGG, MXCH)* – двомірний масив номерів *СГЕ* 4 байти, *DPGMAX(MXGG, MXCH)* – двомірний масив максимальних приростів потужностей *СГЕ* 4 байти,

DPGMIN(MXGG, MXCH) – двомірний масив мінімальних приростів потужностей *СГЕ* 4 байти.

П'ятий запис також складається з 4 масивів: *NTGX(MXGG, MXCH)* – двомірний масив початкових часів *ХВП СГЕ* 4 байти, *MXOP(MXGG, MXCH)* – двомірний масив номерів *ХВП СГЕ* 4 байти, *PKMAX(MXGG, MXCH)* – двомірний масив максимальних потужностей *ХВП СГЕ* 4 байти, *PKMIN(MXGG, MXCH)* – двомірний масив мінімальних потужностей *ХВП СГЕ* 4 байти.

Шостий запис містить *ZGPOT(MXNG, MXCH)* – двомірний масив графіків споживання 4 байти.

Сьомий запис містить *ZGGEN(MXGG, MXCH)* – двомірний масив графіків генерації 4 байти.

Восьмий запис містить *ZGLEP(MXVL, MXCH)* – двомірний масив графіків перегікання потужностей *33* 4 байти.

Дев'ятий запис складається з 2 масивів: *NKGW(MXGG, MXWB)* – двомірний масив номерів *СГЕ* з заданою генерацією електроенергії за добу 4 байти, *WB(MXGG)* – одномірний масив заданих добових виробок електроенергії *СГЕ* 4 байти.

Бінарний файл описання матриць мережевих коефіцієнтів *Mask.bin* загальним обсягом 602300 слів складається з наступних масивів інформації: *SIGGS(MXSI, MXGG)* – двомірний масив питомих приростів втрат (*ППВ*) у базових режимах електричної мережі 4 байти, *DSPGG(MXSI, MXGG, MXGG)* – трьохмірний масив матриць чутливості *ППВ СГЕ* до інших *СГЕ* в базових режимах 4 байти, *DSPNG(MXSI, MXGG, MXNG)* – трьохмірний масив матриць чутливості *ППВ СГЕ* до *СЕС* в базових режимах 4 байти, *DSPVL(MXSI, MXGG, MXVL)* – трьохмірний масив матриць чутливості *ППВ СГЕ* до *33* в базових режимах 4 байти, *PKS(MXSI, MXKL)* – двомірний масив потужностей *К3* у базових режимах мережі 4 байти, *DPKPG(MXSI, MXKL, MXGG)* – трьохмірний масив матриць чутливості потужностей *К3* до *СГЕ* в базових режимах 4 байти, *DPKPG(MXSI, MXKL, MXNG)* – трьохмірний масив матриць чутливості потужностей *К3* до *СЕС* в базових режимах 4 байти, *DPKPG(MXSI, MXKL, MXVL)* – трьохмірний масив матриць чутливості потужностей *К3* до *33* в базових режимах 4 байти.

Описання інформації про результати оптимального розподілу активного навантаження енергосистеми виконується за допомогою файлової структури у вигляді текстового файла *files rez*, що складається з 31 рядка виду

REZ \ ras.01

REZ \ ras.02

.....

REZ \ ras.31

і папки *REZ*, яка містить в собі файли *ras.01, ras.02, ..., ras.31*.

Кожний файл *ras.ii* являється бінарним і має однакову структуру: 7 записів по 4800 слів. Перший запис – двомірний масив заданих графіків генерації 4 байти *ZGGEN(MXGG, MXCH)*. Другий запис – двомірний масив заданих графіків споживання 4 байти – *ZGPOT(MXNG, MXCH)*. Третій запис –

двомірний масив заданих графіків навантажень 33 4 байти – *ZGLEP(MXVL,MXCH)*. Четвертий запис – двомірний масив розрахункових (оптимальних) графіків навантажень *СГЕ* з *ХВП* 4 байти – *PGRG(MXCH,MXGG)*. П'ятий запис – двомірний масив розрахункових графіків витрат *СГЕ* з *ХВП* 4 байти – *BBTG(MXCH,MXGG)*. Шостий запис – двомірний масив розрахункових графіків потоків потужності *КЗ* 4 байти – *PILEP(MXKL,MXCH)*. Сьомий запис – двомірні масиви загальних (сумарних) графіків *СГЕ*, *СЕС* і 33 4 байти – *PSRG(MXGG,MXSI)*, *PSRN(MXNG,MXSI)*, *PSRV(MXVL,MXSI)*.

