

В.М. Авраменко, В.О. Крилов, В.Л. Прихно, П.О. Черненко

МЕТОДИКИ І ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЧНОГО ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ

Наведено основні наукові результати, одержані у 2009 році у відділі моделювання електроенергетичних об'єктів та систем ІЕД НАН України, щодо розробки і впровадження методичного і програмного забезпечення для використання мікропроцесорних засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики енергосистем, а також для прогнозування електроспоживання енергетичного об'єднання України.

Приведены основные научные результаты, полученные в 2009 году в отделе моделирования электроэнергетических объектов и систем ИЭД НАН Украины, в части разработки и внедрения методического и программного обеспечения для использования микропроцессорных средств релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем, а также для прогнозирования электропотребления энергетического объединения Украины.

Автоматичні системи захисту та протиаварійного керування є обов'язковими для забезпечення надійного функціонування великих складних електроенергетичних систем і об'єднань. У сучасних умовах широке використання мікропроцесорної техніки для створення систем захисту і автоматики розширює їхні можливості, підвищує ефективність і одночасно ускладнює задачу їхнього налаштування – визначення уставок для прогнозованих аварійних впливів на енергосистему та режимів, які при цьому виникають. Розробки у цьому напрямку є традиційними для відділу моделювання електроенергетичних об'єктів та систем Інституту електродинаміки.

Тривали роботи по подальшому розвитку методичного і програмного забезпечення автоматизованих розрахунків **аварійних режимів**, насамперед, для визначення уставок захистів і місць пошкодження повітряних ліній (ПЛ) у складних електричних мережах та пов'язаних із ними технологічних розрахунків.

Для захистів у мікропроцесорних (МП) пристроях REL521 фірми АВВ, що встановлені на ряді ПЛ високої напруги ОЕС України, створені модернізовані програмні засоби для вибору уставок цих захистів, інтегровані в Програмний комплекс V-VI-50ПЗ автоматизованих розрахунків на ПЕОМ аварійних режимів та уставок РЗ у складних електричних мережах [2–4].

Перелік розроблених програмних засобів:

1. Програма розрахунків уставок дистанційних захистів від міжфазних КЗ і програма розрахунків уставок дистанційних захистів від КЗ на землю (п'ятиступінчатих, із багатокуповою характеристикою і спрямованістю ступенів, що визначається, з їх уставками реактивного та активного опорів прямої послідовності для міжфазних КЗ, уставками реактивного та активного опорів прямої і нульової послідовностей для КЗ на землю і уставками фазних активних опорів у місці КЗ для відповідних видів КЗ з перехідним активним опором у місці КЗ).

2. Програми розрахунків уставок максимальних струмових захистів від усіх видів КЗ (двоступінчатих, ненаправлених, із уставками фазного струму для усіх видів КЗ і уставками струму нульової послідовності для КЗ на землю).

3. Програма розрахунків уставок струмових захистів від КЗ (у тому числі високоомних) на землю (чотириступінчатих, із спрямованістю ступенів, що визначається, і уставками струму (а для направлених ступенів – також і напруги) нульової послідовності).

В усіх перерахованих програмах обчислення вимірів усіх дистанційних опорів при КЗ на землю (для розрахунків і перевірки уставок відповідних дистанційних захистів і для умов узгодження із ними як суміжними захистами) виконуються при використанні вимірів фазних струмів і струмів нульової послідовності, знайдених як таких у місцях установки дистанцій-

них захистів для вказаних вище КЗ, без будь-яких припущень в частині їх рівності між собою.

У програмних засобах Програмного комплексу V-VI-50ПЗ (програмі розрахунків струмів КЗ і неповнофазних відключень та програмі розрахунків складнонесиметричних режимів) обчислення усіх передбачених дистанційних опорів реалізовані із кутами цих опорів підвищеної точності (зі знаком після точки), що є особливо суттєвим для дистанційних опорів прямої послідовності, кути яких, знайдені по вказаних вище програмах, використовуються у вихідній інформації для обох згаданих програм розрахунків уставок дистанційних захистів у МП пристроях REL521 і у цій якості роблять бажаною таку точність (на відміну від дистанційних захистів у МП пристроях інших фірм, де потребуються цілі значення цих кутів).

