

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.53.005>**МОДЕЛІ, ЗАСОБИ ТА ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО ТА ЕФЕКТИВНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ, БАЛАНСУВАННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ОЕС УКРАЇНИ****О.В. Кириленко**^{*}, акад. НАН України, **О.Ф. Буткевич**^{**}, докт. техн. наук,**П.О. Черненко**, докт. техн. наук, **І.В. Блінов**^{***}, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

email: kirylenko@ied.org.ua

Стисло викладено основні результати виконання у відділі №3 Інституту електродинаміки НАН України наукових завдань Цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України «Науково-технічні основи енергетичного співробітництва між Україною та Європейським Союзом» (Об'єднання - 3). Бібл. 8, рис.2, табл. 1.

Ключові слова: електропостачання, релейний захист та автоматика, післяаварійний стан електричної мережі, модель, інтелектуальна система, короткострокове прогнозування електроспоживання, штучні нейронні мережі, ринок електроенергії, пропускна спроможність

Загальна направленість досліджень – режими електроенергетичних систем і об'єктів та керування ними.

Наукове завдання: «Розроблення інтелектуальної системи оперативного аналізу післяаварійного стану електричних мереж для підтримки рішень диспетчера з відновлення електропостачання» (науковий керівник завдання – гол. наук. співр. Буткевич О.Ф., відповідальні виконавці – ст. наук. співр. Парус С.В., мол. наук. співр. Колесникова Н.Ф.).

Мета наукового завдання – розробити засоби оперативного аналізу післяаварійного стану (ПАС) розподільних електричних мереж (ЕМ) для підвищення ефективності прийняття диспетчером ЕМ рішень з відновлення електропостачання.

Суть виконаного наукового завдання. В ЕМ час від часу виникають аварійні пошкодження, що призводять до знеструмлень споживачів та недовідпуску електроенергії. Швидкість відновлення електропостачання залежить від правильності рішень, що їх приймає диспетчер ЕМ внаслідок аналізу ПАС ЕМ, визначаючи *гіпотетичне* місце (місця) пошкодження (об'єктів чи елементів ЕМ). До такого місця спрямовується оперативна виїзна бригада для відновлення електропостачання. У разі прийняття диспетчером правильних рішень з відновлення електропостачання мінімізуються тривалість аварійних знеструмлень та обсяги відповідних економічних збитків, транспортні витрати оперативних виїзних бригад, зменшується тривалість «незручностей» у соціальній сфері та інше.

Аналіз ПАС ЕМ та прийняття диспетчером ЕМ відповідних рішень в ЕМ України відбувається за умов неповноти оперативної інформації. Під час виконання наукового завдання як об'єкт диспетчерського керування було обрано типовий підрайон ЕМ

енергопостачальної компанії ПрАТ «Київобленерго» і досліджено особливості оперативного аналізу ПАС ЕМ та впливу наявних складу та обсягів інформації на адекватність прийняття рішень диспетчером ЕМ. Якісний та кількісний склад оперативних даних (телеінформації), що надходять на пункт диспетчерського керування (ПДК) ЕМ, не дає змоги застосувати відомі формальні засоби для аналізу (оцінювання) ПАС ЕМ, тому потрібно було знайти інший підхід до розв'язання зазначеної задачі, який би обмежувався використанням відомостей, які можна реально одержати на ПДК ЕМ. Тут слід підкреслити, що диспетчер зазначених ЕМ одержує інформацію (у вигляді телесигналів (ТС), що не мають «міток» часу) про спрацьовування вимикачів, але наразі не одержує інформацію про спрацьовування пристроїв РЗА (за винятком аварійно-попереджувальної сигналізації, зокрема про спрацьовування газового захисту трансформаторів, переобтяження та перегрів трансформаторів, появу «землі» на шинах), яка відіграє важливу роль у розв'язанні задачі аналізу ПАС ЕМ. Водночас існують реальні технічні можливості, щоб забезпечити надходження на ПДК ЕМ також і ТС про запуск пристроїв РЗА, що потребує від працівників відповідних служб ПрАТ «Київобленерго» додаткової роботи, пов'язаної, насамперед, із «заведенням» до пристроїв телемеханіки на електричних підстанціях дискретних сигналів, які свідчитимуть про спрацьовування відповідних пристроїв РЗА.