Файлова структура вихідних даних про фактичні графіки навантажень *СЕС*, *СГЕ* і 33 має наступний вигляд: текстовий файл *files.fac*, що складається з 31 рядка

FAC\zad.01

FAC\zad.02

.....

FAC\zad.31

і папка *FAC*, що включає 31 бінарний файл: *zad.01*, *zad.02*, ..., *zad.31*.

Кожний бінарний файл складається з 4 записів довжиною 19200 слів. У першому запису розміщені: номери початкового і кінцевого днів розрахункового періоду *IPERN*, *IPERK* (цілі, 4 байти); найменування періоду *PERNAME* (символьна, 80 байтів); масив добових споживань електроенергії *СЕС POTRE(MXNG)* (дійсні, 4 байти); масив добових вирабок електроенергії *СГЕ VYRAB(MXGG)* (дійсні, 4 байти); масив цін на електроенергію по *СГЕ СЕНА(MXGG)* (дійсні, 4 байти); масив добових обмінів електроенергією по 33 *OBMEN(MXVL)* (дійсні, 4 байти). У другому запису знаходиться масив графіків споживання потужності *СЕС ZGPOT(MXNG,MXCH)* (дійсні, 4 байти). В третьому запису розміщується масив графіків генерування потужності *СГЕ ZGGEN(MXGG,MXCH)* (дійсні, 4 байти). В четвертому запису знаходиться масив графіків обмінної потужності 33 *ZGLEP(MXVL,MXCH)* (дійсні, 4 байти).

Бінарний файл описання матриць лінеаризованої моделі базових режимів *Limo.bin* довжиною 2 млн. слів складається з наступних масивів інформації: *PGGB(MXRE,MXGG)* – двомірний масив активних потужностей *СГЕ* в базових режимах 4 байти, *PNGB(MXRE,MXNG)* – двомірний масив активних потужностей *СЕС* у базових режимах 4 байти, *POTRB(MXRE,MXNG)* – двомірний масив витрат активних потужностей *СЕС* у базових режимах 4 байти, *PGPN0(MXRE,MXGG,MXNG)* – трьохмірний масив вільних членів потужностей лінеаризованої моделі базових режимів 4 байти, *DPGPN(MXRE,MXGG,MXNG)* – трьохмірний масив коефіцієнтів чутливості потужностей лінеаризованої моделі *БП* 4 байти, *PGGS(MXRE,MXGG)* – двомірний масив активних потужностей *СГЕ* в поточних режимах 4 байти, *POPNO(MXRE,MXNG,MXNG)* – трьохмірний масив вільних членів витрат лінеаризованої моделі базових режимів 4 байти, *DPOPNO(MXRE,MXNG,MXNG)* – трьохмірний масив коефіцієнтів чутливості витрат лінеаризованої моделі *БП* 4 байти, *POTRS(MXRE,MXNG)* – двомірний масив витрат активної потужності *СЕС* у поточних режимах 4 байти.

