

П. Д. ЛУЦІВ, Н. В. ОСТРА

ФОРМУВАННЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОЇ МОДЕЛІ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ВИТРАТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 150–0,38 КВ

В роботі розроблено концептуальну модель процесу управління технологічними витратами електричної енергії в розподільчих електричних мережах 150–0,38 кВ. Проаналізована актуальність та необхідність розробки концептуальної моделі процесу управління технологічними витратами електроенергії, що здійснюється по відношенню до системи розподілу електричної енергії (або ж електророзподільчої системи) в цілому, включно із розподільчими електричними мережами 150–0,38 кВ. В роботі запропоновано концептуальну декомпозицію, розглянуто опис та формалізацію процесу управління електророзподільчою системою за критерієм зниження технологічних витрат електроенергії. Запропонована концептуальна модель описує процес управління технологічними витратами електричної енергії в електророзподільчій системі, як процес регулярного покращення (оптимізації) функціонування електророзподільчої системи та дозволяє у подальшому оптимізувати та автоматизувати процес управління технологічними витратами електроенергії в електророзподільчій системі, з метою досягнення вищих рівнів енергоефективності її функціонування. Показано, що ця модель може бути застосована для вирішення завдань не тільки стратегічного і тактичного управління (в розрізі років та місяців) при формуванні планів розвитку та поточної експлуатації систем розподілу, але і оперативної оптимізації технологічними витратами електроенергії в темпі процесу. За умови розробки відповідного програмного забезпечення (включаючи прогнозування режимів електророзподільчої системи та впливів зовнішнього середовища), система керування технологічними витратами електроенергії представлена трьома контурами керування, які відповідають етапам її розвитку. Показано процеси та інформаційні зв'язки між ними для кожного контуру управління. Кожний процес в концептуальній моделі керування технологічними витратами електроенергії має своє формальне представлення через узагальнені функціональні залежності, а інформаційні зв'язки між процесами відповідають аргументам та значенням цих функцій. Концептуальна модель описує процес управління технологічними витратами електроенергії в електророзподільчій системі як процес регулярного покращення (оптимізації) її функціонування через підвищення її енергоефективності.

Ключові слова: технологічні витрати електричної енергії, система розподілу електричної енергії, концептуальна модель, управління технологічними витратами електроенергії.

P. D. LUTSIV, N. V. OSTRA

DEVELOPMENT OF A CONCEPTUAL MODEL FOR MANAGEMENT OF TECHNOLOGICAL LOSSES OF ELECTRICITY IN DISTRIBUTION NETWORKS 150-0.38 KV

The work developed a conceptual model of the process of managing the technological costs of electrical energy in 150–0.38 kV distribution networks. The relevance and necessity of developing a conceptual model of the process of managing the technological costs of electricity, which is carried out in relation to the system of distribution of electrical energy (or the electrical distribution system) as a whole, including distribution electrical networks of 150–0.38 kV, is analyzed. The paper proposes a conceptual decomposition, considers the description and formalization of the power distribution system management process based on the criterion of reducing the technological costs of electricity. The proposed conceptual model describes the process of managing the technological costs of electricity in the power distribution system, as a process of regular improvement (optimization) of the functioning of the power distribution system and allows further optimization and automation of the process of managing the technological costs of electricity in the power distribution system, in order to achieve higher levels of energy efficiency of its functioning. It is shown that this model can be used to solve the tasks of not only strategic and tactical management (in terms of years and months) when forming development plans and current operation of distribution systems, but also operational optimization of technological costs of electricity at the pace of the process. Provided that the appropriate software is developed (including the forecasting of power distribution system modes and external environmental influences), the system for managing the technological costs of electrical energy is represented by three control loops that correspond to the stages of its development. Processes and information links between them are shown for each control loop. Each process in the conceptual model of the management of technological costs of electric energy has its own formal representation through generalized functional dependencies, and the information links between the processes correspond to the arguments and values of these functions. The conceptual model describes the process of managing the technological costs of electrical energy in the power distribution system as a process of regular improvement (optimization) of its functioning through increasing its energy efficiency.

Keywords: technological losses of electric energy, electricity distribution system, conceptual model, management of technological losses of electric energy.

Вступ. Процес реалізації комплексу робіт, направлених на зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) в розподільчих електричних мережах систем розподілу, по своїй суті, є процесом управління ТВЕ. Він передбачає не лише визначення та аналіз ТВЕ [1–3], локалізацію непродуктивних ТВЕ і виявлення їх причин, але й також планування, організацію та контроль за виконанням організаційно-технічних заходів (ОТЗ) зі зниження ТВЕ [4]. Крім того, також аналіз і оцінювання ефективності цих заходів.

Не зважаючи на широкий спектр практичних рекомендацій щодо розробки та реалізації ОТЗ зі зниження ТВЕ [4], сам процес управління ТВЕ в системах розподілу електроенергії на даний час в значній мірі не описано та не формалізовано. Тому,

виникає необхідність у розробці концептуальної моделі процесу управління ТВЕ, що здійснюється по відношенню до системи розподілу електричної енергії (або ж електророзподільчої системи ЕРС) в цілому, включно із розподільчими електричними мережами 150–0,38 кВ [5], яка є об'єктом управління [6, 7].

Метою роботи є концептуальна декомпозиція, опис та формалізація процесу управління ЕРС за критерієм зниження ТВЕ, яка дозволить у подальшому оптимізувати та автоматизувати процес управління ТВЕ в ЕРС, з метою досягнення вищих рівнів енергоефективності її функціонування.

Результати дослідження. Оперативні, тактичні, а особливо стратегічні рішення, які приймаються керівництвом оператора системи розподілу (ОСР) щодо

© П. Д. Луців, Н. В. Остра, 2024

реалізації ОТЗ зі зниження технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) потребують залучення значних матеріальних та організаційних ресурсів на всіх стадіях їх реалізації. Підтримка прийняття рішень щодо вибору об'єктів зниження ТВЕ та ефективної реалізації ОТЗ потребує в свою чергу аналізу значного обсягу розрізної інформації щодо: поточного та прогнозованого стану розподільчих електричних мереж і системи обліку електроенергії, системи потоків і балансів електроенергії, а також зовнішніх факторів, які впливають на ефективність розподілу електроенергії.

Управління ТВЕ потребує також нагромадження та експертного аналізу інформації (даних) щодо рекомендованих та реалізованих ОТЗ на об'єктах розподілу електроенергії, їх ефективності та (що особливо важливо) доцільності застосування в подальшому. Не зважаючи на наявність значної кількості практичних методичних рекомендації щодо застосування ОТЗ із зниження ТВЕ, аналіз їх процесу розробки та реалізації як системи управління ТВЕ – не проводиться.

Підвищення ефективності виконання всіх видів ОТЗ (особливо ресурсозатратних, пов'язаних із розвитком і модернізацією електричних мереж), – потребує переходу від узагальненого (за звітними витратами по всіх мережах ОСР в цілому) до структурованого адресного управління ТВЕ із пофрагментним, пооб'єктним та поелементним контролем за технологічними витратами електроенергії в розподільчих мережах.