З урахуванням можливості одержання на ПДК ЕМ інформації про функціонування пристроїв РЗА, практична «матеріалізація» якої надасть змогу вирішити питання оперативного аналізу ПАС ЕМ та визначити місце (місця) аварійного пошкодження, було розроблено прототип інтелектуальної системи (ІС), в якому реалізовано підхід до пошуку розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ у просторі станів пристроїв РЗА та вимикачів з використанням інформації (у вигляді ТС про спрацьовування пристроїв РЗА та вимикачів), що надійшла на ПДК ЕМ. Оскільки швидкоплинність аварійних подій є значно вищою від частоти надходження телеінформації на ПДК ЕМ, то згідно з положеннями реалізованого підходу передбачається, що на момент виконання оперативного аналізу ПАС ЕМ усі аварійні ТС уже надійшли на ПДК ЕМ. Частина ТС може не надійти на ПДК ЕМ, тобто може бути «втрачена» внаслідок відмов засобів телемеханіки (саме тому такі факти про спрацьовування на об'єктах ЕМ пристроїв РЗА та вимикачів будуть невідомими на ПДК ЕМ). Відмови також можуть стосуватися пристроїв РЗА та вимикачів. Крім того, пристрої РЗА можуть хибно спрацьовувати.

Зазначений підхід базується на формалізованих знаннях про умови та особливості функціонування пристроїв РЗА та на відношеннях, що існують між елементами ЕМ, між елементами ЕМ та комутаційними апаратами (вимикачами), між елементами ЕМ та пристроями РЗА, між самими пристроями РЗА, між пристроями РЗА та вимикачами.

Такі відношення відтворюються в спеціальній інформаційній структурі ІС, яка на *зовнішньому* рівні ІС (рівні користувача) подається у вигляді спеціальних «форм» для введення та редагування інформації засобами інструментального інтерфейсу ІС. На *внутрішньому* рівні (рівні функціонування засобів ІС) ці «форми» автоматично опрацьовуються засобами ІС.

Розв'язком задачі аналізу ПАС ЕМ засобами ІС є визначення місця (місць) аварійного пошкодження (з точністю до елемента ЕМ, безпосередньо пов'язаного з виникненням аварійної події) з інтерпретацією послідовності подій (в «координатах» стану пристроїв РЗА та вимикачів), внаслідок яких виник ПАС ЕМ. Важливу роль тут відіграє інформація щодо умов та особливостей функціонування наявних в ЕМ пристроїв РЗА, яка використовується під час формування («наповнення») баз даних та знань (БД та БЗ) ІС. До сучасних мікропроцесорних пристроїв (МП), що реалізують низку функцій різних РЗА, належать МП сімейства REL6** фірми АВВ, що експлуатуються не лише в ЕМ ПрАТ «Київобленерго», зокрема на електричній підстанції «Бориспіль» 110/35/10 кВ, а і в магістральних ЕМ ОЕС України. Для врахування особливостей функціонування зазначених пристроїв за різних режимних умов було виконано додаткові дослідження (насамперед в частині визначення пошкодженої фази та уставок спрацьовування модуля фазного селектора), оскільки результати виконання наукового завдання в цій частині мали подвійне призначення: крім

підготовки інформації для формування БД та БЗ ІС, призначеної для аналізу ПАС розподільних ЕМ рівня обленерго, розроблені програмні засоби мали надавати можливість виконання відповідних розрахунків і для магістральних ЕМ ОЕС України.

Процес розв'язання задачі оперативного аналізу ПАС ЕМ засобами ІС подається у вигляді вирішення двох основних підзадач: 1) *генерування гіпотез* щодо пошкодженого елемента ЕМ; 2) *верифікації* генерованих *гіпотез*. Необхідною умовою для генерування гіпотез є надходження на ПДК ЕМ аварійних ТС. Оскільки наразі надходження на ПДК ЕМ ПрАТ «Київобленерго» ТС про функціонування пристроїв РЗА не реалізовано, то було розроблено програмні засоби *імітатора надходження сигналів* для формування векторів (масивів) «аварійних сигналів», що відповідатимуть складу ТС за певної гіпотетичної (модельованої) аварії в ЕМ.

З використанням імітатора надходження сигналів було виконано тестування в режимі *off-line* засобів ІС за різних сценаріїв та об'єктів виникнення та розвитку аварій в обраному підрайоні ЕМ ПрАТ «Київобленерго». Під час розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ засобами ІС формується відповідний протокол, в якому відтворюється послідовність верифікації сформованих гіпотез з інтерпретацією ТС.

Зазначимо, що внаслідок верифікації гіпотез існує ймовірність виникнення ситуації, коли серед багатьох генерованих гіпотез виявляються такі, жодну з яких через брак інформації (неповноту інформації) не може бути спростовано, а знайдені інтерпретації ТС для таких гіпотез будуть «неповними» (у тому сенсі, що інтерпретація ТС не забезпечує виконання умови повної ізоляції-відокремлення гіпотетично пошкодженого елемента від ЕМ). У таких випадках для прийняття остаточного рішення – вибору одного із наявних (визначених) варіантів – диспетчер має задіяти додаткову інформацію.