Бінарний файл даних про структуру енергорозподілу *Ster.bin* довжиною 13391 слово включає наступну інформацію: *POTRES(MXNG)* – одномірний масив сумарних споживань електроенергії по *CEC* за розрахунковий період 4 байти, *OBMENS(MXVL)* – одномірний масив сумарних взаємообмінів електроенергією по *33* за розрахунковий період 4 байти, *POTENS(MXNG)* – одномірний масив сумарних втрат електроенергії по *CEC* за розрахунковий період 4 байти, *VYRABS(MXGG)* – одномірний масив сумарних виробок електроенергії по *CGE* за розрахунковий період 4 байти, *EGENS(MXGG,MXNG)* – двомірний масив структури енергорозподілу між *CGE* і *CEC* за розрахунковий період 4 байти, *PEENS(MXNG,MXNG)* – двомірний масив структури втрат електроенергії в *CEC* за розрахунковий період 4 байти, *PLVYRABS(MXGG)* – одномірний масив значень електроенергії *CGE* переданої *33* за розрахунковий період 4 байти, *PLEGENS(MXGG,MXNG)* – двомірний масив структури енергорозподілу *CGE* через *CEC* для *33* за розрахунковий період 4 байти, *IPCENA* – признак задавання цін на електроенергію.

Додаток 3 Деякі особливості використання *Excel*.

Розглянемо більш детально питання використання програмного продукту *Excel*. Треба зазначити, що без редактора *Visual Basic* програма *Excel* функціонувати не може. Для коректної роботи додатку необхідний компонент *Visual Basic*. Якщо він не поставлений, то необхідно його встановити з диску (або встановлювального файла) *Microsoft Office*.

Щоб перевірити наявність редактора *Visual Basic* потрібно увійти в меню *Excel: Сервіс/Макрос* і перевірити наявність у списку елемента «Редактор *Visual Basic*» (рис. Д.1). Він має бути виділений чорним, а не сірим кольором.

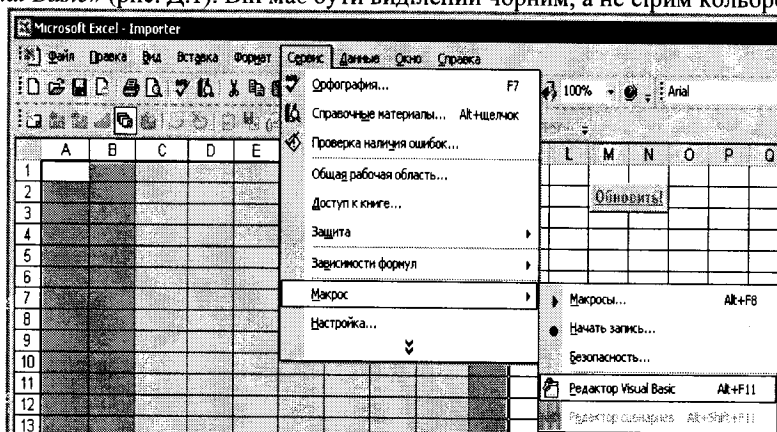


Рис. Д.1. Перевірка наявності редактора *Visual Basic*

Для оновлення даних в таблицях і на графіках (якщо вони не були оновлені при відкритті файла) треба натиснути кнопку «Оновити!» (рис. Д.2).

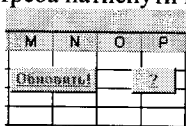


Рис. Д.2. Кнопки оновлення даних і перегляду інструкції

При вході в меню «Таблиця *Excel*» може з'явитися повідомлення типу: «D:/Wscanner/Importer.xls містить макроси».

Увімкнути макроси	Не вмикати макроси	Деталі
-------------------	--------------------	--------

Для коректного відображення даних необхідно вибрати кнопку «Не вмикати макроси», інакше оновлення даних не відбудеться. Якщо при вході в меню «Таблиця *Excel*» не з'являється зазначене повідомлення про макроси (або з'являється попередження системи безпеки) і дані не оновилися, то це означає, що встановлено високий рівень безпеки макросів, і тоді необхідно задати середній або низький рівень безпеки, для чого треба вибрати Меню: *Сервіс/Макроси/Безпека/Рівень безпеки/Середня* (рис. Д.3 і Д.4).

