



(12) CERERE DE BREVET DE INVENȚIE

(21) Nr. cerere: a 2020 00549

(22) Data de depozit: 01/09/2020

(41) Data publicării cererii:
30/09/2021 BOPI nr. 9/2021

(71) Solicitant:
• ACADEMIA DE STUDII ECONOMICE DIN
BUCUREȘTI, PIAȚA ROMANĂ, NR.6,
SECTOR 1, BUCUREȘTI, B, RO

(72) Inventatori:
• BĂRA ADELA, STR. PLUTONIER
NEDELCU ION, NR.1, BL.1, AP 20,
SECTOR 3, BUCUREȘTI, B, RO;

• OPREA SIMONA VASILICA,
ALEEA SOLCA, NR.21, SECTOR 5,
BUCUREȘTI, B, RO;
• TOR OSMAN BULENT, ALEEA SOLCA,
NR.21, SECTOR 5, BUCUREȘTI, B, RO;
• PREOȚESCU DAN,
STR.DRUMUL FERMEI, NR.90A, POPEȘTI
LEORDENI, IF, RO

(54) SISTEM INFORMATIC INTEGRAT ȘI METODE
PENTRU MANAGEMENTUL CONSUMULUI ȘI PRODUCȚIEI
DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU SIMULAREA
ȘI TRANZACȚIONAREA PE PIEȚELE DE ENERGIE
ELECTRICĂ

(57) Rezumat:

Invenția se referă la un sistem informatic integrat, bazat pe metode pentru managementul consumului și producției de energie electrică în vederea eficientizării realizării tranzacțiilor pe piața de energie electrică. Sistemul informatic, conform invenției, este alcătuit dintr-un modul pentru prelucrarea și organizarea datelor (1-MPOD), dintr-un modul pentru managementul consumului de energie electrică (2-MMC), dintr-un modul pentru managementul producției de energie electrică (3-MMP) și dintr-un modul pentru simularea și ofertarea pe piețele de energie electrică (4-MSOP), aceste module fiind interconectate prin intermediul unor proceduri și fluxuri informatice necesare implementării unor metode de prelucrare și organizare a datelor, de monitorizare, predicție și optimizare a consumului și producției de energie electrică precum și a unor metode de simulare și tranzacționare pe piețele de energie electrică.

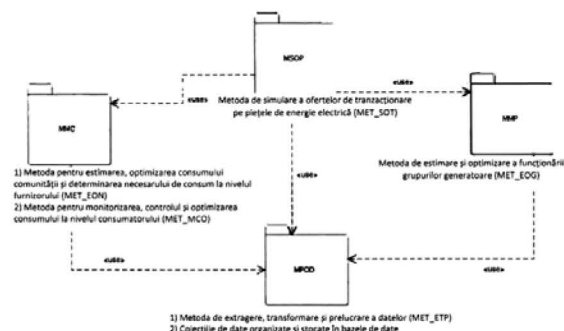


Fig. 1

Revendicări: 14
Figuri: 44

Cu începere de la data publicării cererii de brevet, cererea asigură, în mod provizoriu, solicitantului, protecția conferită potrivit dispozițiilor art.32 din Legea nr.64/1991, cu excepția cazurilor în care cererea de brevet de invenție a fost respinsă, retrasă sau considerată ca fiind retrasă. Întinderea protecției conferite de cererea de brevet de invenție este determinată de revendicările conținute în cererea publicată în conformitate cu art.23 alin.(1) - (3).



OFICIUL DE STAT PENTRU INVENȚII ȘI MĂRCI
Cerere de brevet de invenție
Nr. a 2020 00549
Data depozit 01-09-2020

RO 135241 A0

190
194

**SISTEM INFORMATIC INTEGRAT ȘI METODE PENTRU MANAGEMENTUL
CONSUMULUI ȘI PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU
SIMULAREA ȘI TRANZACȚIONAREA PE PIEȚELE DE ENERGIEI ELECTRICĂ**

Domeniul tehnic la care se referă invenția

Invenția se referă la un sistem informatic integrat bazat pe metode pentru managementul consumului și producției de energie electrică în vederea eficientizării realizării tranzacțiilor pe piețele de energie electrică. Sistemul informatic integrat conform invenției este alcătuit dintr-un Modul pentru Prelucrarea și Organizarea Datelor (1 - MPOD), un Modul pentru Managementul Consumului de energie electrică (2 - MMC), un Modul pentru Managementul Producției de energie electrică (3 - MMP) și un Modul pentru Simularea și Ofertarea pe Piețele de energie electrică (4 - MSOP). Aceste module sunt interconectate prin intermediul procedurilor și fluxurilor informatice necesare metodelor de prelucrare și organizare a datelor, de monitorizare, predicție și optimizare a consumului și producției de energie electrică, precum și a metodelor de simulare și tranzacționare pe piețele de energie electrică. Invenția se poate utiliza în domeniul energetic pentru: i) monitorizarea, estimarea, profilarea și optimizarea consumului de energie electrică de către consumatori/prosumeri și furnizori; ii) monitorizarea, planificarea operațiilor de mentenanță, predicția puterii generate și optimizarea funcționării grupurilor generatoare de către producători/prosumeri; iii) simularea, ofertarea și gestiunea tranzacțiilor încheiate pe piețele de energie electrică de către diferiți participanți (furnizori și producători). Invenția se poate utiliza și în domeniul economic pentru analiza indicatorilor cheie de performanță referitori la consumul și producția de energie electrică, precum și la tranzacțiile realizate pe piața angro de energie electrică formată din următoarele piețe: Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața Intra-Zilnică (PIZ), Piața Serviciilor de Sistem (PSS) și Piața de Echilibrare (PE).

Stadiul tehnicii

În ceea ce privește stadiul tehnicii, prin intermediul serviciului *Espacenet* (<https://ro.espacenet.com/>) oferit de Oficiul de Stat pentru Invenții și Mărci (OSIM) în colaborare cu *European Patent Organization* (EPO), au fost identificate câteva cereri de brevete ce abordează soluții apropiate sau aspecte referitoare la realizarea tranzacțiilor pe piața energie electrică sau a componentelor care stau la baza acestora.

După căutări multiple în baza de date națională pentru invenții (<http://online.osim.ro/cgi-bin/invsearch8>) și în colecția cererilor de brevet din România, care au

inclus *tranzacții pe piața de energie electrică, simularea tranzacționării, scenarii de tranzacționare, simulator pentru comerțul cu energia electrică, eficientizarea tranzacțiilor cu energie electrică*, precum și alți termeni similari, nu au fost identificate brevete care să conțină acești termeni. Ulterior, căutarea a fost extinsă incluzând termeni referitori la prognoza / predicția, optimizarea / controlul consumului / producției / generării de energie electrică, acestea fiind componente esențiale care stau la baza eficientizării tranzacțiilor pe piața de energie electrică. Astfel, a fost identificată cererea RO132688 (A0) din 29 iunie 2018 care propune o platformă software ce evidențiază o componentă cheie în realizarea tranzacțiilor de energie electrică, anume managementul consumului de energie electrică în vederea îmbunătățirii eficienței energetice pentru Întreprinderile Mici și Mijlocii (IMM). Platforma propusă conține o structură modulară formată din patru module principale: modulul pentru gestionarea datelor de consum, modulul de analiză statistică, modulul de prognoză și realizare a profilurilor de consum și modulul pentru programarea optima a consumului în vederea minimizării costului. De asemenea, cererea RO131156 (A0) din 30 mai 2016 propune un sistem inteligent pentru optimizarea și eficientizarea consumului de energie al IMM și constă în trei module: pentru citirea datelor de intrare (valorile curenților și tensiunilor rețelei), pentru corectarea parametrilor de calitate specifici energiei electrice și pentru integrarea energiei regenerabile la nivel local.