Розроблено методику використання зареєстрованих параметрів аварійних режимів для визначення місць пошкодження (ВМП) повітряних ліній електропередачі 110...750 кВ ЕЕС України за допомогою розрахунків аварійних режимів на основі базових інформаційно-математичних моделей складних електричних мереж (БММ) ЕЕС.

Методика передбачає обчислення аварійних величин (що імітують вимірювані аварійні параметри) при автоматизованих розрахунках КЗ в «плаваючих» (проміжних) точках – ПТ, що автоматично переміщуються (з бажаним кроком) уздовж ПЛ, для яких вирішується задача ВМП, виходячи із зареєстрованих аварійних параметрів, котрі зіставляються з результатами вказаних розрахунків, внаслідок чого і визначається місце пошкодження – МП ПЛ.

Методика дозволяє виконувати на ПЕОМ у складних електричних мережах великого розміру, з урахуванням багатьох чинників, із невеликими витратами машинного часу і ручної праці варіантні розрахунки для ВМП ПЛ аварійних режимів з обчисленням відповідних струмів, напруг і похідних від них параметрів і на їх основі – також і безпосередньо МП ПЛ.

Розроблена методика орієнтується на Програмний комплекс V-VI-50ПЗ і використання у його складі для ВМП ПЛ спеціалізованої програми розрахунків проблемно-орієнтованих таблиць розрахункових аварійних величин при КЗ уздовж ПЛ, спеціалізованої програми розрахунків місць пошкодження ПЛ, універсальної програми розрахунків струмів КЗ і неповнофазних відключень та універсальної програми розрахунків складнонесиметричних режимів [5].

У Програмному комплексі V-VI-50ПЗ набули подальшого розвитку програма обслуговування базових інформаційно-математичних моделей (БММ) і програма розрахунків струмів КЗ та еквівалентів у вузлах складної електричної мережі [6].

Для першої програми розроблено програмні модулі автоматизованого введення в БММ стаціонарних проміжних вузлів ПЛ (у тому числі – ПЛ із ємнісною провідністю і складною взаємною індукцією), далі – програмні модулі автоматизованого порівняння між собою прямої послідовності, нульової послідовності і характеристик вузлів конкретної БММ із задачею їх неприпустимих і небажаних невідповідностей і можливістю автоматизованого усунення найбільш суттєвих виявлених негараздів.

У складі другої вказаної вище програми створено програмні модулі автоматизованої оцінки розбалансованості вихідного режиму БММ і встановлення джерел його небалансів. Запропоновано можливу технологію їх автоматизованого усунення.

Харківською фірмою «Хартрон-Інкор» розроблено мікропроцесорний модуль релейного захисту і автоматики «Діамант», з використанням якого можна суттєво вдосконалити **протиаварійну автоматику енергосистем**. Дуже важливою і відповідальною є автоматика запобігання порушенню стійкості (АЗПС), зокрема, статичної стійкості з напруги у вузлах навантаження. Небезпека такого порушення може виникати внаслідок аварійного вимкнення ліній зв'язку з ОЕС дефіцитних енергосистем з обмеженими можливостями електричної мережі, яскравим прикладом яких є Кримська ЕЕС. У існуючих АЗПС реалізовано так званий принцип «П-ДО», який передбачає завчасне з упередженням кілька місяців виконання розрахунків уставок автоматики (обсягів навантаження, яке вимикається за фактом аварійного вимкнення ліній) для можливих прогнозованих аварійних ситуацій (спеціальна автоматика вимкнення навантаження – САВН).