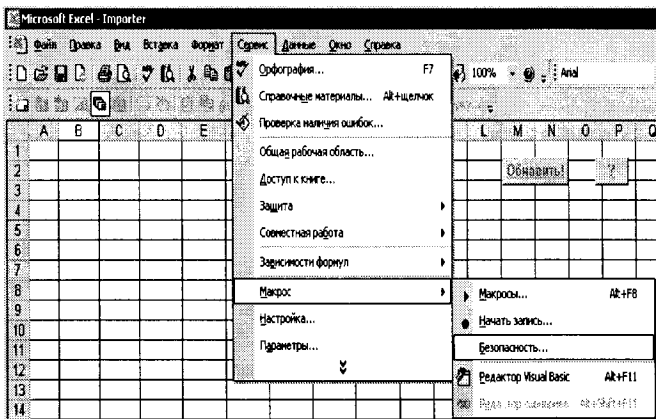


Рис. Д.3. Налаштування рівня безпеки макросів. Крок 1

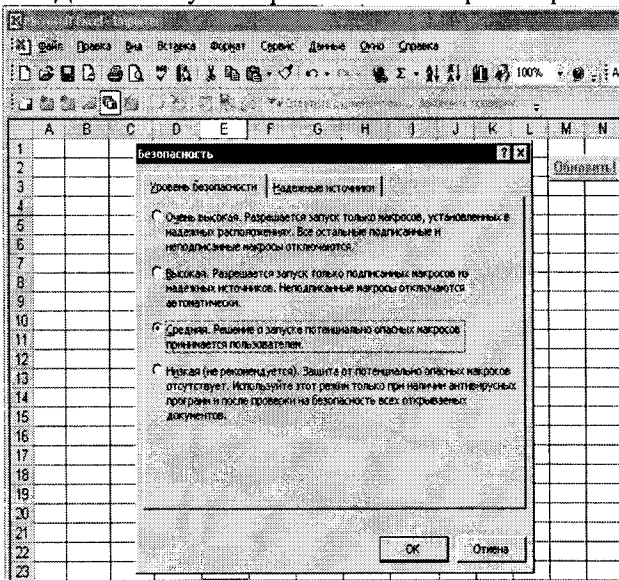


Рис. Д.4. Налаштування рівня безпеки макросів. Крок 2

Поява зазначеного повідомлення змушує користувача виконувати зайві дії. Існує два способи позбавитися цього повідомлення.

Перший спосіб рекомендується виключно при регулярно поновлюваній антивірусній базі, оскільки при відсутності достатнього антивірусного контролю може проникнути в середовище *Microsoft Office* макровірус із зовнішніх джерел (зокрема з *Internet*). При даному способі необхідно встановити низький рівень безпеки:

Меню/Сервіс/Макроси/Безпека/Рівень безпеки/Низька

Другий спосіб позбавляє користувача повідомлення про макроси навіть при високому рівні безпеки. Він полягає в одноразовому отриманні персонального сертифікату безпеки кожним користувачем (на кожному комп'ютері). Для отримання персонального сертифікату безпеки:

1. Відкрийте папку *C:/Program files/Microsoft Office/Office* або *...\Office10* в останній версії *Microsoft Office*) – це каталог, в який *Microsoft Office* встановлюється по умовчанням.
2. Запустіть додаток *Selfcert.exe*. Якщо цього файлу в папці *...\Office* нема, то, можливо, на даному комп'ютері була виконана не повна установка *Microsoft Office* і компонент *Selfcert.exe* необхідно додатково інстальювати з установочного диску (або файла) *Microsoft Office*.
3. Введіть ім'я користувача в рядку «*Your name:*», і натисніть *OK* (рис. Д.5).

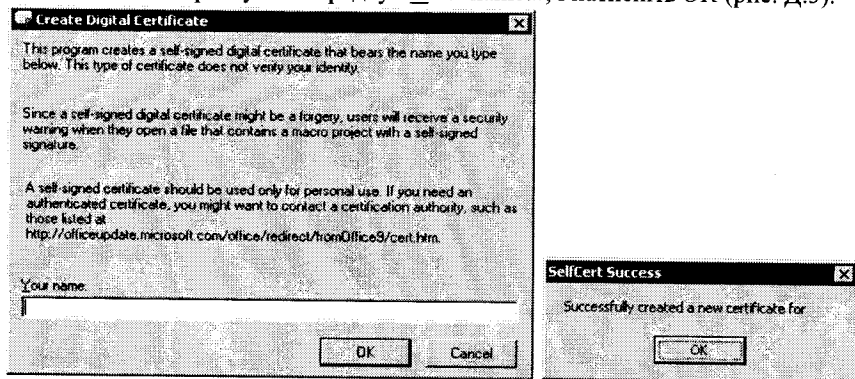


Рис. Д.5 Отримання персонального сертифікату безпеки.