У найбільш загальному вигляді система розподілу електроенергії [5], або ж ЕРС, як об'єкт управління технологічними витратами електроенергії (ТВЕ) може бути представлена (рис.1) шляхом декомпозиції за ознакою власності розподільчих мереж та приєднаних до них електроустановок трьома основними складовими частинами, які включають: власне розподільчі мережі ОСР (D) та приєднані до них електричні мережі та електроустановки споживачів (J), а також приєднані електроустановки генерації електроенергії виробників та електричні мережі оператора системи передачі (ОСП) і сусідніх ОСР (Q).

Для відображення ЕРС як об'єкта управління ТВЕ вищезазначені складові, що представляють фізичні процеси перетікання електроенергії в розподільчих мережах та їх організаційне і документальне забезпечення, – доповнюються процесом визначення ТВЕ (R), який за своєю природою є виключно інформаційним процесом.

Визначення величини ТВЕ (ΔW , кВт*год) як основного параметра енергоефективності функціонування ЕРС, – передбачає опрацювання вимірних обсягів перетікання електроенергії W в точках обліку на об'єктах розподілу електроенергії, приведення їх до меж балансової належності мереж чи об'єктів розподілу. Розподільча мережа ОСР підлягає управляючим впливам X_1 зі сторони системи управління та X_2 зі сторони зовнішнього середовища. Необхідний для контролю за об'єктом управління розрахунок ТВЕ (який є частиною процедури визначення ТВЕ R) здійснюється шляхом агрегування та визначення різниці між потоками

відпуску (у мережу) W_+ і віддачі (з мережі) W_+ електроенергії як для розподільчих мереж ОСР в цілому, так і пофрагментно.

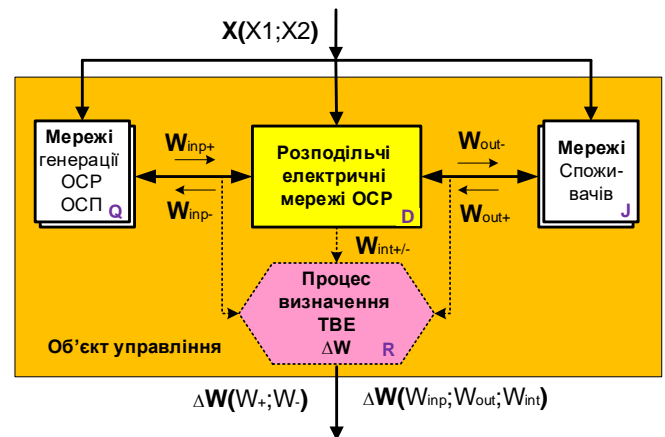


Рисунок 1 – Спрощена модель ЕРС, як об'єкта управління технологічними витратами електроенергії

Більш повна інформація необхідна для реалізації процесу управління ТВЕ в розподільчих електричних мережах 150–0,38 кВ представлена за допомогою узагальненої концептуальної моделі ЕРС [7], яка повинна забезпечити можливість побудови і експлуатації системи управління ТВЕ [8, 6].

Концептуальна модель ЕРС охоплює всі складові розподільчих електричних мереж та аспекти процесу розподілу електроенергії [5], включаючи електроустановки розподільчих електричних мереж (U), що складаються із засобів розподілу (лінії електропередачі, силові трансформатори, секції шин, вузли з'єднань, тощо), комутування (комутаційні апарати, – вимикачі, роз'єднувачі, тощо) та регулювання потоків електроенергії (компенсуючі установки, вольтододавальні трансформатори, РПН, БСК, ДГК, тощо), а також самі потоки активної і реактивної електроенергії W , які перетікають через розподільчі мережі (F) та засоби диспетчерсько-технологічного управління електричними мережами і потоками електроенергії, регулювання і захисту (C).

На рис. 2 представлено важливий для розуміння процесів управління ТВЕ фрагмент (D) концептуальної моделі ЕРС O (розподільчі електричні мережі 150–0,38 кВ ОСР). На цій схемі кожен із елементів концептуальної моделі має унікальне символічне позначення, яке формується із літер латинського алфавіту що відповідають різним функціональним призначенням цих елементів та аспектам розподілу електроенергії. Кожен із аспектів процесу розподілу електроенергії для фрагмента ЕРС (D) представлений трьома основними горизонтальними рівнями на яких реалізуються відповідно процеси: розподілу/транспортування (перетікання), споживання та генерування електричної енергії в електроенергетичних системах (E); електрофізичних вимірювань (зокрема, визначення величини потоків електроенергії) та діагностування технічного стану обладнання (M); збору, опрацювання та аналізу інформації, отриманої в результаті вимірювання та діагностування (I).