Внаслідок виконання наукового завдання було одержано **нові результати**: створено прототип ІС оперативного аналізу ПАС ЕМ для підвищення ефективності прийняття диспетчером ЕМ рішень з відновлення електропостачання, у тому числі розроблено програмні засоби «подвійного призначення», що стосуються визначення та врахування особливостей функціонування РЗА, реалізованих в МП сімейства REL6**, та програмні засоби імітатора надходження сигналів.

Розроблені програмні засоби визначення пошкодженої фази та автоматизованих розрахунків уставок спрацьовування модуля фазного селектора і сектора навантаження МП REL6** перевірено ДП «НЕК «Укренерго» з використанням реальних даних і рекомендовано до впровадження в промислово експлуатацію в ЕМ ОЕС України. Повномасштабне впровадження розробленого прототипу ІС буде можливим після забезпечення надходження на ПДК ЕМ інформації (ТС) про спрацьовування пристроїв РЗА.

За тематикою наукового завдання опубліковано монографію та статтю. Одержано 2 свідоцтва про реєстрацію авторського права на твір.

Наукове завдання: «Розроблення методики і програмного комплексу ретроспективного аналізу, статистичної обробки та короткострокового прогнозування добових графіків сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії» (науковий керівник завдання – пров. наук. співр. Черненко П.О., виконавці – мол. наук. співр. Мірошник В.О., пров. інж.-прогр. Заславський А.І.).

Для розв'язання більшості технологічних задач планування режимів енергосистеми необхідно спиратися на добові графіки погодинного електричного навантаження (електроспоживання) з певним упередженням (від 1 до 7 діб). Ця інформація отримується в результаті короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН), саме тому ефективність вирішення зазначених технологічних задач суттєво залежить від точності та надійності результатів короткострокового прогнозування СЕН.

В умовах майбутнього лібералізованого ринку електричної енергії України електропостачальні компанії отримують прямі економічні стимули для підвищення точності погодинних прогнозів СЕН. Згідно з прийнятим законом «Про ринок електричної енергії» та затвердженими «Правилами ринку» електропостачальники є сторонами, відповідальними за

баланс своїх споживачів, а також зобов'язаними нести фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії перед оператором системи передачі. Ціна ж небалансу буде залежати від маржинальної ціни на балансувальному ринку за розрахунковий період.

Мета наукового завдання – побудова аналітичної адитивної математичної моделі (ММ) прогнозування СЕН та моделі прогнозування СЕН із застосуванням штучних нейронних мереж (ШНМ).

Розроблений на основі цих досліджень програмний комплекс ретроспективного аналізу, статистичного оброблення та короткострокового прогнозування добових графіків СЕН енергопостачальної компанії складається з декількох відносно незалежних програмних модулів, об'єднаних загальним інтерфейсом користувача і єдиною базою даних (БД). До складу комплексу входять такі складові: БД з окремим блоком достовірності інформації, програмні засоби ретроспективного аналізу та моделювання залежності СЕН від зовнішніх чинників, модулі прогнозування за аналітичною ММ та з використанням ШНМ, а також модуль аналізу результатів прогнозування.

БД містить різномірну вихідну інформацію: технологічну – погодинні значення електричного навантаження та добової спожитої електроенергії енергоємних підприємств та обласних енергопостачальних компаній; метеорологічну – значення з різною дискретністю температури повітря та рівня хмарності на відповідній території; календарну – дати вихідних, святкових, перед- і післясвяткових днів, днів переносу вихідних. БД та програмні засоби зберігання і обробки інформації зроблені так, що до БД може бути занесена будь-яка додаткова інформація з різною дискретністю.

Для коректної оцінки точності результатів прогнозування в процесі роботи програмного комплексу до БД заносяться і зберігаються погодинні значення прогнозованих добових графіків СЕН, прогнозні та реальні значення зовнішніх чинників, що впливають на СЕН, і задані параметри прогнозування.

Достовірність інформації. Проведений попередній аналіз добових графіків електричного навантаження енергоємних підприємств та енергопостачальних компаній показав наявність в них аномальних значень у вигляді одиночних та групових викидів. За природою виникнення розрізняються аномальні значення, викликані збоями в системах збору, передачі та обробки даних, та аномальні значення, викликані реальною зміною навантаження внаслідок аварійного відключення чи суттєвої планової зміни режиму роботи енергоємних підприємств. Викиди першої групи не впливають на СЕН енергопостачальної компанії, що живить вказане підприємство, а поява викидів другої групи відображається на графіках електричного навантаження енергосистеми. Використання аномальних даних призводить до викривлення впливу на СЕН зовнішніх факторів під час використання ММ, що спричиняє зниження точності та стабільності результатів прогнозування. Для усунення зазначеного негативного впливу проводиться достовірність вихідної інформації. Розроблено алгоритм та програмно реалізовано ітераційну процедуру достовірності значень СЕН, яка дозволяє статистично коректно виявляти як одиночні, так і групові аномальні значення. Відновлення даних проводиться на основі інтерполяції з урахуванням тривалості викиду.