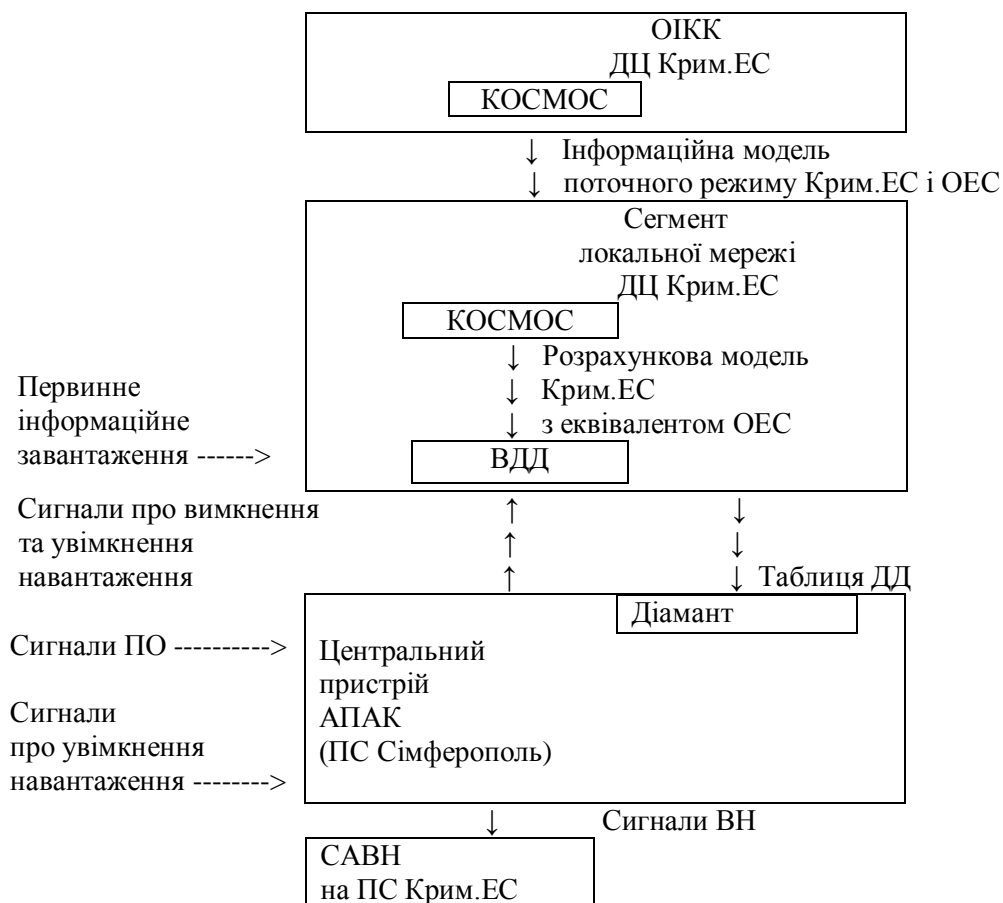
Зрозуміло, що виконувати заздалегідь з великим упередженням за часом розрахунки не можуть врахувати всі особливості конкретного поточного режиму. Крім того, дискрет-

ність уставки за потужністю перетину (100 МВт) досить велика, а навантаження, яке вимикає САВН, фактично змінюється і в добовому, і в сезонному циклі, і його доводиться задавати з лишком. Тому в плані запобігання надлишковим вимкненням споживачів, але при гарантованому забезпеченні стійкості, має перевагу використання принципу «І-ДО», коли згадані розрахунки виконуються циклічно, для того схемно-режимного стану мережі, який має місце на даний момент. У даний час з'явилася можливість здійснення такої ПА, оскільки в НЕК «Укренерго» і її регіональних ЕЕС впроваджено і використовується програмний комплекс (ПК) «КОСМОС» розробки Інституту електродинаміки НАН України, що забезпечує ієрархічне, циклічне (з інтервалом 10 хв) оцінювання стану енергосистеми, тобто розрахунок поточного сталого режиму ОЕС України і регіональних ЕЕС на основі телеметричної інформації [7]. Результати цього оцінювання стану циклічно надходять в оперативний інформаційно-керуючий комплекс (ОІКК, або SCADA англійською) НЕК і регіональних ЕЕС.