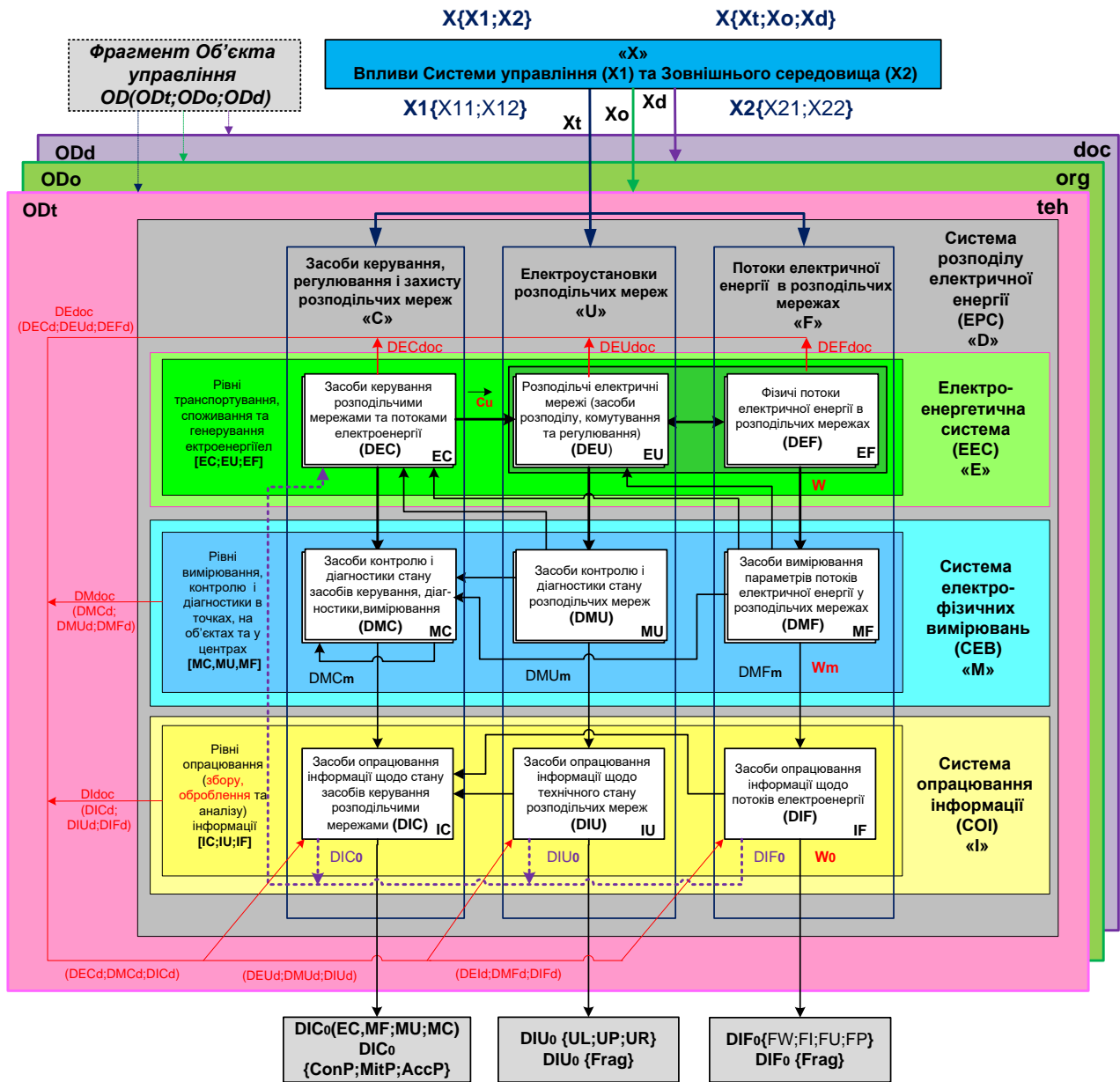


Рисунок 2 – Фрагмент концептуальної моделі ЕРС (об’єкт управління – розподільчі електричні мережі 150–0,38 кВ ОСР)

Процеси перших двох рівнів безпосередньо пов’язані із відповідними двома групами матеріальних (технічних) об’єктів, одна із яких підлягає вимірюванню чи/та діагностуванню (Е), а друга (М) є інструментальним засобом по відношенню до першої. Засоби вимірювання/діагностування (М) є джерелом інформації для третього процесу (І). Слід зазначити, що результатом інформаційного процесу (І) діагностування обладнання електроустановок розподільчих мереж (DIU) та засобів управління (DIC) є інформація щодо технічного стану обладнання (DEC; DMC; DMU; DMF), яка необхідна для висновків щодо необхідності технічного обслуговування, ремонту чи реконструкції (модернізації) цього обладнання, а також визначення вимірювальних похибок потоків електроенергії. Інформаційний процес (DIF), передбачає опрацювання результату вимірювання потоків електроенергії (DMF) включаючи збір і валідацію/верифікацію вимірюваних

величин (струмів, напруг, обсягів перетікання активної та реактивної складових електроенергії, тощо) в точках вимірювання та приведення їх до межі балансової належності мереж (ОСР із іншими учасниками ринку електроенергії), а також агрегування цієї інформації за площадками розподілу електроенергії, фрагментами мереж із визначенням небалансів. Очевидно, що опрацювання інформації неможливе без використання даних, які містяться у відповідних складових документальних описів ODt. Отримана в результаті опрацювання результуюча інформація (DIC, DIU, DIF) повинна оперативним способом поступати в необхідний спосіб на засоби керування ЕРС (DEC), а також повинна бути доступною як для підсистеми визначення та аналізу ТВЕ (R) так і для системи зовнішнього по відношенню до ЕРС управління ТВЕ (в темпі реалізації циклів управління).

Повна концептуальна модель ЕРС як об’єкта управління ТВЕ DO(DOt; DOo; DOd) включає три

складові за аспектами відображення ЕРС: технічну **DOt** (**t, teh** – матеріальні технічні об'єкти та потоки електроенергії, а також технічні засоби і результати вимірювання); організаційну **DOo** (**o, org** – персонал та організаційні структури, які здійснюють експлуатаційний супровід, ремонт та модернізацію **DOt** та керують матеріальними об'єктами та потоками електроенергії, а також засобами вимірювання); **DOd** (**d, doc** – документи, технічні описи, методичні вказівки та регламенти, які описують та визначають порядок функціонування **DOt** та **DOo**). Відповідно до кожного вищезазначеного аспекта на ЕРС мають місце цілеспрямовані впливи **X1(X1t; X1o; X1d)** та впливи зовнішнього середовища **X2(X2t; X2o; X2d)**. Ці впливи (як контрольовані та неkontrolьовані) спричиняють зміни у всіх складових, відображених у концептуальній моделі ЕРС і дозволяють реалізовувати заходи зі зниження ТВЕ.

Слід зазначити, що за повною аналогією до схеми (**OD**) (рис. 2) можуть бути описані два інші фрагменти концептуальної моделі ЕРС, які відносяться до мереж та електроустановок споживачів електроенергії (**J**) та виробників електроенергії і сусідніх операторів (**Q**). З усіх фрагментів **Dt, Qt, Jt**, які разом утворюють технічну підсистему **Ot (Dt;Qt;Jt)** та входять до ЕРС, яка є об'єктом управління **O(Ot;Oo;Od)**, – збирається та подається на **Rt** інформація щодо зафіксованих параметрів потоків електроенергії W_{0+} та W_{0-} в точках обліку на межі балансової належності мереж, фрагментів і об'єктів мереж: **DIF(W0)** разом із **QIF(W0)** та **JIF(W0)**. Отримані в таким чином потоки електроенергії $W_0(W_{0+};W_{0-})$ використовуються для розрахунку (**R**) параметрів ТВЕ **RDIF** (ΔW , кВт*год), власне які і є основним виходом об'єкта управління.

Слід також зазначити, що інформаційним виходом ЕРС як об'єкта управління після виконання процедур **R** (рис.1) є також дані щодо зміни узагальнених статистичних параметрів електричних мереж **RDIUt** (таких як сумарні та усереднені величини потужностей навантажувальних втрат та втрат неробочого ходу силових трансформаторів, довжин ліній електропередачі на різних ступенях напруги, тощо), а також зміни параметрів системи вимірювання та управління **RDIUt** (таких як сумарні та усереднені кількості точок дистанційної комутації, зокрема, реклоузерів, а також точок/вузлів/приладів вимірювання з належним класом точності, у тому числі неавтоматизованих або ж автоматизованих із включенням у AMR-підсистеми SmartGrid [9], тощо). Очевидно, що ТВЕ у ЕРС, які оцінюються за зміною вхідних та вихідних потоків електроенергії (ΔW , кВт*год) будуть залежати як від зміни вищезазначених технічних параметрів розподільчої мережі (**EU**), так і від її рівня автоматизації і насиченості різноманітними засобами керування (**EC**), включаючи засоби вимірювання та оперативної діагностики (**MF, MU, MC**).