Засоби ретроспективного аналізу інформації в БД дають можливість відобразити на екрані дисплею ПЕОМ усю наявну в БД інформацію за заданий період та провести її статистичну обробку за такими видами задач:

- аналіз добових графіків СЕН енергопостачальної компанії, ЕП та температури повітря;
- аналіз характерних значень добових графіків СЕН та температури за заданий період.

Розроблені програми дозволяють проводити аналіз зміни в часі характерних добових параметрів – середньодобового та екстремальних добових значень, значень за задану годину (у цьому випадку ми отримуємо графік годинного зрізу), характеристик СЕН – коефіцієнтів заповнення і нерівномірності добових графіків; проводити кореляційний аналіз; будувати гістограми розподілу значень та інше. Аналіз сформованих вибірок даних передбачає можливість проведення за допомогою поліномів Чебишева апроксимації нестационарного процесу по погодинним зрізам для визначення тренду даних. У такому разі степінь поліному може бути або задано, або визначено згідно з критерієм мінімуму похибки апроксимації.

Засобами ретроспективного аналізу проводиться перевірка зміни СЕН у часі, а використання засобів моделювання залежності СЕН від зовнішніх чинників дозволяє побудувати графік регресійної залежності СЕН від певного чинника, зробити його лінійну або нелінійну апроксимацію, розрахувати коефіцієнти кореляції між СЕН та значеннями чинника. Вплив зовнішніх чинників на СЕН визначається зміною режимів роботи підключеного електричного устаткування, а також складом і кількістю додаткового обладнання. Цей вплив не однаковий для різних сезонів року, різних днів тижня (робочий день, субота, неділя) і навіть різних годин доби (нічних, денних). Це обумовлює необхідність будувати окрему ММ залежності СЕН від конкретного чинника для кожного сезону, типу дня, години.

У зв'язку з суттєвими змінами структури електроспоживання протягом року весь річний інтервал СЕН розбивається на два або чотири підінтервали. У першому випадку в окремий інтервал виділяється період, пов'язаний з використанням електричного обладнання за централізованого тепlopостачання. Більш точну модель можна отримати, коли інтервал, не пов'язаний з централізованим тепlopостачанням, додатково розбивається на три умовні підінтервали. Перший – весняний (після відключення централізованого тепlopостачання), який характеризується від'ємним кореляційним зв'язком між СЕН та температурою повітря, але з іншим складом навантаження. Другий – літній, що характеризується зоною нечутливості та додатним кореляційним зв'язком між СЕН та температурою повітря. Третій – осінній, що характеризується від'ємним кореляційним зв'язком між СЕН та температурою повітря, але з іншим складом структури споживання.

Для більш коректної побудови моделі використовуються не реальні значення температури повітря, а «ефективні», які розраховуються за певним алгоритмом з урахуванням попередніх значень температури і коефіцієнтів інерційності. Критерієм правильності моделі розрахунку ефективної температури і величини коефіцієнтів інерційності є точність короткострокового прогнозу, зробленого за цією моделлю.

Програмний блок короткострокового прогнозування дає можливість прогнозувати добові графіки погодинних значень СЕН енергопостачальної компанії на інтервал упередження в 1 – 7 діб. Для прикладу на рис. 1 показано реальний та прогнозований за аналітичною моделлю графіки СЕН, а на рис. 2 – графік похибок прогнозування. Прогнозування можна здійснювати для будь-якої заданої користувачем дати за умови, що в БД є необхідна передісторія.