4. Запустіть *Microsoft Office Excel*.

5. Запустіть *Редактор Visual Basic* (Alt+F11 або Меню: *Сервіс/Макрос/Редактор Visual Basic*). Якщо редактора *Visual Basic* нема, то, можливо, на даному комп'ютері була виконана не повна установка *Microsoft Office* і цей компонент треба додатково інстальювати. Без редактора *Visual Basic* додаток «Таблиці *Excel*» функціонувати не може.

6. В меню *Visual Basic* виберіть *Tools/Digital Signature*, натисніть «Вибрати...» (рис. Д.6), виберіть зі списку отриманий сертифікат.

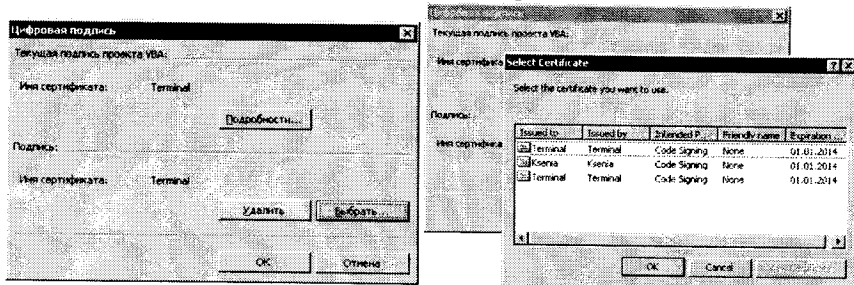


Рис. Д.6. Вибір персонального сертифікату безпеки

7. Закрийте *Visual Basic* і *Excel*.

8. Запустіть «Таблиці *Excel*» через файл *Importer.xls*. У вікні, що з'явилося, (рис. Д.7) поставте галочку біля рядка «Завжди довіряти макросам від цього видавця» і натисніть «Не вимикати макроси».

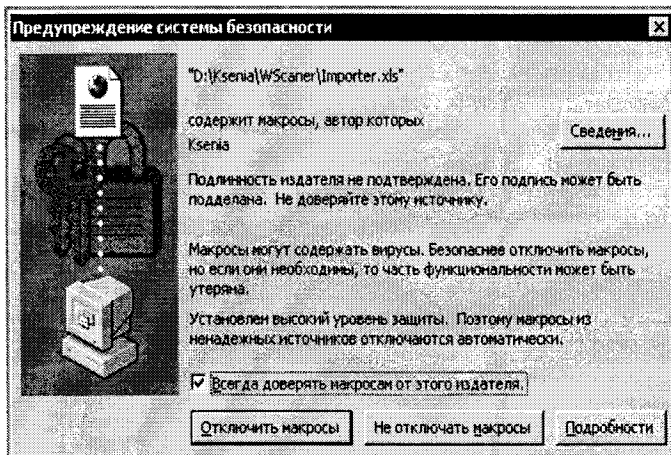


Рис. Д.7. Попередження системи безпеки

9. Якщо з якихось причин повідомлення про макроси знову з'явиться, то необхідно повторно виконати пункти 3-8.