Адаптивна ПА, яка реалізує принцип «І-ДО», може бути створена для Кримської ЕС з використанням систем САВН, що існують у Кримській ЕС, як засобів здійснення керуючих дій і каналів телекомунікації для передачі інформації про стан елементів мережі, які є пусковими органами (ПО) автоматики [1].

У створюваному адаптивному програмно-апаратному комплексі (АПАК) АЗПС визначення обсягів вимкнення навантаження (дозованих дій) (ВДД) здійснюється на основі розрахунків післяаварійних режимів складних енергосистем, які виконуються за допомогою програми у складі комплексу АВР-74/06 розробки Інституту електродинаміки НАН України. Реалізований у програмі метод розрахунку передбачає врахування самовимкнень навантаження при зниженні напруги нижче мінімально допустимої. Це гарантує збіжність ітераційного процесу і одержання результату навіть у тому випадку, коли без врахування самовимкнень навантаження післяаварійний режим фізично нездійснений, що призводить, природно, до розбіжності ітераційного процесу. Це має велике значення для надійного визначення обсягів ВН у комплексі, що автоматично діє.

Структура АПАК показана на рисунку.



Додатково зазначимо, що ПК «КОСМОС» у складі АПАК АЗПС виконує функцію еквівалентування прилеглого до розрахункової схеми Кримської ЕС (у даний час – 104 вузли електричної мережі 330...220...110 кВ) району ОЕС України, отриманого оцінюванням стану ОЕС на верхньому рівні НЕК «Укренерго», і формування розрахункової схеми для подальших розрахунків дозованих дій.

Визначення дозованих дій (ВДД) виконується на основі переліку об'єктів керування (підстанцій, на яких є САВН), впорядкованого за зростанням відповідальності споживачів, які вимикаються. ВДД виконується для кожного пускового органу за фактом його дії у поєднанні з ремонтним станом певних ліній. Розрахунки післяаварійних режимів виконуються, починаючи з варіанту без ВН, з перевіркою для всіх вузлів навантаження коефіцієнтів запасу за напругою K_u і послідовним додаванням одного САВНа доти, поки для всіх вузлів не виконається вимога ГКД зі стійкості енергосистем для післяаварійних режимів: $K_u > 0.10$. Список вузлів САВН, які мають діяти від кожного ПО, передається в центральний пристрій ПА. Величина навантаження, яке вимикається САВН, може бути задана залежно від повної величини навантаження у даному вузлі даного режиму, отриманому після оцінювання стану, з врахуванням часу доби і поточного місяця.

Інформація про САВН, що фактично спрацювали при аварійному вимиканні лінії, передається в програму ВДД, і на їх повторну дію в розрахунках ВДД накладається заборона доти, поки диспетчер не дасть команду на увімкнення вимкнених споживачів і відповідний сигнал через центральний пристрій не потрапить у програму ВДД.

Програма ВДД розміщується і циклічно працює за сигналом з ОІКК від ПК «КОСМОС» у захищеному сегменті локальної обчислювальної мережі диспетчерського центру (ДЦ) Кримської ЕС. Тут же створюється робоче місце технолога-режимника, з якого здійснюються первинне завантаження інформації для ВДД, а також контроль підготовлених АПАК і завантажених в архів результатів ВДД.

Незважаючи на велику кількість робіт, присвячених аналізу і **прогнозуванню електричного навантаження** (ЕН), у більшості з них не враховуються такі суттєві параметри: склад, специфіка і технологічні особливості електроспоживачів; багаторівнева структура складного енергооб'єднання (ЕО); алгоритмічний та інформаційний взаємозв'язок між різними видами прогнозування. Також недостатня увага приділяється питанням достовірності інформації про ЕН та чинники, що впливають, статистично коректній верифікації результатів прогнозування.

Проведені дослідження показали, що для забезпечення високих вимог щодо точності і надійності усіх видів прогнозування потрібне комплексне розв'язання методологічних, алгоритмічних, інформаційних, програмних і організаційних задач. Основним елементом організаційної задачі є забезпечення безперебійного надходження, накопичення і зберігання необхідної для потреб прогнозування інформації. Ця задача розв'язана за допомогою розробленої бази даних (БД), що об'єднує метеорологічну та технологічну, ретроспективну і прогнозу інформацію. База даних та програми, які її обслуговують, забезпечують статистичну обробку і графічний аналіз ЕН, що полегшує процедуру побудови математичних моделей для задач прогнозування.