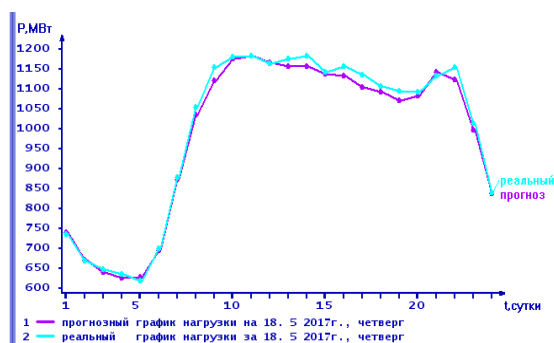


Рис. 1

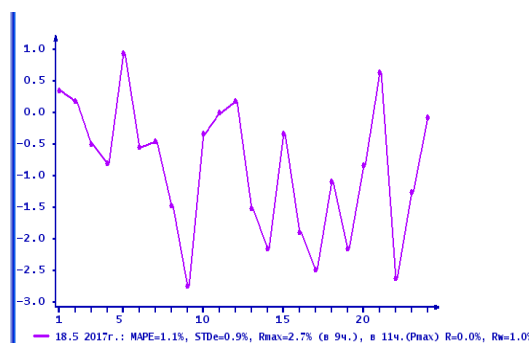


Рис. 2

У процесі застосування модуля прогнозування за аналітичною ММ потрібно, щоб у БД зберігалась інформація як мінімум за два роки. На основі інформації за перший рік будується ММ та формуються програми зв'язку СЕН із зовнішніми чинниками, які впливають на нього. За даними другого року коректуються складові ММ і робиться оцінка точності та стабільності результатів прогнозування.

Прогнозні значення СЕН формуються як сума прогнозів значень окремих складових: базової, трендової, метеорологічної та астрономічної. Такий підхід дозволяє коректно інтерпретувати результати прогнозування, аналізувати причини виникнення похибок та незалежно вдосконалювати моделювання окремих складових. Недоліком цього підходу є

необхідність побудови ММ зв'язку СЕН з усіма зовнішніми чинниками, що впливають на нього.

Модуль прогнозування з використанням ШНМ. Багатощарова структура з паралельною обробкою даних дає змогу ШНМ відтворювати складні нелінійні залежності. Дані можуть задаватись сукупним масивом або групами, розділеними за фізичною природою зовнішніх чинників. ШНМ може складатися з окремих модулів, які об'єднуються в більш глибоких шарах. Оцінка всіх параметрів моделі проводиться в рамках однієї оптимізаційної задачі, що дає змогу апроксимувати форму залежності між СЕН та зовнішніми факторами найкращим чином з точки зору цільової функції. Недоліками ШНМ можна вважати складність інтерпретації результатів прогнозування та більшу кількість даних, необхідних для навчання.

Для підтвердження гнучкості ШНМ було проведено розрахунки визначення оптимального методу врахування зміни структури навантаження протягом року. Середня абсолютна оцінка похибки прогнозування MAPE розраховувалась за формулою

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_i^{\text{факт}} - P_i^{\text{прогноз}}}{P_i^{\text{факт}}} \right| \cdot 100\%$$

Було досліджено чотири ШНМ типу багатощаровий перцептрон з одним прихованим шаром нейронів. ШНМ «net» навчалась на річних даних без ознаки сезону, ШНМ «net_add» навчалась на річних даних та мала ознаку у вигляді вхідного нейрону, що набуває значення 1 – опалювальний сезон та 0 – міжсезоння, ШНМ «net_w» навчалась на даних опалювального сезону, а ШНМ «net_s» – на даних міжсезоння. Мінімізація цільової функції проводилась методом спряжених градієнтів у модифікації Полака-Райбера. У результаті перехресної перевірки було отримано наступні архітектури нейронних мереж: net 22 – 13 – 1, net_add 23 – 13 – 1, net_w 22 – 13 – 1, net_s 22 – 11 – 1. Як нелінійну функцію активації нейронів прихованого шару було використано функцію *selu* (scaled exponential linear unit). Додавання нейрону, який вказує на сезон року, знизило середньорічну похибку MAPE з 3,93 % до 3,85 %, тобто на 2 %. Водночас навчання окремих нейронних мереж для різних сезонів знизило середньорічну похибку MAPE з 3,93 % до 3,65 %, або на 7,1 %. (див. таблицю).

Вид даних, на яких проводилось навчання нейронної мережі	Точність прогнозування для різних сезонів року (MAPE)		
	Опалювальний сезон 2015–2016 рр.	Міжсезоння 2016р.	Річні дані
річні дані без ознаки сезону	3.61	4.23	3.93
річні дані з ознакою сезону	3.49	4.18	3.85
дані за опалювальний сезон	3.58	–	3.65
дані за міжсезоння	–	3.73	3.65

Програмний модуль аналізу результатів прогнозування дає змогу одночасно вивести на дисплей прогнозований та реальний добові графіки СЕН і графік погодинних похибок прогнозу, прогнозний та реальний графіки температури повітря, задані значення параметрів прогнозування. Це дає нагоду користувачеві проаналізувати причини, якими викликані похибки. Це можуть бути, наприклад, невірний прогноз температури повітря чи хмарності, невірно визначені значення ефективної температури, некоректно побудовані моделі залежності СЕН від зовнішніх чинників, невраховані особливості прогнозного дня (наприклад, перенесення вихідних, робочий день після кількох святкових днів поспіль тощо). Визначивши причини похибок прогнозу, користувач може внести певні корективи в параметри прогнозування, наприклад, поміняти значення коефіцієнтів інерційності в разі розрахунку ефективної температури повітря.