Extinzând căutarea în colecția completă a cererilor de brevet publicate în peste 90 de țări (*Worldwide*), am identificat brevete care prevăd soluții apropiate de invenția revendicată. De exemplu, în cererea CN110689277 (A) din 14 ianuarie 2014 se propune o metodă, un sistem și un dispozitiv pentru un vânzător de energie electrică pentru a evita riscurile tranzacțiilor asociate pieței spot. Prin stabilirea unor modele din teoria jocurilor aferente conceptului *Demand Response* (DR) prin care se determină veniturile consumatorului, respectiv vânzătorului de energie electrică, prețul subvenționat și răspunsul optim, se reduce riscul de fluctuație a prețului pe piața spot.

Totodată, cererea JP2017151717 (A) din 31 august 2017 propune un dispozitiv, sistem suport, metodă și program pentru asistarea tranzacțiilor pe piața de energie electrică. Acestea au ca scop estimarea cu acuratețe a unui plan de tranzacționare pe piața de energie electrică. Dispozitivul propus include o secțiune de realizare a scenariilor prin corelarea unor factori referitori la valori specifice tranzacțiilor pe piața de energie electrică, o secțiune de crearea a unui plan de tranzacționare pe baza scenariilor construite în prima secțiune și o secțiune de evaluare a acestora.

De asemenea, cererea CN108805437 (A) din 13 noiembrie 2018 propune o metodă și un dispozitiv de tranzacționare pentru companiile care comercializează energia electrică. Metoda propusă conține pașii pentru: obținerea informațiilor legate de consumator și calcularea unui parametru specific DR; realizarea predicției de consum de energie electrică pentru a calcula cantitatea declarată care urmează să fie tranzacționată la nivel lunar; monitorizarea consumului curent și comparația cu cantitatea declarată. Dacă în urma comparației se depășește un anumit prag, se optimizează parametrul DR și se transmite schema DR în funcție de rezultatul optimizării către compania de electricitate pentru a facilita implementarea acesteia. Prin această metodă riscurile legate de tranzacționare sunt limitate, iar beneficiile sunt partajate între consumatori și compania care comercializează energie electrică.

Cererea CN109961224 (A) din 2 iulie 2019 propune o metodă de simulare secvențială în timp pentru realizarea unui plan lunar de tranzacționare luând în considerare diferite surse de energie. Metoda propusă constă în următorii pași: stabilirea unui plan lunar de tranzacționare a energiei electrice considerând cererea curentă de energie electrică; modelarea componentelor planului lunar de tranzacționare (funcția cost, restricții), precum și modelarea componentelor planului pentru lunile următoare; optimizarea modelului pentru a obține planul lunar final de tranzacționare a energiei electrice. Metoda de simulare secvențială în timp este implementată pentru realizarea unui plan lunar de tranzacționare a energiei electrice. Modelarea este realizată la nivelul unei luni și a lunilor ulterioare pentru a obține un plan lunar de tranzacționare care să fie fezabil și eficient.

De asemenea, cererea CN110322278 (A) din 11 octombrie 2019 propune o metodă și un dispozitiv pentru analiza deciziilor legate de tranzacțiile pentru achiziționarea energiei electrice pe termen mediu și lung. Metoda propusă se bazează pe datele de intrare aferente unei companii care comercializează energie electrică, cum ar fi: cantități istorice de energie electrică ale companiei, predicția consumului, cantități de energie electrică din contractele bilaterale negociate, tranzacții istorice pe termen mediu și lung, limite de tranzacționare, etc. Prin combinarea acestor date cu prețul energiei electrice, regulile de tranzacționare și alte informații referitoare la piață, cantitatea de energie electrică pe termen mediu și lung pentru o companie care comercializează energie electrică este descompusă, planificată și combinată pentru a obține cea mai bună strategie de achiziționare a energiei electrice. În acest context, compania care comercializează energie electrică ia decizii asistate privind achizițiile de energie electrică, reducându-și astfel costurile.

În cererea CN110378718 (A) din 25 octombrie 2019 se propune o metodă de stabilire a ofertelor pentru companiile care vând energie electrică în cadrul unei platforme de simulare a

pieței de energie electrică care să permită analize specifice. Metoda ține seama de influența regulilor pieței, relația dintre cerere și ofertă, precum și alți factori care influențează strategia de stabilire a ofertelor (cum ar fi profitul, riscul), aceștia fiind utilizați în modelul de planificare a tranzacțiilor pentru o companie care vinde energie electrică. Prin intermediul algoritmului Monte Carlo se determină ofertele, metoda fiind utilizată pentru dezvoltarea unei platforme de simulare a pieței de energie electrică, care promovează competitivitatea tranzacțiilor.

Totodată, cererea WO2019239634 (A1) din 19 decembrie 2019 propune un dispozitiv și o metodă de asistare a tranzacțiilor de energie electrică prin care se reduc penalizările rezultate din dezechilibre. Dispozitivul prevede: calculul limitelor de generare, stabilirea unei oferte candidat pe baza acestor limite, determinarea tipului de ofertă candidat ca urmare a relației dintre limitele de generare și volumul contractat, optimizarea ofertelor care calculează volumul/prețul ofertat pornind de la ofertele candidat și tipul acestora, executarea tranzacțiilor ținând seama de prețul/volumul ofertat.

Odată cu liberalizarea piețelor de energie electrică și ponderea din ce în ce mai mare a surselor regenerabile de energie (RES), piețele trebuie să se adapteze pentru a asigura eficiența și fiabilitatea economică. De la începutul anilor 2000, au existat numeroase studii pentru modelarea piețelor de energie electrică, iar numărul acestora a crescut în ultimii ani. La nivel european, una dintre priorități este formarea unei piețe pan-europene, care, însă, întâmpină dificultăți legate de constrângerile de funcționare ale rețelelor electrice. În această direcție, există numeroase proiecte care se concentrează pe mecanisme de piață și funcționarea pieței, ceea ce a dus la apariția unui număr semnificativ de simulatoare de piață. Însă instrumentele rezultate se concentrează mai puțin pe sprijinirea participanților la piață în ceea ce privește procesul de luare a deciziilor în realizarea tranzacțiilor [1].

Pentru a prevedea rezultatele, a identifica și a limita riscurile asociate piețelor de energie electrică, este necesar să se asigure un mediu de simulare. În anii 2000, au existat numeroase cercetări științifice care au propus simulatoare pentru funcționarea piețelor de energie electrică. În plus, numeroase lucrări de prestigiu au descris aceste simulatoare [2]–[5]. Cu toate acestea, simulatoarele pieței de energie electrică au caracteristici și obiective foarte diferite. Unele se concentrează pe studiul mecanismelor de piață, iar altele pe implicațiile fizice, precum stabilitatea rețelei, iar o a treia categorie se bazează de interacțiuni complexe între parteneri și compararea diferitelor scenarii pentru a prezice evoluțiile viitoare ale pieței. În paragrafele următoare, vom prezenta pe scurt câteva simulatoare, ținând cont de caracteristicile acestora, modelele propuse, piețele pe care operează, dar și numărul de referințe la articolele unde au fost descrise.