На представленій узагальненій концептуальній моделі керування технологічними витратами електроенергії (рис. 3) центральне місце займає ЕРС (**K02**), як самостійно функціонуючий об'єкт управління, що забезпечує неперервний розподіл електроенергії від виробників до споживачів.

На об'єкт керування мають місце впливи (**K01**) зовнішнього середовища $X_2[X_{21};X_{22}]$, як фізичні (погодно-кліматичні умови, сезонні зміни температурних режимів, тощо), так і соціально-економічні (пов'язані із розвитком економіки, зміною тарифів на розподіл та постачання електроенергії, воєнними діями, тощо). Впливи зовнішнього середовища X_2 (**K01**) можна поділити на контрольовані X_{21} , що можуть бути виміряні і зафіксовані в процесі експлуатації ЕРС, та неkontrolьовані X_{22} - величини які не можуть вимірюватися та фіксуватися. Водночас, основними з точки зору управління ТВЕ є цілеспрямовані регулюючі впливи системи керування $X_1[X_{11};X_{11}]$, які спричиняють необхідні зміни у електроенергетичній (**E**) системі (включаючи: електроустановки (**EU**), засоби керування та захисту (**EC**) та потоки електроенергії (**EF**)), а також у системі електрофізичних вимірювань (**M**) та у системі опрацювання вимірної інформації (**I**), яка в кінцевому випадку дає можливість визначити величину потоків електроенергії W_0 (кВт*год) на межі балансової належності мереж та на межах фрагментів розподільчих мереж. При цьому, слід розрізняти реальні потоки електроенергії W та величини їх вимірювань W_m та довізначених в результаті розрахунків значень W_0 . Одним із найбільш актуальних завдань оптимізації управління ТВЕ є забезпечення максимальної достовірності, точності та повноти визначення W : $\min(W_m - W)$ та $\min(W_0 - W)$.

Впливи на ЕРС X_1 це сукупність всіх дій по відношенню до ЕРС (**K02**) зі сторони персоналу ОСП та підрядних організацій, власників об'єктів ЕРС, які націлені на забезпечення нормального функціонування (діагностика, технічне обслуговування, поточні і капітальні ремонти), а також модернізацію і розвиток усіх складових частин ЕРС **O(E(U; C; F); M; I; R(ΔW))** незалежно від їх власності (розподільчі електричні мережі ОСП (**OD**) чи мережі на межі балансової належності споживачів (**OJ**) або ж інших учасників ринку електроенергії (**OQ**) – виробників, сусідніх ОСПів, ОСП). Ці впливи в першу чергу мають на меті забезпечити надійність (скоротити тривалість аварійних відключень), якість (дотримання параметрів потоків електроенергії в межах допустимого) та безпеку (по відношенню до оточуючого середовища і персоналу всіх учасників процесу) розподілу електроенергії, а також можливість приєднання до розподільчих мереж нових потужностей генерації і споживання електроенергії.

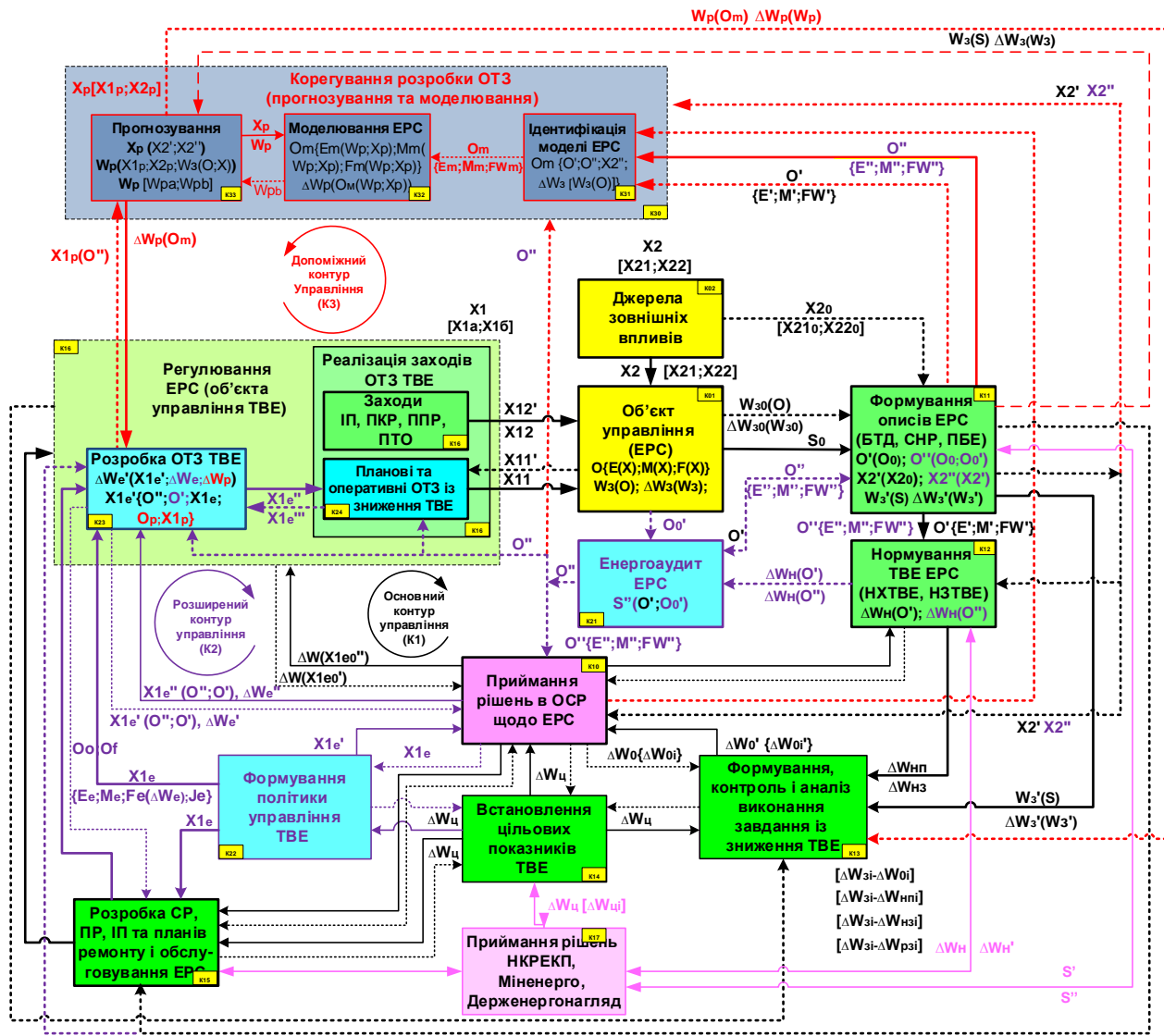


Рисунок 3 – Узагальнена концептуальна модель управління ТВЕ в системі розподілу електроенергії (ЕРС) (у розподільчих мережах 150–0,38 кВ)

За своїми наслідками вищезазначені впливи можуть мати як довготривалу дію (заміна силового, регулюючого та вимірювального обладнання, зміни у схемах нормального режиму, приєднання чи від'єднання потужностей генерації-споживання електроенергії, тощо) так і короточасне дію (оперативні перемикання в мережах, тимчасова зміна схеми живлення об'єктів споживання-генерації, регулювання режимів розподілу електроенергії, тощо). При плануванні та реалізації більшості довготривалих та короточасних управляючих впливів ЕРС (X1) зниження ТВЕ не є основною метою, але обов'язково повинно передбачатися в усіх капіталозатратних проектах модернізації і розвитку розподільчих мереж. При цьому слід розділяти впливи пов'язані із зниженням ТВЕ X11, а також впливи X12, – зниження ТВЕ при яких не буде мати місця чи буде незначним, або ж навпаки ТВЕ зростатимуть (наприклад внаслідок аварійної заміна силового трансформатора на резервний із більшими потужностями навантажувальних втрат та втрат неробочого ходу).