Унаслідок виконання наукового завдання одержано **нові результати**.

1. Розроблено методику декомпозиції нестационарного часового ряду сумарного електричного навантаження на окремі складові, які характеризують вплив на СЕН технологічних, метеорологічних і астрономічних факторів. На її основі побудовано адитивну багато-

факторну математичну модель прогнозування СЕН та розроблено програмний комплекс. Визначено послідовність виділення і алгоритми розрахунку компонентів моделі, що дають змогу провести коректне виділення одночасного впливу зазначених факторів і суттєво знизити залишкову складову електричного навантаження.

2. Розроблено математичну модель метеорологічної складової, що враховує ефект інерційності впливу температури повітря, якісно різні характери її впливу на СЕН залежно від періоду року, а також нечутливість навантаження до зміни температури в певному інтервалі.

3. Розроблено ШНМ глибинного навчання eResNet, що забезпечує точніші результати прогнозування в порівнянні зі стандартним багатошаровим перцептроном за наявності достатньої кількості даних.

4. Встановлено, що реалізація в програмному комплексі процедур зберігання та аналізу результатів прогнозування забезпечує коректніше оцінювання точності результатів прогнозування, дає змогу визначати причину виникнення похибки (похибка ММ чи прогнозна інформація про впливи зовнішніх факторів).

Розроблений програмний комплекс передбачається використовувати в енергопостачальних компаніях для підвищення точності та стабільності результатів короткострокового прогнозування СЕН.

За тематикою наукового завдання опубліковано 6 статей.

Наукове завдання: «Розроблення моделей, вимог та заходів щодо формування об'єднань учасників ринку електричної енергії для забезпечення ефективного балансування та розподілу електроенергії в ОЕС України» (науковий керівник завдання – пров. наук. співр. Блінов І.В., відповідальний виконавець – ст. наук. співр. Танкевич С.Є.).

Мета наукового завдання – створення науково-технічних засад підвищення ефективності балансування та розподілу електроенергії в ОЕС України з урахуванням європейських вимог шляхом розроблення інформаційних моделей, вимог та заходів щодо формування об'єднань виробників та постачальників електроенергії та взаємообміну інформацією між ними.

Суть наукових завдань: виконання аналізу основних можливих моделей керування даними на ринку електричної енергії для визначення найбільш перспективної та доцільної моделі з урахуванням поточного стану розвитку ринку електричної енергії України; розроблення загальної бізнес-інформаційної моделі врегулювання небалансів; визначення технічних, комерційних та регуляторних аспектів, що впливають на функціонування балансувальних груп з урахуванням міжнародних норм та чинного законодавства України. Показано, що керування даними містить процеси валідації, зберігання, захисту, обробки та отримання як комерційних, так і технологічних даних. Відзначено, що в широкому сенсі існує два підходи до керування даними: децентралізований та централізований. У централізованому підході одна сторона є відповідальною за керування даними, що може також їх збирати, зберігати, обробляти та надавати доступ до них. У децентралізованому підході кілька різних сторін можуть бути включені в цей процес. На основі виконаних досліджень та з огляду на впровадження в Україні нової системи керування даними на ринку електроенергії визначено доцільним впровадження саме централізованої моделі в частині оператора даних. Перевагою централізованої моделі є полегшена верифікація та організація обміну даними і, як наслідок, можливість зменшення інвестиційних витрат на впровадження такої системи та спрощення реалізації такого проекту. За результатами роботи в процесі розроблення основних положень щодо обміну даними між учасниками ринку електроенергії визначено доцільним базуватися на моделі реалізації обміну даними на ринку електроенергії з використанням централізованого сховища (концентратора) даних у відповідності до визначених Європейською комісією основних моделей керування даними.

Отримані **нові результати** дозволили визначити, що для забезпечення стандартизованого інформаційного обміну електронними даними та документами на ринку електричної енергії України, що здійснюється з метою ведення торгівельних та бізнес-операцій, необхідними передусім є документи, які стосуються керування енергетичними системами та

пов'язаними з ним процесами інформаційної взаємодії. Мова йде, насамперед, про стандарти Міжнародної електротехнічної комісії серії IEC 62325, що стосуються використання сучасних мережевих технологій для забезпечення ефективного функціонування ринку електроенергії, в тому числі створення системи інформаційно-технологічного забезпечення керування його роботою, надійності, оперативності та безпеки комунікаційних систем.