De exemplu, DEcision-support Simulator for POver Trading (DESPOT) [6] este un simulator de funcționare a pieței pe termen scurt care furnizează lista generatoarelor care urmează să producă, prețurile orare ale sistemului, profitul și ofertele preconizate. Curbele de generare orară reprezintă rezultatul final al modelului de asistare a deciziei pentru planificarea funcționării. PowerWeb [7] este o platformă web care permite utilizatorilor să simuleze un număr mare de scenarii de piață, cu reguli și restricții diferite. Este controlat de un agent central, care acționează ca un operator de sistem independent, care garantează fiabilitatea sistemului. Multe dintre simulatoare sunt bazate pe agenți software. Astfel, EMCAS [8] este un simulator care descrie comportamentul consumatorilor și producătorilor și calculează prețul energiei electrice pentru fiecare oră și fiecare locație din rețea. Prețul depinde de cerere, costul de producție, congestiunea rețelei de transport și factorii externi (întârzieri în producție, strategiile distribuitorilor). În cadrul acestui simulator de piață, strategiile jucătorilor se bazează pe algoritmi de învățare adaptivă. Totodată, NEMSIM [9] a fost primul model de simulare pe bază de agenți pe scară largă care a reprezentat piața de energie electrică din Australia. Simulatorul utilizează o cantitate imensă de date istorice pentru a simula structura pieței. Agenții pot fi producători, furnizori de servicii de rețea, comercianți cu amănuntul și autoritatea națională de gestionare a pieței de energie electrică. Modelele utilizate constau în licitații și contracte bilaterale. Din păcate, modelul este prea specific pentru a fi adaptat la alte piețe. De asemenea, MASCEM [10] este un simulator de învățare bazat pe un algoritm de învățare de consolidare care oferă participanților abilități strategice. Acesta implementează piața pentru ziua următoare, piața *forward* și piața contractelor bilaterale. Agenții aplică un set predefinit de comportamente și strategii. Acest simulator poate fi utilizat pentru a evalua eficiența mecanismelor de tranzacționare pe piețele de energie electrică. În [11] au fost prezentate aspecte privind luarea deciziilor în contextul pieței de energie electrică. În acest caz, abordarea se bazează pe algoritmi de inteligență artificială și *data mining* și oferă un instrument de simulare care prelucrează date de la piețe reale de energie electrică. Scopul principal constă în crearea unor scenarii realiste care să ia în considerare modelarea comportamentului și a caracteristicilor jucătorilor pe piața de energie electrică. Unul dintre obiective a fost acela de a înțelege interacțiunile dintre jucători. Cu toate acestea, se poate observa că, deși participarea jucătorilor pe mai multe tipuri de piață intensifică necesitatea de asistare decizională, puține simulatoare pot oferi acest tip de sprijin.

Studiul cercetărilor anterioare a dezvoltat existența unor preocupări simulare mai ales pe plan internațional cu privire la eficientizarea tranzacțiilor pe piețele de energie electrică. Cu toate acestea, niciuna dintre cercetările anterioare nu abordează simularea tranzacțiilor în

185
189

maniera propusă în cadrul prezentei cereri. Astfel, prin utilizarea sistemului informatic integrat, un anumit participant la piața de energie electrică poate simula tranzacții, realizând mai multe scenarii pe care le poate compara și din care poate alege scenariul cel mai bun. În acest context, simularea tranzacțiilor se realizează asistat, sistemul propus oferind posibilitatea de a realiza în prealabil profiluri de consum, prognoze de consum/generare, atenuarea dezechilibrelor, optimizări, monitorizare și control la nivelul dispozitivelor care să sprijine participanții în realizarea scenariilor de tranzacționare pe diferite piețe în funcție de caracteristicile piețelor, de tipul de participant, tipul de tranzacție, durata tranzacției, aversiunea față de risc etc. În final, rezultă un raport de tip *cashflow* în care pot fi vizualizate atât în format tabelar cât și grafic: volumul tranzacționat pe fiecare tip de piață, venitul rezultat din tranzacționare, prețul mediu de tranzacționare per scenariu și riscul asociat. Sistemul oferă prețurile istorice și recomandări cu privire la nivelul de risc asociat piețelor pe care se simulează tranzacții, însă oferă posibilitatea participanților de a introduce alte valori în funcție de informațiile pe care aceștia le dețin.

Cele mai recente cercetări prezentate succint anterior, prezintă o serie de dezavantaje, cum ar fi:

- Pe plan internațional, niciuna dintre cercetările anterioare nu oferă cadrul de simulare a tranzacțiilor pentru mai multe tipuri de participanți (furnizori, producători etc.) și pentru toate tipurile de piețe (pe termen lung, mediu și scurt), ci oferă soluții numai pentru anumiți participanți și pentru un anumit tip de piață. De exemplu, CN110689277 (A) din 14 ianuarie 2014 propune o metodă, un sistem și un dispozitiv doar pentru un vânzător de energie electrică pentru a evita riscurile de tranzacționare asociate pieței spot. De asemenea, CN108805437 (A) din 13 noiembrie 2018 propune o metodă și un dispozitiv de tranzacționare doar pentru companiile care comercializează energia electrică. Totodată, CN110322278 (A) din 11 octombrie 2019 propune o metodă și un dispozitiv pentru companiile care comercializează energie electrică pentru analiza deciziilor legate de tranzacțiile pentru achiziționarea a energiei electrice pe termen mediu și lung. CN110378718 (A) din 25 octombrie 2019 propune o metodă de stabilire a ofertelor pentru companiile care vând energie electrică. Pe de altă parte, WO2019239634 (A1) din 19 decembrie 2019 propune un dispozitiv și o metodă de asistare a tranzacțiilor de energie electrică prin care se reduc penalizările rezultate din dezechilibre. Cele mai apropiate soluții identificate sunt: JP2017151717 (A) din 31 august 2017 și CN109961224 (A) din 2 iulie 2019, însă acestora le lipsesc metodele de asistare (prognoze, optimizări) simularea tranzacțiilor.

- Niciuna dintre cercetările anterioare nu oferă o soluție completă, integrată pentru un anumit tip de participant, neexistând o soluție care să ofere prognoze, optimizări și controlul dispozitivelor inteligente de tip Internet of Things (IoT), algoritmi de reducere a dezechilibrelor etc. pentru determinarea cantităților orare necesare realizării scenariilor de tranzacționare. De exemplu, RO132688 (A0) din 29 iunie 2018 abordează doar componentele de prognoză și optimizare a consumului de energie electrică, iar RO131156 (A0) din 30 mai 2016 abordează optimizarea și eficientizarea consumului de energie electrică pentru IMM, fără a exista posibilitatea de a simula tranzacții. De fapt, la nivel național, nu fost identificată nicio soluție pentru realizarea scenariilor de tranzacționare pe piața de energie electrică.

De asemenea, simulatoarele propuse în lucrările științifice publicate în reviste de prestigiu au obiective variate. Așa cum am menționat anterior, unele se concentrează pe studiul mecanismelor de piață, iar altele pe implicații fizice, precum stabilitatea rețelei, iar o a treia categorie se bazează de interacțiuni complexe între parteneri și compararea diferitelor scenarii pentru a prezice evoluțiile viitoare ale pieței.