Впливи X [X1;X2] приводять до відповідних фізичних змін ТВЕ (ΔW) в електроенергетичній системі, які можна оцінити після розрахунку $\Delta W_0(W_0)$ на стадії визначення ТВЕ в ЕРС (R), яке здійснюється як для ЕРС в цілому ΔW_0 , так і пофрагментно $\Delta W_0\{\Delta W_{0i}(W_{0i})\}$ (де i – номер фрагмента на які поділено ЕРС), – по окремих підрозділах ЕРС, якими є райони електричних мереж (РЕМ) та енергодільниці в межах РЕМ або ж по фідерах за різними ступенями напруги чи пооб'єктно (на рівні підстанцій та розподільчих пунктів, ліній електропередачі).

Система керування ТВЕ представлена трьома контурами керування які відповідають етапам її розвитку. На рис. 3 графічно відображено процеси та інформаційні зв'язки між ними для кожного контуру управління (K1,K2,K3). Кожен процес в концептуальній моделі керування ТВЕ має своє формальне представлення через узагальнені функціональні залежності, а інформаційні зв'язки між процесами відповідають аргументам та значенням цих функцій. Центральне місце в усіх контурах керування, займає

процес прийняття рішень в ОСР(К10) щодо ЕРС (К02), який взаємодіє в основному контурі керування із усіма описаними нижче процесами.

Окремо слід виділити зовнішній по відношенню до ЕРС (К17) процес приймання рішень національного регулятора та галузевих органів державного управління (НКРЕКП, Міненерго, Держенергонагляд), – який передбачає: а) щорічну перевірку повноти і достовірності та підтвердження можливості використання для нормування ТВЕ окремих описів ЕРС (баз технічних даних, схем електричних мереж, даних щодо режимів експлуатації розподільчих мереж в помісячному зрізі); б) встановлення щорічних цільових показників із зниження ТВЕ; в) затвердження схем (10 років) та планів (5 років) розвитку систем розподілу електроенергії, а також щорічних інвестиційних програм ОСР та тарифів на розподіл електроенергії для ОСР, із фіксуванням тарифної складової на відшкодування ТВЕ. Рішення які приймаються по відношенню до ОСР що є власником ЕРС обмежують можливості ОСР до реалізації заходів із зниження ТВЕ в силу регламентування фінансових витрат як на розвиток і модернізацію ЕРС так і на проведення ремонтних робіт і технічне обслуговування мереж (включаючи оплату праці персоналу ОСР). Такі обмеження дещо знімаються при застосуванні зі сторони НКРЕКП стимулюючого RAB-регулювання в порівнянні із регулюванням по схемі “Затрати+”, але вимагають від ОСР зобов’язань щодо істотного покращення показників надійності, якості, безпеки та зниження ТВЕ.

У відповідності до схеми на рис. 1 основний контур управління ТВЕ (К1) передбачає послідовне виконання наступних процедур: формування описів ЕРС (К11) нормування ТВЕ в мережах ЕРС(К12); встановлення цільових показників ТВЕ(К14), а також відповідно до цих показників – формування, контролю і аналізу виконання завдання із зниження ТВЕ(К13); розробки стратегічних та поточних планів розвитку, ремонту та експлуатації ЕРС (К15); які уже містять заходи із зниження ТВЕ; регулювання ЕРС як об’єкта управління ТВЕ (К16), – через які безпосередньо здійснюються управляючі впливи на ЕРС (К02) з метою підтримки її надійного, якісного і безпечного функціонування, включаючи зниження ТВЕ. Кожен цикл управління (тривалість якого один календарний місяць) у відповідності до процесів основного контура (К1) завершується збором, опрацюванням та аналізом звітної інформації, порівнянням (К13) досягнутих результатів (звітних ТВЕ ΔW_{0z}) із цільовими ($\Delta W_{ц}$) показниками ТВЕ (К14) та нормативними (ΔW_{0z}) значеннями ТВЕ(К12).

Підготовка процесу управління ТВЕ для ЕРС (К01) розпочинається із щорічного формування описів ЕРС (К11) які включають бази технічних даних (БТД) та схеми нормальних режимів (СНР) мереж ЕРС, зафіксовані щомісячно потоки і баланси електроенергії (ПБЕ), режимні дані для мереж 150-20кВ та 10-0,4кВ (за минулий річний звітний період) та розроблення на підставі цих описів нормативної характеристики ТВЕ (НХТВЕ) у відповідності до вимог ГНД 34.09.104-2003 [1] на наступний річний період у взаємодії із

уповноваженою експертною організацією. На цьому етапі також здійснюється розробка нормативу ТВЕ на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів згідно ГНД 34.09.203-2004 [2]. Сформована таким чином НХТВЕ разом із базою технічних даних ЕРС, що міститься в описах ЕРС (К11) в кінцевому разі повинна бути розглянута і погоджена Міненерго і затверджена (К17) постановою національного регулятора НКРЕКП (К17). Розробка НХТВЕ для підрозділів ОСР – РЕМ та їх енергодільниць (ЕД) здійснюється ОСР самостійно шляхом розбиття розподільчих електричних мереж ЕРС на фрагменти за балансовим принципом по відношенню до своєї організаційної структури. Слід зазначити, що НХТВЕ являє собою функціональну залежність величини ТВЕ ($\Delta W_{н}$) від зафіксованих щомісячно обсягів перетікання електроенергії в ЕРС, яка дозволяє визначити нормативні значення ТВЕ (НЗТВЕ), а саме: постійні і змінні складові ТВЕ за ступенями напруги та типами елементів розподільчих мереж (силові лінії та трансформатори, інші елементи мереж) умовно-постійні втрати та витрати на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів. В основу НХТВЕ покладена структурно-балансова модель розрахунку ТВЕ [1]. При затвердженні НХТВЕ здійснюється макропрогнозування обсягів відпуску/відбору електроенергії у/із розподільчої мережі ОСР (як правило на рівні минулого річного звітного періоду) та розраховуються відповідні прогнозні щомісячні НЗТВЕ на наступний річний звітний період. Ці розрахунки є основою для щорічної розробки та корегування (К15) Схем розвитку електричних мереж (СР), Планів перспективного розвитку (ППР) та Інвестиційних програм (ІП) ОСР, - у яких фіксуються та затверджуються (К17) серед іншого всі капіталозатратні заходи із зниження ТВЕ.