В якості вхідної інформації з оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) в БД надходять дані про телевимірювання сумарних електричних навантажень (СЕН) обласних енергосистем (ОЕ), регіональних енергосистем (РЕ) і енергооб'єднання. Телевимірювані складові СЕН не синхронізовані в часі і тому містять динамічну похибку. В результаті відмов пристроїв телемеханіки або каналів зв'язку в добові відомості потрапляють аномальні виміри та виникають пропуски даних. Виключення аномальних вимірів і відновлення пропусків проводиться за розробленою методикою, що дозволяє виявляти як трикутні, так і трапецієвидні відхилення в телеметрії. Достовіризовані дані СЕН можна також отримати із добової відомості, якщо її формувати за результатами оцінювання стану ЕО.

Розроблені за попередні періоди методи та програми середньострокового прогнозування електроспоживання (ЕС) були удосконалені за рахунок введення алгоритму уточнення

прогнозу місячного ЕС поточного місяця. Уточнення споживання електроенергії проводиться з врахуванням календаря місяця, фактичного електроспоживання, середньобаторічного внутрішньомісячного тренду температури, та короткострокових прогнозів: температури і добового електроспоживання енергоємними підприємствами, що контролюються Держенерго-наглядом.

Найчастіше в практиці експлуатації енергооб'єднання розв'язується задача короткострокового прогнозування СЕН. В якості вхідної інформації для неї використовуються погодинні реалізації добових графіків, що є періодичними нестационарними часовими рядами. Під сукупною дією внутрішніх (в основному технологічних) і зовнішніх (зокрема, економічних, метеорологічних, астрономічних) чинників відбувається зміна в часі добових графіків СЕН. Роботи з короткострокового прогнозування в ІЕД НАНУ проводяться у двох напрямках – прагматичному і перспективному. У першому випадку метою є вдосконалення математичної моделі СЕН – розробка алгоритму і програми короткострокового прогнозування, що спираються на наявну в НЕК «Укренерго» інформацію. У другому випадку робота зводиться до створення перспективної багаторівневої моделі, що спирається на інформацію, яку планується отримати в результаті тривіневого оцінювання стану і прогнозування добових графіків енергоємних підприємств, а також використання більш повного складу метеофакторів (погодинних значень температури і хмарності по усіх обласних центрах). При прагматичному підході технологічною вхідною інформацією служать погодинні значення СЕН, а метеорологічною – значення температури навколишнього повітря (ТНП), зафіксовані на територіях ОЕ через кожні 3 год, та якісна інформація, що характеризує хмарність.

Розроблена адитивна модель добового СЕН включає такі складові: базову (середньотижневу), тижневу, що характеризує нерівномірність добових значень СЕН на тижневому інтервалі, метеорологічну і залишкову. За статистичними характеристиками залишкової складової оцінюється ефективність застосованого алгоритму короткострокового прогнозування. Близькість статистичних характеристик залишкової складової до відповідних характеристик «білого шуму» підтверджує адекватність математичної моделі СЕН реальним процесам.

Дійсні екстремальні значення (ранковий та вечірній максимуми, нічний та денний мінімуми) можна виявляти лише шляхом аналізу добових графіків з дискретністю, більшою за 1 год. Застосування окремої процедури прогнозування екстремальних значень добового графіка як найбільш важливих для потреб практики параметрів дає змогу підвищити точність короткострокового прогнозування [10].

Проведені дослідження показали, що впровадження на підстанціях високої напруги сучасних реєстраторів інформації типу «РЕГІНА» дозволяє також оперативно враховувати і прогнозувати теплові втрати і втрати активної потужності на корону [9]. Таким чином, з реалізацією удосконаленого методу багаторівневого прогнозування [8] можна здійснювати моделювання і прогнозування СЕН на трьох нижніх рівнях, а на четвертому (ЕО) – виконувати синтез прогнозів.