Prezentarea problemei tehnice. Obiectiv

Sistemul informatic integrat, conform prezentei invenții, are ca obiectiv principal eficientizarea și asistarea procesului decizional privind participarea furnizorilor și producătorilor pe piețele de energie electrică prin utilizarea modulelor integrate bazate pe metode de prelucrare și organizare a datelor, monitorizare, profilare, predicție și optimizare a consumului și producției de energie electrică, simulare și tranzacționare pe piețe. Sistemul informatic integrat se adresează în special domeniului energetic, dar și domeniului economic. Invenția își propune să rezolve o serie de probleme întâmpinate de către furnizorii și producătorii de energie electrică în cadrul proceselor de planificare, optimizare și estimare a consumului de energie electrică la nivelul comunității de consumatori/prosumeri, respectiv în cadrul proceselor de monitorizare, mentenanță, estimare și optimizare a producției grupurilor generatoare.

Furnizorii de energie electrică se confruntă în prezent cu dificultăți legate de prognoza cererii de consum ca urmare a schimbărilor relativ recente în domeniul IT&C (informaticii și telecomunicațiilor), dezvoltării tehnologiei bazate pe senzori și a generării distribuite în special din surse regenerabile (solare, eoliene). Progresul tehnic a transformat consumatorii de energie electrică în jucători activi capabili să își prognozeze, monitorizeze și controleze consumul pentru a atinge diverse obiective. De asemenea, cei care dețin surse proprii de generare (*prosumeri*) și stocare, au posibilitatea de a realiza o programare mai complexă a dispozitivelor

183
R2

care să includă generarea la nivel local și facilitățile de stocare. Astfel, tiparele de consum și circulațiile de puteri au cunoscut modificări semnificative, ceea ce a condus la erori de predicție și la dificultăți în estimarea necesarului de energie electrică pentru acoperirea consumului. Erorile de predicție generează dezechilibre, achiziții pe piețe cu risc mare și se cuantifică în pierderi financiare însemnate. Din aceste considerente, sistemul propus oferă furnizorilor posibilitatea de a realiza profilul, prognoza și optimizarea consumului la nivelul comunității și de a estima necesarul de energie pe care urmează să îl achiziționeze de pe piețele de energie electrică din România. În acest sens, furnizorul poate accesa modulul de simulare a tranzacțiilor pentru a realiza mai multe scenarii pe care le poate compara în vederea selectării celei mai bune opțiuni.

Pe de altă parte, la nivelul producătorilor de energie electrică, aceștia se împart în mai multe categorii în funcție de sursa primară utilizată. În ultimii ani, pe lângă sursele convenționale, au apărut sursele regenerabile care se caracterizează prin volatilitate și fluctuații majore, ceea ce le face incompatibile cu anumite tipuri de piețe. Chiar și în rândul surselor convenționale, există diferențe semnificative ca urmare a caracteristicilor tehnice ale generatoarelor care pot fi mai mult sau mai puțin flexibile la variația puterii generate pe care unele piețe o solicită. Astfel, sistemul informatic integrat, conform invenției, are ca scop realizarea prognozelor de producție pentru generatoarele bazate pe RES (în special eoliene și fotovoltaice), optimizarea funcționării grupurilor în cazul producătorilor care dețin mai multe tipuri de unități de generare, corelația cu planul de mentenanță în vederea simulării și tranzacționării pe piețele de energie electrică. Simulările sunt asistate de rezultatele obținute din prognoze, optimizări, planificare mentenanță etc. și pot fi realizate pentru diferite orizonturi de timp: de la perioade lungi (ani, trimestre, luni), până la intervale scurte (24 ore). Acestea au ca scop identificarea celui mai bun scenariu de tranzacționare pentru o anumită perioadă, ținând seama de caracteristicile producătorului și ale fiecărui tip de piață.

Invenția oferă suport pentru tranzacționarea pe piețele de energie electrică de către furnizori și producători printr-o metodă de simulare eficientă, ținând cont de cantitățile necesare/disponibile, mixul de generare în cazul producătorilor, prețurile istorice și riscurile de tranzacționare pe fiecare piață. Cele mai stringente probleme legate de tranzacționare constau în realizarea prognozelor de consum/generare, în special în condițiile provocărilor expuse mai sus cu care se confruntă participanții la piață. De aceea, determinarea tiparelor de consum, estimarea necesarului de energie electrică, predicția puterii generate de grupurile bazate pe RES, optimizarea și corelarea cu programul de mentenanță sunt esențiale, iar scenariile iterative oferă posibilitatea identificării soluției optime pentru un anumit participant la piață.

182
186

De asemenea, invenția vine și în întâmpinarea nevoilor consumatorilor/prosumerilor prin oferirea unor metode eficiente de monitorizare și control al consumului de energie electrică la nivel individual, de planificare și optimizare a consumului, astfel încât să fie reduse costurile legate de consumul de energie electrică și să fie maximizată utilizarea resurselor proprii de generare (panouri fotovoltaice, turbine eoliene de mici dimensiuni, surse de stocare). Consumatorii/prosumerii pot beneficia de implementarea contoarelor și a prizelor inteligente ce permit monitorizarea și controlul consumului pentru o planificare optimă a consumului orar. Aceștia pot fi motivați să își schimbe comportamentul către o atitudine activă, implicată, prin implementarea unor sisteme avansate de tarifare și prin conștientizarea problemelor de mediu cu care se confruntă planeta.

În acest context, invenția oferă o soluție integrată pentru managementul consumului și producției de energie electrică și pentru simularea și tranzacționarea pe piețele de energie electrică prin următoarele module bazate pe metode eficiente pentru oferirea suportului decizional necesar atât consumatorilor/prosumerilor, cât și furnizorilor și producătorilor de energie electrică.

Modulul pentru Managementul Consumului de energie electrică (MMC) are ca obiective:

- Pentru consumatori:

i) eficientizarea monitorizării și controlului consumului individual prin intermediul procedurilor de acces la datele colectate din contoare inteligente, dispozitive electrice, stații meteorologice sau servicii de furnizare a valorilor parametrilor meteorologici; ii) planificarea și optimizarea funcționării dispozitivelor electrice controlabile în funcție de planurile tarifare aplicate de furnizori, dar și de disponibilitatea surselor de generare proprii pentru minimizarea costurilor legate de energia electrică; iii) analiza consumului individual și a costurilor legate de energia electrică pentru identificarea dispozitivelor energofage și pentru implementarea stimulentei și a planurilor de optimizare a consumului de energie;

- Pentru furnizori:

iv) gruparea consumatorilor în profiluri de consum în funcție de curba de sarcină, comportament și caracteristici socio-economice; v) estimarea pe termen mediu și scurt a consumului de energie electrică la nivelul comunității; vi) determinarea unor planuri tarifare care să stimuleze consumatorii să eficientizeze și să optimizeze consumul; vii) optimizarea consumului de energie electrică la nivelul comunității având ca obiectiv aplatizarea vârfului de consum; viii) analiza istoricului de consum, a profilurilor consumatorilor și a modului în care planurile tarifare au determinat schimbarea comportamentului acestora în vederea optimizării

181
185

consumului; ix) realizarea notificărilor privind cantitățile zilnice orare necesare acoperirii consumului și transmiterea acestora către Părțile Responsabile cu Echilibrarea (PRE).

Modulul pentru Managementul Producției de energie electrică (MMP) are ca obiective: i) monitorizarea pro-activă și eficientă a funcționării grupurilor electrice în corelație cu operațiile de mentenanță și cu parametrii meteorologici înregistrați de stațiile meteorologice; ii) declanșarea de alerte și avertismente pentru planificarea operațiilor de mentenanță; iii) predicția pe termen scurt a producției generate de grupurile bazate pe RES; iv) optimizarea funcționării grupurilor generatoare pentru asigurarea cantităților orare contractate pe PCCB; v) realizarea notificărilor privind cantitățile zilnice orare disponibile/necesare pentru acoperirea deficitului de către producătorii de energie electrică și transmiterea acestora către Părțile Responsabile cu Echilibrarea (PRE).