На першому етапі щомісячного циклу управління ТВЕ (К1) перед визначенням прогнозованих значень НЗТВЕ (К12) здійснюється прогнозування величини потоків електроенергії W_0 (кВт*год) для усіх точок на межі балансової належності мереж 150–10 кВ та окремо мереж 10–0,4 кВ із щомісячним прогнозуванням корисного відпуску (відбору) електроенергії з мереж ЕРС для споживачів W_0 - та надходження електроенергії (відпуску електроенергії в мережу) від виробників та інших учасників ринку електроенергії W_0+ – за ступенями напруги 150–110 кВ, 35 кВ, 27 кВ, 20 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,38 кВ. Це прогнозування здійснюється для горизонту не більше як один календарний місяць із врахуванням помісячної передісторії функціонування ЕРС у поточному і попередніх звітних календарних роках (яка фіксується у відповідності до щомісячної форми відомчої статистичної звітності 1Б-ТВЕ. Розрахунок прогнозованих НЗТВЕ для ЕРС в цілому здійснюється у відповідності до щорічно затвердженої НХТВЕ та прогнозованих потоків електроенергії $W_0\{W_{j0};W_{j0}-\}$, де j – точки комерційного обліку (ТКО) чи групи ТКО, за якими здійснюється прогнозування перетоків електроенергії. Такий розрахунок проводиться також для РЕМ та енергодільниць РЕМ. Інструментами визначення як звітних так і прогнозованих НЗТВЕ є програмні комплекси TRANZ (розрахунок НЗТВЕ для

мереж 150-27кВ) та SLAMO (розрахунок НЗТВЕ для мереж 10-0,38кВ), які реалізують НХТВЕ затверджену НКРЕКП. В результаті проведених розрахунків отримується множина прогнозованих нормативних ТВЕ на календарний місяць для ЕРС в цілому та пофрагментно $\Delta W_0\{\Delta W_i\}$, де i – фрагменти розподільчої мережі які входять до складу ЕРС. Ця інформація (разом із історичними даними щомісячних звітних НЗТВЕ) є вихідною для формування завдання із зниження ТВЕ (K13) шляхом встановлення гранично допустимих рівнів ТВЕ для ОСР в цілому і кожного його підрозділу зокрема. При формуванні завдання із зниження ТВЕ для структурних підрозділів ОСР, кожен із яких закріплений за певним фрагментом розподільчих електричних мереж, - в першу чергу беруться до уваги цільові показники зниження ТВЕ встановлені (K14) та скоординовані із іншими цілями діяльності ОСР (надійність, якість, безпека) із врахуванням вимог НКРЕКП (K17), поточного стану ЕРС та можливостей ОСР.

З метою виконання завдання із зниження ТВЕ підрозділи ОСР переглядають свої щомісячні плани роботи та завдання які ставляться їх персоналу. На цьому етапі також можливі невеликі корегування (за погодженням із НКРЕКП) інвестиційної програми та річних планів капітальних і поточних ремонтів, планів технічного обслуговування, які можуть бути переглянуті, уточнені та перезатверджені (K15). Усі перелічені вище довнострокові плани в тій чи іншій мірі містять ОТЗ, націлені на зниження ТВЕ в ЕРС, роботи по виконанню яких організуються, виконуються, контролюються і аналізуються персоналом підрозділів ОСР впродовж поточного календарного місяця в ході регулювання ЕРС (K16). Контроль за виконанням цих планів можливий лише за результатами кожного звітного місяця, коли в повній мірі буде доступна інформація щодо обсягів корисного відпуску електроенергії по усіх категоріях споживачів, приєднаних до розподільчих мереж ОСР. Після завершення фіксування даних щодо режимів експлуатації і опрацювання даних обліку електроенергії по усіх категоріях приєднань до розподільчої мережі, – здійснюється не лише визначення загального та пофрагментного обсягів відпуску-відбору електроенергії (K11), але та розрахунок НЗТВЕ(12), результати якого дають змогу оцінити рівень виконання завдання із зниження ТВЕ за звітний період (календарний місяць).

Розширений контур управління (K2) включає до свого складу усі процеси основного контура (K1) із розширенням їх функціональних можливостей та окремі додаткові процеси: Енергоаудиту ЕРС (K21), Формування політики управління ТВЕ (K22), Розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23), Реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ (K24).

В ході реалізації процесу Енергоаудиту ЕРС (K21) проводяться дослідження усіх аспектів функціонування ЕРС, включаючи її технічну (t), організаційну (o) та документальну (d) складові. За результатами здійснюваних в ході енергоаудиту обстежень ЕРС (оглядів, документальних звірок та додаткових електротехнічних вимірювань) не тільки підвищується

достовірність Формування інформаційних описів ЕРС (K11) $O''\{E''; M''; F''; R''\}$ із уточненням даних щодо складу, зв'язків і структури ЕРС, але і що більш важливо, – отримується інформація про реальний експлуатаційний стан усіх складових частин ЕРС. Уточнені інформаційні описи ЕРС (K11) дають змогу покращити процес Нормування ТВЕ (K12), включаючи щомісячне прогнозування відбору-відпуску електроенергії в розподільчих мережах ЕРС. В результаті Енергоаудиту (K21) формується необхідна інформація для розробки і реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ, – шляхом локалізації фрагментів та об'єктів мереж (підстанцій, ліній електропередачі, розподільчих пунктів) із найбільшими ТВЕ (зокрема шляхом застосування пофідерного аналізу) та визначення причин понаднормативних ТВЕ, а також поточного оперативного контролю за результатами реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ із забезпеченням можливості виконання коригуючих дій щодо розробки та реалізації ОТЗ ще до завершення звітного календарного місяця.

Завданням Формування Політики управління ТВЕ (K23) є пріоритизація типових ОТЗ із зниження ТВЕ та категорій об'єктів розподільчих мереж для їх впровадження, а також визначення пріоритетних напрямків зниження ТВЕ при модернізації та розвитку СРЕ, включаючи приєднання до розподільчих мереж нових потужностей генерації і споживання. В загальному вигляді політика управління ТВЕ представляється множиною типових ОТЗ (X1e), які класифіковані у відповідності до складових частин (рис. 1 і 2) концептуальної моделі ЕРС [7]: $X1e\{(Ee; Me; Fe(\Delta We)); Je\}$, де Je – пріоритети типових ОТЗ, а ΔWe – очікувана величина зниження ТВЕ внаслідок запровадження типових ОТЗ. Політика управління ТВЕ передбачає також пріоритизацію об'єктів (Oo) та фрагментів (Of) розподільчих мереж на яких повинні бути реалізовані ОТЗ за важливістю зниження ТВЕ на цих об'єктах $Oo\{(Eo; Mo; Fo(\Delta Wo)); Jo\}$ та фрагментах $Of\{(Ef; Mf; Ff(\Delta Wf)); Jf\}$, де Jo та Jf – відповідно пріоритети об'єктів Oo та фрагментів Of для запровадження на них ОТЗ із зниження ТВЕ, а ΔWo та ΔWf – очікувана величина зниження ТВЕ на цих об'єктах/фрагментах.