Мета рішення задачі **оптимізації режимів за напругами і реактивною потужністю** полягає у розрахунку керуючих впливів, спрямованих на зменшення втрат активної потужності в енергосистемі або її частині. Керуючі впливи, що пропонуються в результаті розрахунку, включають: зміни завантаження джерел реактивної потужності; зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів; включення або відключення реакторів і батарей статичних компенсаторів.

Цільова функція задачі має такий вигляд:

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

де k – число вузлів у схемі заміщення; n – число гілок у схемі заміщення; $I_i(X)$ – величина струму в i -й гілці; R_i – активний опір i -ї гілки; U_j – величина напруги в j -му вузлі; Y_j – активна провідність шунта в j -му вузлі.

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

$$P_{\text{вузл}}(X) = P_{\text{зад}}; \quad Q_{\text{вузл}}(X) = Q_{\text{зад}}. \quad (2)$$

До складу програмного комплексу «КОСМОС» входить програма оптимізації режиму за напругами і реактивною потужністю. Покладена в основу розробки методика підтвердила свою ефективність – програма експлуатується тривалий період у багатьох енергосистемах й енергооб'єднаннях. Суть застосовуваного алгоритму оптимізації полягає у використанні ітераційної процедури, на кожному кроці якої вирішується задача квадратичного програмування (3). При цьому виконується заміна нелінійної цільової функції (1) квадратичною й заміна нелінійної системи обмежень (2) лінеаризованою системою:

$$\Phi(X) = C^T \cdot X + \frac{1}{2} X^T \cdot G \cdot X; \quad (3)$$

$$A \cdot X = B,$$

де C – вектор-градієнт цільової функції; G – матриця Гессе; A – матриця Якобі системи обмежень (2); B – вектор вузлових небалансів.

Для пошуку мінімуму функції (3) застосовується метод проєкції. При цьому незалежні змінні X розбиваються на базисні й небазисні. Спеціальним чином розрахована матриця, що проєктує, Z дає змогу звести задачу пошуку мінімуму функції з урахуванням обмежень до пошуку мінімуму цільової функції без обмежень $\Phi'(X_n)$ у просторі небазисних змінних X_n : $\Phi'(X_n) = C^T \cdot Z \cdot X_n + \frac{1}{2} X_n^T \cdot Z^T \cdot G \cdot Z \cdot X_n$.

Досвід експлуатації програми виявив істотну проблему, що перешкоджає практичному використанню результатів розрахунків. Вона полягає у тому, що при оперативному керуванні диспетчер не може реалізувати значну кількість керуючих впливів. Часто на практиці число впливів, які рекомендує здійснити програма, виявляється більше ста. У зв'язку з викладеним, саме для проведення оперативних розрахунків, у 2009 р. розроблено нову версію програми, що дозволяє виконувати не тільки повну оптимізацію, але й пропонувати для реалізації найбільш ефективні варіанти часткової оптимізації. Відповідно до розробленої методики, у результаті кожного розрахунку програма формує десять варіантів впливу на режим з метою зменшення втрат. Перший варіант припускає реалізацію лише одного, найбільш ефективного впливу, другий – двох і так далі. В останньому, десятому, варіанті пропонується здійснити десять впливів. Для кожного із впливів визначається оптимальне значення параметра регулювання. Всі розраховані варіанти характеризуються величинами зниження втрат – абсолютною та відносною. Остання являє собою відношення величини зниження втрат конкретного варіанта до потенційного, що може бути досягненим при реалізації всіх можливих впливів. Одержавши в результаті рішення задачі десять варіантів з різним числом впливів, диспетчер може, проаналізувавши їх і порівнявши витрати на реалізацію й ефективність, прийняти рішення щодо вибору того або іншого варіанта в конкретних умовах.