Modulul pentru Simularea și Ofertarea pe Piețele de energie electrică (MSOP) are ca obiective: i) determinarea cantităților zilnice orare necesare acoperirii consumului în cazul furnizorilor, respectiv a cantităților zilnice orare disponibile în cazul producătorilor; ii) simularea tranzacțiilor pe diferite piețe ținând cont de cantitățile orare, mixul de generare în cazul producătorilor, a prețurilor istorice și a riscurilor de tranzacționare și determinarea veniturilor sau cheltuielilor aferente tranzacționării; iii) pregătirea tranzacționării pe piețe prin alegerea ofertei optime din simulările realizate; iv) gestionarea contractelor încheiate pe piețele de energie electrică.

Modulul pentru Prelucrarea și Organizarea Datelor (MPOD) are ca obiective: i) extragerea și prelucrarea datelor necesare celorlalte module funcționale (MMC, MMP, MSOP) din surse multiple de date provenite din senzori, echipamente și dispozitive electrice inteligente de tipul Internet of Things (IoT), contoare electrice, stații meteorologice sau servicii de furnizare a valorilor parametrilor meteorologici, fișiere conținând valorile istorice ale prețurilor de tranzacționare pe diferite piețe și având format eterogen (.csv, xls, .xml, .json); ii) organizarea și gestionarea datelor într-un mod unitar, securizat și distribuit; iii) transformarea și agregarea datelor necesare analizelor multidimensionale avansate.

Expunerea invenției

Sistemul informatic integrat și metodele dezvoltate în cadrul invenției sunt rezultate din derularea proiectului de cercetare științifică coordonat de autorii invenției "SISTEM INTELIGENT PENTRU REALIZAREA OFERTELOR PE PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ" (SMARTRADE).

Sistemul informatic integrat conform invenției este compus din patru module (fig.1), interconectate prin intermediul fluxurilor de prelucrare a datelor, a procedurilor și a serviciilor

130
184

de tip API (Application Programming Interface) implementate în limbaje de programare (SQL, PL/SQL, Python, Java). Fiecare modul conține componente și metode specifice pentru eficientizarea proceselor realizate de către consumatori, prosumeri, furnizori și respectiv producători.

Pentru fiecare utilizator (consumator, prosumer, furnizor, producător) sunt specifice o serie de acțiuni realizate cu ajutorul modulelor sistemului informatic integrat (fig.2). Astfel, consumatorul/prosumerul monitorizează consumul propriu înregistrat de contoare și dispozitive inteligente, planifică funcționarea dispozitivelor și, pe baza planurilor tarifare alocate de către furnizor, optimizează consumul individual în vederea minimizării costurilor legate de energia electrică. În timp real, consumatorul/prosumerul poate controla funcționarea dispozitivelor inteligente (oprire/pornire, reprogramare). Furnizorul monitorizează consumul agregat la nivelul comunității, determină profilurile de consum și pe baza acestora stabilește planurile tarifare. Pentru fiecare profil, furnizorul estimează consumul agregat. Pe baza predicției pe termen scurt și a programului optim de consum al fiecărui consumator, furnizorul optimizează consumul la nivelul comunității pentru aplatizarea vârfului de consum. Conform programului optim, furnizorul determină cantitățile orare necesare pentru acoperirea consumului agregat, rezultând notificările zilnice transmise către PRE și necesarul pentru achiziția de pe piețele de energie electrică. Furnizorul simulează realizarea ofertelor de cumpărare de pe piețele de energie (PCCB, PZU, PIZ) și alege oferta care minimizează costurile. După realizarea simulărilor, furnizorul implementează și gestionează tranzacțiile/contractele încheiate pe diferite piețe. Furnizorul vizualizează setul de indicatori de performanță (KPI) pentru analiza consumului, a comportamentului consumatorilor și a tranzacțiilor realizate pe piețele de energie electrică.

Producătorul monitorizează activ funcționarea grupurilor electrice, iar prin intermediul alertelor și avertismentelor declanșate de procedurile de monitorizare, își poate planifica lucrările de mentenanță. Pe baza stării actuale a generatoarelor, a lucrărilor de mentenanță și a condițiilor meteorologice, producătorul realizează predicția pe termen scurt a producției de energie electrică pentru grupurile bazate pe RES și apoi optimizează funcționarea tuturor grupurilor pentru asigurarea cantităților contractate pe PCCB. În urma optimizării funcționării grupurilor, producătorul obține cantitățile orare disponibile pentru vânzare sau, în caz de deficit, cantitățile orare necesare de achiziționat, rezultând și notificările zilnice pe care le transmite către PRE. Producătorul simulează realizarea ofertelor de vânzare, respectiv de cumpărare în caz de deficit prin crearea unor scenarii și alege scenariul optim. Alegerea scenariului optim se realizează în funcție de tipul de producător, de veniturile obținute din tranzacționare, dar și de

149
183

riscul asociat scenariului, de ponderea energiei tranzacționate pe diferite piețe, prețul mediu de tranzacționare, aversiunea față de risc etc. După realizarea simulărilor, producătorul implementează și gestionează contractele încheiate pe diferite piețe. Producătorul vizualizează setul de indicatori cheie de performanță pentru analiza producției și a tranzacțiilor realizate pe piețele de energie electrică.

Activitățile principale desfășurate de utilizatorii sistemului informatic integrat (consumatori, prosumeri, furnizori, producători) sunt realizate prin intermediul metodelor corespunzătoare modulelor sistemului informatic, fiecare dintre module având o metodologie proprie de realizare după cum este descris în secțiunile următoare.

Modulul MPOD reprezintă un modul suport din punct de vedere al datelor pentru celelalte module și conține: i) **Metoda bazată pe fluxul de Extragere, Transformare și Prelucrare a datelor (MET_ETP)**; ii) colecțiile de date organizate și stocate în bazele de date reprezentate sub forma schemelor bazelor de date. Modulul colectează și integrează datele dintr-o serie de surse precum: senzori, dispozitive/contoare electrice, stații/servicii meteorologice, echipamente existente în cadrul centralelor electrice, surse internet (în special de pe site-ul OPCOM pentru extragerea prețurilor istorice de tranzacționare, site-ul Transelectrica pentru situația încărcării grupurilor etc.). Modulul deservește toate celelalte module cu datele și procedurile stocate necesare prelucrării acestora.