Виконано аналіз і зіставлення ролей та бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії та відповідних ролей і сегментів ринку електроенергії, що планується впровадити в Україні. На основі виконаного аналізу показано, що розподіл ролей у новій моделі ринку електроенергії України в цілому відповідає європейській гармонізованій моделі. Суттєва різниця між європейською моделлю та моделлю ринку електроенергії України полягає в об'єднанні багатьох ролей та функцій Оператором системи передачі. Зокрема, зіставлення показало, що Оператор системи передачі виконує велику кількість ролей в сегменті комерційного обліку, розподілу пропускної спроможності, урегулювання небалансів, планування, оскільки він є Адміністратором комерційного обліку, Адміністратором розрахунків, Стороною, відповідальною за розподіл, валідацію та координацію пропускної спроможності, Системним оператором та Стороною, відповідальною за резервування пропускної спроможності. На основі проведених досліджень удосконалено концептуальну бізнес-інформаційну модель ринку електричної енергії України на основі гармонізації рольової моделі ENTSO-E. Виконано розробку окремих складових бізнес-інформаційної моделі урегулювання небалансів на основі положень міжнародних стандартів серій IEC 62325. Важливою складовою процесів урегулювання небалансів є реалізація зазначених процесів в межах балансувальних груп – нових для України ринкових об'єднань учасників ринку.

Показано, що дрібним споживачам і виробникам важко потрапляти в окремі сегменти ринку та брати в них участь, враховуючи складність балансування їх графіків навантаження. Тому в деяких європейських країнах використовується підхід консолідації таких споживачів і виробників в балансувальні групи. Подібний підхід також передбачений і в Законі України «Про ринок електроенергії», де балансувальна група визначена як об'єднання учасників ринку, у межах якого визначений договором учасник несе відповідальність за баланс електричної енергії всіх інших учасників ринку, що входять до зазначеної групи.

У роботі визначено технічні, комерційні та регуляторні аспекти, що впливають на функціонування балансувальних груп з урахуванням міжнародних норм та чинного законодавства України. Розглянуто приклад такого об'єднання учасників ринку, що має бути фактично сформовано в Україні, – балансувальну групу виробників за "зеленим" тарифом, питанням урегулювання небалансів якої займається сторона, відповідальна за баланс, а саме Гарантований покупець. Враховуючи особливості формування власних графіків роботи та технологічні обмеження для участі виробників електричної енергії за "зеленим" тарифом, саме Гарантований покупець від їх імені забезпечує подання заявок та пропозиції щодо продажу та купівлі електроенергії в організованих сегментах ринку електроенергії, а саме ринку «на добу наперед» та балансувальному ринку. Визначено ряд важливих задач, які мають вирішувати балансувальні групи: забезпечення балансу в межах балансувальної групи; використання балансувальної енергії для покриття різниці між фактичними і передбачуваними обсягами електроенергії в мережі; створення системи фінансового врегулювання питань використання балансувальної енергії та надання аналогічних послуг; покращення інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему. Показано, що слід виділяти такі основні типи балансувальних груп: торгові балансувальні групи, балансувальні групи постачальників (головним чином використовуються для забезпечення споживачів) та комбіновані балансувальні групи (для торгівлі й забезпечення споживачів).

Розроблена загальна бізнес-інформаційна модель урегулювання небалансів, яку уточнено з використанням діаграм послідовностей дій та діаграми взаємодій, що визначають інформаційні потоки та послідовність обміну даними. Така модель дозволяє сформулювати загальні вимоги щодо побудови автоматизованої інформаційної системи врегулювання небалансів та її взаємодію з суміжними системами, а також забезпечити загальне уявлення

про модель та принципи функціонування цього сегменту лібералізованої моделі ринку електричної енергії України. Отримані результати роботи є основою для забезпечення функціонування нових сегментів ринку електричної енергії з урахуванням технологічних особливостей функціонування ОЕС України.

Результати робіт використано:

– при впровадженні міжнародних стандартів серії ІЕС 62325 як національних, а саме ІЕС 62325-451-2; ІЕС 62325-451-3; ІЕС 62325-451-4;
– під час гармонізації та науково-технічного редагування термінів та визначень відповідних понять гармонізованої рольової моделі ринку електроенергії, а також розробці уточненої загальної схеми гармонізованої моделі ринку електроенергії з використанням методології моделювання UMM, що виконані на замовлення ДП «НЕК «Укренерго».

За тематикою наукового завдання опубліковано монографію та 4 статті у фахових виданнях.

Джерело фінансування наукових завдань – загальний фонд Державного бюджету, код програмної класифікації видатків 6541030 (прикладні дослідження). Наукові завдання виконувалися відповідно до Постанов Президентії НАН України № 311 від 30.12.2015 р., № 369 від 27.12.2017 р. та розпорядження Президентії НАН України від 01.02.2018 р. № 69. Шифр – «Об'єднання». Державні реєстраційні номери робіт: 0116U006459, 0116U006639, 0116U006461.

1. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
2. Буткевич О.Ф., Парус Є.В. Оперативний аналіз післяварійного стану розподільних електричних мереж засобами інтелектуальної системи. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2018. Вип. 51. С. 5 – 12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2018.51.005>
3. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Заславський А.І., Мірошник В.О. Багатофакторне моделювання та аналіз електричного навантаження енергосистеми за даними довготривалої передісторії. *Техн. електродинаміка*. 2018. № 1. С. 87 – 93. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.01.087>
4. Черненко П.О., Мартинюк О.В. Декомпозиція добового графіку електричного навантаження енергосистеми і моделювання його складових при короткостроковому прогнозуванні. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 6. С. 86 – 94.
5. Черненко П.О., Мірошник В.О. Підвищення точності короткострокового прогнозування електричного навантаження за допомогою штучної нейронної мережі з врахуванням зміни структури споживання протягом року. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. Вип. 48. С. 5 – 11. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.005>
6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Побудова бізнес-інформаційних моделей організації енергетичного менеджменту при впровадженні нової моделі ринку електроенергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С. 7 – 14.
7. Блінов І.В., Танкевич С.Є. Підходи до об'єднання учасників конкурентного ринку електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 3. С. 39 – 44.
8. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. *2nd IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2016. Pp. 107 – 109.

УДК 621.311

МОДЕЛИ, СРЕДСТВА И МЕРОПРИЯТИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ КОМПАНИЙ, БАЛАНСИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОЭС УКРАИНЫ

А.В. Кириленко, акад. НАН України, **А.Ф. Буткевич**, докт. техн. наук, **П.А. Черненко**, докт. техн. наук, **И.В. Блинов**, докт. техн. наук
Институт електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна
email: kyrylenko@ied.org.ua

Кратко изложены основные результаты выполнения в отделе № 3 Института электродинамики НАН Украины научных заданий Целевой комплексной программы научных исследований НАН Украины «Научно-технические основы энергетического сотрудничества между Украиной и Европейским Союзом» (Объединение-3). Библиографический список: 8, рис. 2, таблица 1.

Ключевые слова: электроснабжение, релейная защита и автоматика, послеаварийное состояние электрической сети, модель, интеллектуальная система, краткосрочное прогнозирование электропотребления, искусственные нейронные сети, рынок электроэнергии, пропускная способность

THE MODELS, TOOLS, AND MEASURES TO ENSURE RELIABLE AND EFFICIENT OPERATION OF ENERGY SUPPLY COMPANIES, BALANCING AND DISTRIBUTION OF ELECTRICITY IN THE IPS OF UKRAINE

O.V.Kyrylenko, O.F.Butkevych, P.O. Chernenko, I.V. Blinov

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

email: kyrylenko@ied.org.ua

The main results execution of scientific tasks of the Target Complex Program of Scientific Researches of the National Academy of Science of Ukraine "Scientific and technical bases of energy cooperation between Ukraine and the European Union" (Association-3) obtained in the department No 3 of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine are shortly presented. References 8, figures 2, table 1.

Keywords: power supply, relay protection and automatics, electric network post emergency state, model, intelligent system, short-term power consumption forecasting, artificial neural networks, electric power market, transmission capacity

1. Smart electric networks: the elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2016. 400 p. (Ukr)
2. Butkevych O.F., Parus E.V. Operational analysis of the post-emergency state of distribution electric networks by means of an intelligent system. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2018. Vol. 51. Pp. 5 – 12. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2018.51.005>
3. Chernenko P., Martyniuk O., Zaslavsky A., Miroshnyk V. Multifactor modeling and analysis of electrical load of the power system using the data of long-term prehistory. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2018. No 1. Pp. 87 – 93. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.01.087>
4. Chernenko P., Martyniuk O. Decomposition of Daily Schedule of Electric Load of Power System and the Modeling of its Components in the Short-Term Forecasting. *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. 2017. No 6. Pp. 86 – 94. (Ukr)
5. Chernenko P., Miroshnyk V. Increasing the accuracy of short-term electrical forecasting with considering to changes in the structure of consumption during the year. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2017. Vol. 48. Pp. 5 – 11. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.005>
6. Kyrylenko O., Blinov I., Tankevych S. Business information modeling of energy management when implementing the new model of electricity market in Ukraine. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2016. No 3. Pp. 7 – 14. (Ukr)
7. Blinov I., Tankevych S. Approaches to association of competitive electricity market participants. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2017. No 3. Pp. 39 – 44. (Ukr)
8. Blinov I.; Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. *2nd IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv, Ukraine. 2016. Pp. 107 – 109.

Надійшла 07.06.2019

Received 07.11.2019