Процес Регулювання об'єкта управління ТВЕ (K16), який був орієнтований на реалізацію усіх заходів, пов'язаних із розвитком, надійністю, якістю і безпекою розподілу електроенергії, доповнюється двома окремими процесами – Процесом розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) та Процесом реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ (K24) який в неявному вигляді уже був присутній при регулюванні ТВЕ (K16). В ході розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) обов'язково враховується Політика управління ТВЕ (K22), у відповідності до якої здійснюється вибір ОТЗ для реалізації із переліку типових ОТЗ згідно встановлених пріоритетів, – із орієнтацією на конкретні об'єкти та фрагменти розподільчих мереж. Із врахуванням описів ЕРС (O' та уточнених в результаті енергоаудиту O'') визначається перелік заходів $X1e'\{O''; O'; X1e; Oe; Of\}$ для конкретних складових частин ЕРС(O) та відповідний обсяг

очікуваних ТВЕ $\Delta W_e'(X1e'; \Delta W_e; \Delta W_o; \Delta W_f)$ за емпіричними статистичними оцінками.

Особливістю розширення контура управління (K1) контуром (K2) є не лише те що управління здійснюється згідно уточнених внаслідок Енергоаудиту (K21) даних, а вибір об'єктів для реалізації ОТЗ і самих ОТЗ із зниження ТВЕ здійснюється системно згідно єдиної Політики (K22), але і те що при реалізації ОТЗ (K24) появляється можливість враховувати оперативні дані експрес-енергоаудиту (K21) до завершення звітнього періоду експлуатації ЕРС та здійснювати корегуючі дії по відношенню до окремих ОТЗ до отримання звітних даних і оцінки кінцевих результатів реалізації ОТЗ.

Однак сам підхід до управління принципово не змінюється, оскільки обидва контури управління (K1, K2) орієнтовані на кінцеву оцінку результатів виконання ОТЗ із зниження ТВЕ лише після завершення тривалого періоду (календарного місяця), - коли будуть доступні в повному обсязі звітні дані щодо корисного відпуску електроенергії споживачам. Водночас прогнозування очікуваного енергозберігаючого ефекту із зниження ТВЕ в ЕРС при виборі конкретних ОТЗ (K23) та прийняття рішень щодо їх впровадження (K10) проводиться лише за статистичними даними на основі емпіричних оцінок.

Врегулювати ситуацію дозволяє введення допоміжного контура управління (K3), який передбачає Прогнозування (K33) режимів експлуатації W_p розподільчої мережі (включаючи впливи зовнішнього середовища $X1_p$) і поведінки ЕРС шляхом її моделювання (K32) у відповідності до прогнозованих режимів експлуатації ЕРС та запланованих цілеспрямованих впливів на ЕРС ОТЗ із зниження ТВЕ ($X2_p$). Управління із застосуванням допоміжного контура (K3) може здійснюватися завдяки прогнозуванню змін режимів експлуатації мережі (зміни потоків електроенергії, які надходять та відбираються із розподільчої мережі $W_p(X1_p; X2_p; W_z(O; X))$ та зміни впливів зовнішнього середовища X_p ($X2'; X2''$), - в темпі процесу функціонування ЕРС. На основі програмно реалізованої математичної моделі ЕРС $Om\{Em(W_p; X_p); Mm(W_p; X_p); Fm(W_p; X_p)\}$ та прогнозованих режимів експлуатації мережі W_p та X_p здійснюється поелементний розрахунок прогнозованих ТВЕ $\Delta W_p(Om(W_p; X_p))$ для кожного із запланованих до пооб'єктної реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ. Порівняння результатів прогнозування поведінки ЕРС до і після виконання запланованих заходів із зниження ТВЕ дає можливість оцінювати очікуваний енергозберігаючий ефект від впровадження запланованих ОТЗ та приймати рішення щодо доцільності їх фізичної реалізації

Вибір об'єктів електричних мереж та розробка і реалізація ОТЗ із зниження ТВЕ на цих об'єктах для основного (K1) і розширеного (K2) контурів управління здійснюються з використанням фіксованих алгоритмів приймання рішень із врахуванням встановлених пріоритетів, без прогнозування поведінки ЕРС (K02). Допоміжний контур управління (K3) доповнює основний (K1) та розширений (K2) контури і забезпечує реалізацію схеми адаптивного управління ("предиктор-

коректор"). При реалізації алгоритму адаптивного управління зміни (корегування) до алгоритму розробки ОТЗ із зниження ТВЕ (K23) за результатами прогнозування (K33) та математичного моделювання (K32) поведінки ЕРС (K32) у відповідності до уточнених даних прогнозу режимів експлуатації та поточного стану ЕРС (K02), – можуть вноситися багаторазово протягом календарного місяця на кожному циклі основного контура управління (K1) до моменту його повного завершення. Слід також зазначити що результати прогнозування $W_p(Om)$ та відповідно $\Delta W_p(W_p)$ при введенні допоміжного контура управління (K02) є доступними для формування та аналізу виконання завдань із зниження ТВЕ (K13).

Моделювання (K32) ЕРС Op (яка включає систему електричних мереж $E_p(W_p; X_p)$, систему електричних вимірювань $M_p(W_p; X_p)$ та систему обробки інформації $I_p(W_p; X_p)$), – повинно здійснюватися з використанням результатів прогнозування (K31) величини потоків відпуску-відбору електроенергії $W_p(X_p)$ ЕРС, які в свою чергу залежать також і від прогнозу зовнішніх впливів (X_p), у тому числі зовнішнього середовища ($X2_p$). Ідентифікація математичної моделі ЕРС (K31) здійснюється регулярно за описами ЕРС, які щомісячно поповнюються звітними даними щодо ЕРС та зовнішніх впливів (K11) та результатами Енергоаудиту ЕРС (K21).

Інформація, отримана із допоміжного контура управління (K3) – дозволяє визначити очікуваний результат запланованих ОТЗ із зниження ТВЕ та адекватно оцінювати ефективність цих ОТЗ і (за необхідності) здійснювати вибір інших, більш оптимальних та економічно ефективних заходів. Очевидно, що для практичної реалізації схеми адаптивного управління необхідно розробити відповідні адаптивні алгоритми вибору ОТЗ із зниження ТВЕ для процесу їх розробки. Процес адаптивного управління ТВЕ (K1, K2, K3) потребує розробки та програмної реалізації такої математичної моделі ЕРС, яка дозволяла би максимально враховувати не тільки впливи зовнішнього середовища але і зміни у ЕРС спричинені старінням та зношуванням обладнання, а також давала би можливість оперативно враховувати зміни поелементного складу та експлуатаційних характеристик ЕРС після реалізації ОТЗ із зниження ТВЕ.