Metodologia de realizare a modulului MPOD se bazează pe un flux de procesare a datelor și conține metoda pentru extragerea, transformarea și prelucrarea datelor colectate din surse eterogene. Datele colectate din surse eterogene și semi-structurate sunt stocate inițial într-o bază de date NoSQL distribuită, iar în urma fluxului de procesare datele sunt încărcate într-o bază de date relațională de unde sunt utilizate de către celelalte module ale sistemului informatic integrat. Fluxul implementat în cadrul metodologiei se realizează în patru etape (fig.3) după cum urmează:

Etapa 1 – Colectarea datelor din surse eterogene presupune preluarea datelor externe necesare metodelor sistemului informatic integrat din surse diverse precum: i) fișierele cu înregistrări (de tip *log files*) ale stațiilor meteorologice instalate de către furnizori sau producători în diverse locații pentru monitorizarea parametrilor meteorologice sau, în cazul în care acestea nu sunt disponibile, se pot prelua fișiere în diverse formate (*.csv, .json, .xml, .html*) de la serviciile web de furnizare a valorilor parametrilor meteorologici; ii) fișierele cu înregistrări și fluxuri continue de date în timp real de tip *streaming* provenite de la dispozitivele electrice inteligente (mașini electrice, prize inteligente, echipamente diverse de tip *IoT*) și de la contoarele instalate în locurile de consum ale consumatorilor; iii) fișierele cu înregistrări și

fluxuri continue de date de tip *streaming* provenite de la echipamentele instalate în centralele electrice pentru monitorizarea funcționării grupurilor electrice (invertoare, senzori instalați la nivelul turbinelor eoliene sau a panourilor fotovoltaice); iv) fișierele în diverse formate (.csv, .xml) publicate de către OPCOM privind tranzacțiile realizate pe piețele de energie electrică pentru extragerea prețurilor istorice. Datele colectate se caracterizează prin varietate, viteză și volum mare, caracteristici ale conceptului Big Data, ceea ce implică utilizarea unor soluții și modele noi de organizare. Astfel, datele preluate sunt încărcate direct într-o bază de date NoSQL distribuită pe mai multe noduri fără a fi necesare prelucrări inițiale ca în cazul bazelor de date relaționale tradiționale. Pentru organizarea datelor în baza de date NoSQL se pot utiliza modelele orientate pe cheie-valoare sau pe documente. Ca rezultat, se obțin colecțiile de documente sau cheie-valoare stocate distribuit pe nodurile soluției NoSQL implementate.

Etapa 2 – Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor reprezintă etapa cea mai importantă a modulului și presupune implementarea unei metode bazate pe un set de proceduri pentru fiecare colecție de date stocată în baza de date NoSQL, astfel încât datele colectate să fie aduse într-un format utilizabil de către metode. Această etapă se desfășoară în mai mulți pași (fig.4) prezentați în secțiunile următoare.

Pas 1: Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor meteorologice

Fișierele cu înregistrări ale parametrilor meteorologici în diverse formate încărcate sub formă de colecții de documente sau cheie-valoare în baza de date NoSQL sunt supuse procesului de transformare care presupune curățarea și validarea datelor prin verificarea valorilor acestora, eliminarea valorilor aberante sau înlocuirea valorilor lipsă prin interpolare/extrapolare. Apoi se realizează agregarea datelor cu o granularitate mică (de exemplu date colectate la interval de 1 minut) și obținerea unei granularități mai mari pe intervale de timp (t) stabilite în funcție de cerințele de prelucrare (de exemplu la intervale de 10 sau 30 de minute). În cazul în care datele inițiale sunt colectate la o granularitate mai mare și se dorește reducerea acesteia, se vor aplica metode de interpolare pentru diminuarea intervalului de timp. De asemenea, datele meteorologice sunt organizate pe locații (l), astfel încât să fie corelate cu celelalte date referitoare la consumul de energie electrică sau producție. Procesul este implementat cu ajutorul unor proceduri și funcții scrise în limbaje de programare (Python, PL/SQL, SQL) și poate fi reprezentat sintetic, astfel:

$$VM_l^t = \sigma_{(l,t)} \left(Transform_VM(ColVM_l^\theta) \right) \quad (1)$$

Unde:

177
181

- t – intervalul de timp sau unitatea de timp utilizată pentru organizarea datelor (de exemplu 10 min);
- l – locația;
- VM_l^t – reprezintă valorile parametrilor meteorologici prelucrate și stocate în tabelele bazei de date relaționale în funcție de locația l și intervalul de timp t ;
- $\sigma_{(l,t)}$ – operatorul de selecție din algebra relațională pentru extragerea din setul prelucrat al valorilor pe intervale de timp și locații;
- $Transform_VM()$ – funcția implementată pentru transformarea datelor meteorologice din colecțiile NoSQL. Aceasta realizează curățarea, validarea, agregarea sau interpolarea datelor pe intervalele de timp t ;
- $ColVM_l^\theta$ – colecția de date din baza de date NoSQL cu înregistrări organizate pe locații l și pe intervale de timp cu granularitatea θ , unde $\theta \geq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mare decât intervalul de timp t (de exemplu datele sunt colectate cu granularitatea $\theta = 30$ minute, iar intervalul de timp $t = 10$ minute) sau $\theta \leq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mică decât intervalul de timp t .

După transformare și agregare, datele reprezentate prin elementele VM_l^t sunt încărcate automat în tabelele bazei de date relaționale.

Pas 2: Estimarea valorilor meteorologice pe următoarele 24 de ore se realizează prin regresia liniară pentru o parte dintre parametrii meteorologice (temperatura, radiația solară, viteza vântului) relevanți pentru consumul de energie electrică sau pentru generarea bazată pe RES. Metoda de regresie liniară *LinearRegression ()* din pachetul *Python scikit-learn* este implementată în funcția *ESTIMARE_METEO(VM)* care realizează predicția valorilor meteorologice pentru următoarele 24 de ore pentru fiecare locație l :

$$VMP_l^{t+24h} = ESTIMARE_METEO(VM_l^t) \quad (2)$$

Datele reprezentate prin elementele VMP_l^{t+24h} sunt încărcate automat în tabelele bazei de date relaționale pentru a putea fi utilizate în modulele MMC și MMP.

Pas 3: Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor de consum se realizează atât pentru datele provenite din contoarele inteligente instalate în locurile de consum, cât și pentru consumul înregistrat de dispozitivele electrice inteligente ale consumatorilor.

În cazul contoarelor inteligente, consumul înregistrat de acestea reprezintă consumul total de energie electrică corespunzător intervalului de timp t într-un anumit loc de consum i . Fișierele cu înregistrări ale consumului de energie electrică din contoarele inteligente încărcate sub formă de colecții de documente sau cheie-valoare în baza de date NoSQL sunt supuse

176
180

procesului de transformare care presupune curățarea și validarea datelor prin verificarea valorilor acestora, eliminarea valorilor aberante sau înlocuirea valorilor lipsă prin interpolare/extrapolare. Apoi se realizează agregarea sau interpolarea datelor cu o granularitate diferită și obținerea unei granularități corespunzătoare intervalului de timp (t) stabilit în funcție de cerințele de prelucrare. De asemenea, datele de consum sunt organizate pe locații (l) și pe locuri de consum (i), astfel încât să fie corelate cu datele meteorologice și să poată fi utilizate în modulul MMC. Procesul este implementat cu ajutorul unor proceduri și funcții scrise în limbaje de programare (Python, PL/SQL, SQL) și poate fi reprezentat sintetic, astfel:

$$C_{i,l}^t = \sigma_{(i,l,t)} \left(Transform_Consum(ColC_{i,l}^\theta) \right) \quad (3)$$

Unde:

- t – intervalul de timp sau unitatea de timp utilizată pentru organizarea datelor;
- l – locația;
- i – locul de consum;
- $C_{i,l}^t$ – reprezintă consumul înregistrat de contorul inteligent instalat în locul de consum i din locația l în intervalul de timp t ;
- $\sigma_{(i,l,t)}$ – operatorul de selecție din algebra relațională pentru extragerea din setul prelucrat a valorilor pe intervale de timp, locuri de consum și locații;
- $Transform_Consum()$ – funcția implementată pentru transformarea datelor din colecțiile NoSQL înregistrate de contoarele inteligente. Aceasta realizează curățarea, validarea, agregarea sau interpolarea datelor pe intervalele de timp t ;
- $ColC_{i,l}^\theta$ – colecția de date din baza de date NoSQL cu înregistrări organizate pe locuri de consum i , locații l și pe intervale de timp cu granularitatea θ , unde $\theta \geq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mare decât intervalul de timp t sau $\theta \leq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mică decât intervalul de timp t .