Оскільки фактор часу при проведенні оперативних розрахунків досить важливий, висока швидкодії для програми оперативної оптимізації є істотною. Послідовний розрахунок значного числа варіантів з різним поєднанням керуючих впливів неприйнятний за витратами часу. У процесі роботи запропонована методика цілеспрямованого перебору варіантів й одержання оціночних характеристик кожного з них на основі корекції вихідного базисного рішення.

Розроблена програма промислового призначення пройшла апробацію при виконанні оптимізаційних розрахунків режимів енергооб'єднань України, Уралу й Сибіру. Орієнтовно оцінити ефективність можна у такий спосіб: 8...10 % впливів, що можуть бути запроваджені, забезпечують 27...35 % потенційного ефекту, який може бути досягнуто при повній оптимізації режиму.

Висновки: 1. Створено методики і програмні засоби для автоматизованих розрахунків уставок мікропроцесорних пристроїв захисту REL521, визначено структуру адаптивної протиаварійної автоматики на основі модуля РЗА «Діамант».

2. Для підвищення точності і стабільності результатів короткострокового прогнозування необхідно розв'язувати цю задачу як чотирирівневу: енергоємні підприємства, обласні енергосистеми, регіональні енергосистеми, енергооб'єднання. Це дозволяє точніше моделювати і прогнозувати технологічні та метеорологічні складові. Завдяки впровадженню АСУ на енергоємних підприємствах і електростанціях забезпечується можливість моделювання і прогнозування навантаження енергоємних підприємств і власних потреб електростанцій.

3. Розробка методики й програми оптимізації режиму за реактивною потужністю з вибором найбільш ефективних впливів створює передумови для її використання при оперативному керуванні у якості складової частини порадника диспетчера.

1. Авраменко В.Н., Прихно В.Л., Линник Е.Н., Кочегаров Ю.И., Нистратов А.Д. Адаптивный программно-аппаратный комплекс для обеспечения устойчивости нагрузки Крымской энергосистемы // Электрические сети и системы. – 2009. – № 5. – С.13–16.
2. Крылов В.А. и др. Комплексное программное обеспечение (V-VI-50ПЗ) автоматизированных расчетов на ПЭВМ аварийных режимов и уставок РЗ в сложных электрических сетях // Техн. электродинамика. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2006. – Ч. 8. – С. 9–10.
3. Крылов В.А. и др. Программное обеспечение ПЭВМ с использованием технологии автоматизированных расчетов КЗ ПТ для ОМП ВЛ в сложных электрических сетях // Пр. Ин-ту электродинамики НАН Украины: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2009. – Вип. 22. – С. 7–10.
4. Крылов В.А. и др. Программные средства для автоматизированных расчетов на ПЭВМ уставок защит в микропроцессорных устройствах REL521 фирмы АВВ в сложных электрических сетях // Пр. Ин-ту электродинамики НАН Украины: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2008. – Вип. 20. – С. 18–19.
5. Крылов В.А. и др. Развитие программного обеспечения операций с БМС для многоцелевых расчетов на ПЭВМ аварийных режимов (и их приложений) в сложных электрических сетях // Пр. Ин-ту электродинамики НАН Украины: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2009. – Вип. 24. – С. 19–23.
6. Крылов В.А. и др. Исходные условия и методические основы автоматизированных расчетов на ПЭВМ уставок защит в микропроцессорных устройствах REL521 фирмы АВВ в сложных электрических сетях // Пр. Ин-ту электродинамики НАН Украины: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2008. – Вип. 20. – С. 17–18.
7. Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации // Техн. электродинамика. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2006. – Ч.1. – С. 22–27.
8. Черненко П.А. Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения // Пр. Ин-ту электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2000. – С. 99–104.
9. Черненко П.А., Волхонский А.С. Оперативное определение зависимости потерь на корону от напряжения в высоковольтных линиях // Новини енергетики. – 2005. – № 12. – С. 32–38.
10. Черненко П.А., Мартынюк А.В., Заславский А.И. Прогнозирование суммарной электрической нагрузки электроэнергетической системы в экстремальных точках суточного графика // Вісн. Нац. ун-ту «Львівська політехніка» – Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2007. – № 596. – С. 95–101.