Висновки. Запропонована концептуальна модель процесу управління ТВЕ в розподільчих мережах 150–0,38 кВ ЕРС – розроблена шляхом узагальнення і розвитку опису предметної області (управління ТВЕ) здійсненого авторами у роботах [6–10] на основі досвіду виконання робіт із зниження ТВЕ в розподільчих мережах оператора системи розподілу АТ "Хмельницькобленерго". Концептуальна модель описує процес управління ТВЕ в ЕРС, як процес регулярного покращення (оптимізації) функціонування ЕРС через підвищення її енергоефективності.

Ця модель може бути застосована для вирішення завдань не тільки стратегічного і тактичного управління (в розрізі років та місяців) при формуванні планів розвитку та поточної експлуатації систем розподілу (ЕРС), але і оперативного управління (оптимізації) ТВЕ в темпі процесу експлуатації ЕРС, – за умови розробки

відповідного програмного забезпечення (включаючи прогнозування режимів експлуатації ЕРС та впливів зовнішнього середовища) та його реалізації в середовищі автоматизованих систем управління та диспетчерсько-технологічного керування ЕРС.

Список літератури

- ГНД 34.09.104-2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. На заміну ГКД 34.09.104-96; чинний від 2004-04-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2003.
- ГНД 34.09.203-2004. Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-750 кВ і розподільчих пунктів 6-10 кВ. На заміну РД 34.09.208:81; чинний від 2009-04-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство палива та енергетики України.
- СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Чинний від 2014-01-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2013.
- СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.
- Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 р. № 310: станом на 23 лют. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>.
- Шпак О. Л., Луців П. Д. Управління технологічними витратами електроенергії в енергопостачальній компанії ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго». *Електричні мережі і системи*. 2010. Спецвипуск. С. 32–40.
- Lutsiv P. D. Konzeptionelles Modell eines Stromverteilungssystems als Steuerungsobjekt der Technologischen Verlusten an Elektrizität. *Vseukrainska naukovo-praktychna internet-konferentsiia "Molod v nauci: doslidzhennia, problemy, perspektivi (MN-2021)"*, м. Вінниця, Україна, 1–14 трав. 2021 р. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2021/paper/view/13261>. (німецькою)
- Луців П. Д. Організація робіт із зменшення технологічних витрат електроенергії у ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго». *Новини енергетики*. 2005. № 6. С. 46–51.
- Калінчик В. П., Побігайло В. А., Луців П. Д. Реалізація концепції Smart Grid для побудови системи обліку електроенергії. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2020. № 2 (4). С. 33–37. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2020.2.07>.
- Автоматизована система комерційного обліку електроенергії ВАТ ЕК «Хмельницькобленерго» / О. Л. Шпак та ін. *Електричні мережі і системи*. 2010. Спецвипуск. С. 22–31.
- for compiling the structure of the electricity balance in 0.38-150 kV power networks, analysing its components and rationing technological electricity consumption], HND 34.09.104-2003, Kyiv, 2003. (in Ukrainian)
- Normuvannia vytrat elektroenerhii na vlasni potreby pidstantsii 35-750 kV i rozpodilchyykh punktiv 6-10 kV [Rationing of electricity consumption for auxiliary needs of 35-750 kV substations and 6-10 kV distribution points], HND 34.09.203-2004, Kyiv. (in Ukrainian)
- Metodychni rekomendatsii vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniyakh elektroperedavannia [Methodological recommendations for determining the technological consumption of electricity in transformers and power lines], SOU-NEE 40.1-37471933-82:2013, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kyiv, 2013. (in Ukrainian)
- Metodychni rekomendatsii z analizu tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii ta vyboru zakhodiv shchodo yikh znyzhennia [Methodological recommendations for analysing technological electricity consumption and selecting measures to reduce it], SOU-NEE 40.1-00100227-96:2014, Kyiv, 2014. (in Ukrainian)
- Ukraina, National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities. (2018, Mar. 14). *Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities no. 310, Pro zatverdzhennia Kodeksu system rozpodilu [On approval of the Distribution Systems Code]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (in Ukrainian)
- O. L. Shpak and P. D. Lutsiv, "Upravlinnia tekhnolohichnyimi vytratyami elektroenerhii v enerhohostachalnyi kompanii VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Management of technological electricity consumption in the energy supply company OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Elektrychni merezhi i systemy [Electrical networks and systems]*, Special issue, pp. 32–40, 2010. (in Ukrainian)
- P. D. Lutsiv, "Konzeptionelles Modell eines Stromverteilungssystems als Steuerungsobjekt der Technologischen Verlusten an Elektrizität", in *Vseukrainska naukovo-praktychna internet-konferentsiia "Molod v nauci: Doslidzhennia, problemy, perspektivy (MN-2021)" [All-Ukrainian Scientific and Practical Internet Conference "Youth in Science: Research, Problems, Prospects (MN-2021)"]*, Vinnytsia, Ukraine, May 1–14, 2021. [Online]. Available: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2021/paper/view/13261> (in German)
- P. D. Lutsiv, "Orhanizatsiia robit iz zmeshennia tekhnolohichnykh vytrat elektroenerhii u VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Organisation of work to reduce the technological consumption of electricity at OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Novyny enerhetyky [Energy news]*, no. 6, pp. 46–51, 2005. (in Ukrainian)
- V. Kalynchuk, V. Pobigaylo, and P. Lutsiv, "Implementation of Smart Grid concept for construction of electricity accounting system", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 2 (4), pp. 33–37, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2020.2.07> (in Ukrainian)
- O. L. Shpak, P. D. Lutsiv, A. V. Prakhovnyk, V. P. Kalynchuk, and O. O. Shyianov, "Avtomatyzovana systema komertsiihnoho obliku elektroenerhii VAT EK "Khmelnyskoblennerho" [Automated system of commercial electricity metering of OJSC EC Khmelnytskoblennergo]", *Elektrychni merezhi i systemy [Electrical networks and systems]*, Special issue, pp. 22–31, 2010. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 17.06.2024

References

- Metodyka skladannia struktury balansu elektroenerhii v elektrychnykh merezhakh 0,38-150 kV, analizu yoho skladovykh i normuvannia tekhnolohichnykh vytrat elektroenerhii [Methodology

Відомості про автора (-іє) / About the Author (-s)

Луців Петро Денисович (Petro Lutsiv) – аспірант кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, Директор департаменту розвитку та координації міжнародних проєктів АТ «Хмельницькобленерго»; м. Вінниця, м. Хмельницький; Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2193-562X>; e-mail: plutsiv@gmail.com.

Остра Наталія Вікторівна (Natalia Ostra) – кандидат технічних наук, доцент, Вінницький національний технічний університет, доцент кафедри електричних станцій та систем; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8245-2937>; e-mail: natalyaostra@ukr.net.