Pentru consumul înregistrat de către dispozitivele electrice inteligente procesul este similar, în acest caz organizarea datelor fiind realizată și la nivelul fiecărui dispozitiv j instalat în locul de consum i :

$$Cd_{i,j,l}^t = \sigma_{(i,j,l,t)} \left(Transform_ConsumDisp(ColCd_{i,j,l}^\theta) \right) \quad (4)$$

Unde:

- j – indexul dispozitivelor instalate în locul de consum i ;
- $Cd_{i,j,l}^t$ – reprezintă consumul înregistrat de dispozitivul inteligent $d_{i,j}$ instalat în locul de consum i din locația l în intervalul de timp t ;

175
179

- $\sigma_{(i,j,l,t)}$ – operatorul de selecție din algebra relațională pentru extragerea din setul prelucrat a valorilor pe intervale de timp, dispozitive, locuri de consum și locații;
- $Transform_ConsumDisp()$ – funcția implementată pentru transformarea datelor din colecțiile NoSQL înregistrate de dispozitivele inteligente. Aceasta realizează curățarea, validarea, agregarea sau interpolarea datelor pe intervalele de timp t ;
- $ColCd_{i,j,l}^\theta$ – colecția de date din baza de date NoSQL cu înregistrări organizate pe dispozitive j , locuri de consum i , locații l și pe intervale de timp cu granularitatea θ , unde $\theta \geq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mare decât intervalul de timp t sau $\theta \leq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mică decât intervalul de timp t .

Pe baza valorilor de consum înregistrate de contoarele inteligente și separat de dispozitivele inteligente, se va calcula consumul dispozitivelor clasice (neprogramabile sau necontrolabile) care va fi utilizat în procesul de optimizare a consumului la nivelul furnizorului. Acest consum este important deoarece are o pondere semnificativă din consumul total și nu poate fi controlat sau reprogramat în procesul de optimizare care vizează aplatizarea curbei de sarcină. Consumul dispozitivelor neprogramabile poate fi modificat în timp doar prin schimbarea comportamentului consumatorilor ca urmare a aplicării unor planuri tarifare adecvate sau a înlocuirii unor dispozitive clasice cu dispozitive inteligente controlabile și flexibile. Valorile de consum ale dispozitivelor neprogramabile (NP) se determină astfel:

$$CNP_{i,l}^t = C_{i,l}^t - \sum_{j \in i} Cd_{i,j,l}^t \quad (5)$$

După transformare și agregare, datele reprezentate prin elementele $C_{i,l}^t$, $CNP_{i,l}^t$ și $Cd_{i,j,l}^t$ sunt încărcate automat în tabelele bazei de date relaționale.

Pas 4: Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor din grupurile electrice

Fișierele cu înregistrări transmise de componentele sau grupurile electrice și încărcate sub formă de colecții de documente sau cheie-valoare în baza de date NoSQL sunt supuse procesului de transformare care presupune curățarea și validarea datelor prin verificarea valorilor acestora, eliminarea valorilor aberante sau înlocuirea valorilor lipsă prin interpolare/extrapolare. Se realizează agregarea sau interpolarea datelor pentru obținerea unei granularități de timp (t) stabilite în funcție de cerințele de prelucrare. Apoi, datele sunt organizate pe grupuri electrice (g) și locații (l), astfel încât să fie corelate cu datele meteorologice. Procesul este implementat cu ajutorul unor proceduri și funcții scrise în limbaje de programare (Python, PL/SQL, SQL) și poate fi reprezentat sintetic, astfel:

$$P_{g,l}^t = \sigma_{(g,l,t)} \left(Transform_Prod(ColP_{g,l}^\theta) \right) \quad (6)$$

175
178

Unde:

- g – grupul electric;
- $P_{g,l}^t$ – reprezintă valorile puterii generate de grupul electric g din locația l în intervalul de timp t ;
- $\sigma_{(g,l,t)}$ – operatorul de selecție din algebra relațională pentru extragerea din setul prelucrat a valorilor pe intervale de timp, grupuri electrice și locații;
- $Transform_Prod()$ – funcția implementată pentru transformarea datelor meteorologice din colecțiile NoSQL. Aceasta realizează curățarea, validarea, agregarea sau interpolarea datelor pe intervalele de timp t ;
- $ColP_{p,l}^\theta$ – colecția de date din baza de date NoSQL cu înregistrări organizate pe grupuri electrice g , locații l și pe intervale de timp cu granularitatea θ , unde $\theta \geq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mare decât intervalul de timp t sau $\theta \leq t$, în cazul în care granularitatea inițială este mai mică decât intervalul de timp t .

Pe lângă valorile puterii generate de fiecare grup electric, în baza de date NoSQL mai pot fi colectate și date referitoare la funcționarea unor componente din aceste grupuri (panouri fotovoltaice, invertoare etc.) sau date referitoare la o serie de parametri tehnici ai grupurilor. O parte dintre aceste date vor fi supuse unui proces similar de transformare și prelucrare și încărcate în baza de date relațională, iar o altă parte vor rămâne sub formă de colecții NoSQL și vor fi utilizate direct în anumite proceduri de monitorizare în timp real.

După transformare și agregare, datele reprezentate prin elementele $P_{g,l}^t$ sunt încărcate automat în tabelele bazei de date relaționale.

Pas 5: Extragerea și prelucrarea prețurilor istorice de pe site-ul OPCOM

Din fișierele cu prețurile de tranzacționare pe piațe în diverse formate (.csv, .xml) preluate de pe site-ul OPCOM se vor extrage prețurile orare pentru fiecare tip de piață. Se va realiza o curățare și validarea a acestora pentru înlocuirea eventualelor valori lipsă și apoi se vor încărca în baza de date relațională valorile orare ale prețurilor de tranzacționare pe tipuri de piațe. Procesul poate fi reprezentat astfel:

$$Pret_istoric_{piata,zi}^h = \sigma_{(piata,zi,h)} \left(Transform_Pret(FisierTranzactii_{piata,zi}^h) \right) \quad (7)$$

Unde:

- $piata$ – piața de energie electrică $piata \in \{PCCB, PZU, PIZ, PSS, PE\}$;
- h – intervalele orare de tranzacționare corespunzătoare celor 24 de ore;
- zi – ziua de tranzacționare;

173
177

- $Pret_istoric_{piata,zi}^h$ – reprezintă prețurile istorice la care s-a tranzacționat pe fiecare piață în intervalul de tranzacționare h ;
- $\sigma_{(piata,zi,h)}$ – operatorul de selecție din algebra relațională pentru extragerea din setul prelucrat a valorilor pe fiecare piață, zi și intervale de tranzacționare;
- $Transform_Pret()$ – funcția implementată pentru transformarea prețurilor din fișierele preluate de pe site-ul OPCOM. Aceasta realizează curățarea și validarea datelor;
- $FisierTranzactii_{piata,zi}^h$ – fișierele preluate de pe site-ul OPCOM cu înregistrări ale tranzacțiilor istorice pe tipuri de piețe.