Література

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ В. А. Баринов и др. Под общ. ред. Ю. Н. Руденко, В. А. Семенова. – М.: Энергия, 2000.
2. Барзам А. Б. Аварийные режимы энергетических систем и их диспетчерская ликвидация. – М.: Энергия, 1970.
3. Варецкий Ю. О., Карач Л. В. Оперативно-диспетчерське керування електроенергетичними системами: Навч. посібник. – Львів, Видавн. Львівська політехніка, 2002.
4. Дорманчев А. К. Основы оперативного управления энергосистемами. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960.
5. Дьяков А. Ф. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями. – М.: Энергия, 1996.
6. Мельник В. П. Математичні моделі і методи аналізу режимів енергосистем. – Івано-Франківськ: НАІР, 2017.
7. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие/ Е.В.Калентиюнок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин. – Минск: Выш. шк., 2007.
8. Портной М. Г. Рабинович Р. С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М., Энергия, 1978.
9. Свалов С. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975.
11. Управление мощными энергообъединениями/ Н. И. Воропай и др.: Под ред. С. А. Свалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
12. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях: Учебное пособие для электротехн. спец. вузов/ В. М. Чебан и др. – М.: Высш. шк., 1990.

Скорочення

АД – асинхронний двигун
АЕС – атомна електростанція
АВР – автоматичне введення резерву
АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму
АОЧ – автоматика обмеження частоти
АПАХ – автоматика попередження асинхронного ходу
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
АППС – автоматика попередження порушення стійкості
АРЗ – автоматичне регулювання збудження
АРН – автоматичне розвантаження по напрузі
АРНТ – автоматичне регулювання напруги на трансформаторах
АРЧП – автоматичне регулювання частоти і потужності
АРШ – автоматичне регулювання швидкості
АТ – автотрансформатор
АЧП – автоматичний частотний поділ
АЧР – автоматичне частотне розвантаження
БП – балансуєчий пункт
БР – базовий режим
БСК – батарея статичних конденсаторів
ВГ – вимкнення генератора
ВН – вища напруга
ВРП – відкритий розподільний пристрій
ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГТУ – газотурбінна установка
ДА – ділильна автоматика
ДТП – довготривалий процес
ЕГ – електричне гальмування
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМП – електромагнітний процес
ЕМПП – електромеханічний перехідний процес
ЕРС – електрорушійна сила
ЕС – електростанція
КЗ – контрольований зв'язок
ЗЗ – зовнішній зв'язок
ЛЕП – лінія електропередачі
ММК – матриця мережевих коефіцієнтів

МЧ – матриця чутливості
НН – нижча напруга
ОЕС – об'єднана енергосистема
ОІК – оперативно-інформаційний комплекс
ПАА – протиаварійна автоматика
ПБЗ – перемикання контактів трансформатора без збудження
ПГУ – парогазова установка
ПЕМ – підприємство електромереж
ПС – підстанція
ПТЕ – правила технічної експлуатації
ПТБ – правила техніки безпеки
ПУЕ – правила управління електроустановками
РЗ – релейний захист
РПН – регулювання трансформатора під напругою
РТ – розвантаження турбіни
САОН – система аварійного обмеження навантаження
СГ – синхронний генератор
СГЕ – суб'єкт генерації електроенергії
СД – синхронний двигун
СЕС – суб'єкт електроспоживання
СК – синхронний компенсатор
СТК – статичний тиристорний компенсатор
СХН – статична характеристика навантаження
ТВ – телевимірювання
ТГ – турбогенератор
ТЕС – теплова електростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ТС – телесигналізація
ХВП – характеристика відносного приросту
ЧАПВ – частотне автоматичне повторне ввімкнення
ЧВТ – частина високого тиску
ЧНТ – частина низького тиску
ШБП – шини безкінечної потужності

Наукове видання

В. П. Мельник

**ТРЕНАЖЕРИ І ПОРАДНИКИ
В КЕРУВАННІ
ЕНЕРГОСИСТЕМАМИ**

В авторській редакції
Формат 60x84 1/16. Папір офсетний.
Друк цифровий.
Гарнітура Times New Roman.
Умовн. друк. арк. 20.93
Наклад 300 прим.
Зам. № 015/10/18

**ВИДАВНИЦТВО
“НАІР”**

Івано-Франківськ, вул. Височана, 18,
тел. (034) 250-57-82, (050) 433-67-93
email: fedorynrr@ukr.net

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного
реєстру видавців, виробників і розповсюджувачів
видавничої продукції №4191 від 12.11.2011р.