După transformare, datele reprezentate prin elementele $Pret_istoric_{piata,zi}^h$ sunt încărcate automat în tabelele bazei de date relaționale.

În tabelul 1, am sintetizat fluxurile de prelucrare a datelor pe fiecare pas descris anterior.

Tabelul 1: Fluxurile de prelucrare a datelor din modulul MPOD

Etapa și fluxul de prelucrare	Date intrare	Date ieșire
1. Etapa 1, pas 1 - Colectare valori meteo din stațiile și serviciile meteo	Fișierele cu înregistrări ale parametrilor meteo în formate diverse (.csv, .json, .xml)	Colecțiile de date cu valorile parametrilor meteo stocate în baza de date NoSQL: $ColVM_i^\theta$
2. Etapa 1, pas 2 - Colectare date consum din contoare și dispozitive electrice inteligente	Fișierele cu înregistrări ale consumului de energie electrică în formate diverse (.csv, .json, .xml) sau fluxuri continue de date	Colecțiile de date cu valorile de consum citite din contoare și dispozitive inteligente stocate în baza de date NoSQL: $ColC_{i,l}^\theta$, $ColCD_{i,j,l}^\theta$
3. Etapa 1, pas 3 - Colectare date producție din grupurile electrice și echipamentele de monitorizare	Fișierele cu înregistrări ale producției de energie electrică în formate diverse (.csv, .json, .xml) sau fluxuri continue de date	Colecții de date cu valorile de producție stocate în baza de date NoSQL: $ColP_{g,l}^\theta$
4. Etapa 2, pas 1 - Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor meteo	Colecțiile de date cu valorile parametrilor meteo stocate în baza de date NoSQL: $ColVM_i^\theta$	Valorile parametrilor meteo prelucrate și stocate în baza de date relaționale în funcție de locația l și intervalul de timp t : VM_l^t
5. Etapa 2, pas 2 - Estimarea valorilor meteo pentru următoarele 24 de ore	Valorile parametrilor meteo: VM_l^t	Valorile meteo estimate pentru următoarele 24 de ore stocate în baza de date relațională: VMP_l^{t+24h}
6. Etapa 2, pas 3 - Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor de consum	Colecțiile de date cu valorile de consum citite din contoare și dispozitive inteligente stocate în baza de date NoSQL: $ColC_{i,l}^\theta$, $ColCD_{i,j,l}^\theta$	Valorile de consum stocate în baza de date relațională provenite din: - contoarele inteligente instalate în locurile de consum: $C_{i,l}^t$ - dispozitivele inteligente $d_{i,j}$: $Cd_{i,j,l}^t$

172
176

		- dispozitivelor neprogramabile (NP): $CNP_{i,l}^t$
7. Etapa 2, pas 4: Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor din grupurile electrice	Colecții de date cu valorile de producție stocate în baza de date NoSQL: $ColP_{g,l}^g$	Valorile puterii generate de grupurile electrice stocate în baza de date relațională: $P_{g,l}^t$
8. Etapa 2, pas 5: Extragerea și prelucrarea prețurilor istorice din pe site-ul OPCOM	Fișierele cu prețurile de tranzacționare pe piețe în diverse formate (.csv, .xml) preluate din site-ul OPCOM: $FisierTranzactii_{piata,zi}^h$	Prețurile istorice la care s-a tranzacționat pe fiecare piață în intervalul de tranzacționare h stocate în baza de date relațională: $Pret_istoric_{piata,zi}^h$

Pentru implementarea procedurilor din cadrul metodologiei se pot utiliza diverse limbaje de programare (Python, Scala, R, C, SQL, PL/SQL). Pentru stocarea colecțiilor de date eterogene se pot utiliza baze de date NoSQL, precum: Mongo DB, Oracle NoSQL, iar pentru stocarea datelor relaționale se pot utiliza soluții, precum: Oracle Database 12c/18c, MySQL, Microsoft SQL Server.

Etapale 3 - Introducerea/actualizarea datelor și 4 – Interogarea și analiza datelor reprezintă etape de rutină ale utilizării sistemului informatic și vizează manipularea și asigurarea accesului la date pentru utilizatori (consumatori, prosumeri, furnizori și producători) și pentru metodele implementate în cadrul celorlalte module (MMC, MMP, MSOP).

Modulul MMC este destinat consumatorilor și furnizorilor de energie electrică și conține: 1) **Metoda pentru Estimarea, Optimizarea consumului comunității și determinarea Necesariului de consum la nivelul furnizorului (MET_EON)**; 2) **Metoda pentru Monitorizarea, Controlul și Optimizarea consumului la nivelul consumatorului de energie electrică (MET_MCO)**. Între cele două metode există o strânsă interacțiune, așa cum se poate observa din fig.5, etapele de realizare ale celor două metode fiind interdependente. Astfel, optimizarea consumului la nivelul consumatorului depinde de planul tarifar stabilit de furnizor, iar optimizarea la nivelul comunității depinde de programul optim de consum stabilit de consumatori. De asemenea, monitorizarea și controlul anumitor dispozitive de către consumator se realizează după ce furnizorul transmite programul optim determinat pentru acele dispozitive. Modulul este interconectat cu modulul MPOD pentru acces la date și cu modulul MSOP pentru simularea ofertelor de tranzacționare pe baza estimării necesariului de consum de energie electrică.

1) **Metoda pentru Estimarea, Optimizarea consumului comunității și determinarea Necesariului de consum la nivelul furnizorului (MET_EON)** are ca obiectiv asistarea deciziei furnizorului privind tranzacționarea pe piețele de energie electrică, în special prin determinarea

LH
125

necesarului zilnic de consum. Metodologia de realizare presupune parcurgerea a cinci etape succesive în care sunt apelate o serie de proceduri pentru determinarea profilurilor, estimarea consumului, stabilirea planurilor tarifare, optimizarea consumului și în final determinarea necesarului zilnic de consum (fig.6). Procedurile apelate implementează în limbajul de programare Python o serie de algoritmi prezentați în continuare.

Etapa 1 – Determinarea profilurilor de consum presupune gruparea periodică a consumatorilor în profiluri (grupuri sau clustere), în funcție de comportamentul de consum reflectat în consumul istoric dintr-o anumită perioadă. Profilurile se determină sezonier pentru a surprinde cât mai precis comportamentul consumatorilor în funcție de condițiile meteorologice înregistrate într-o anumită perioadă (anotimp). Sunt grupate locurile de consum și nu consumatorii, deoarece un consumator poate deține mai multe locuri de consum cu caracteristici diferite (număr de locuitori, surse de generare, tipuri de dispozitive). Astfel, pe baza datelor de consum înregistrate în locurile de consum deservite de anumit furnizor (f) extrase din baza de date relațională (C_i^t) și a caracteristicilor locului de consum precizate de fiecare consumator prin intermediul sistemului informatic integrat, furnizorul selectează numărul de profiluri (k) și sezonul (s) pentru care se realizează gruparea și apelează procedura *Det_profiluri*(f, s, k). Aceasta implementează algoritmul de clusterizare *k-means* din pachetul *scikit-learn* din *Python* [12], care grupează datele într-un număr de k clustere. Inițial sunt selectate cele mai relevante attribute pentru grupare printr-o metodă iterativă. Astfel, se vor considera ca relevante următoarele attribute: tipul locului de consum (rezidențial, comercial, industrial), numărul de persoane de la locul de consum, venitul pe loc de consum, existența altor surse de generare (panouri fotovoltaice, surse de stocare), consumul mediu orar pe tipuri de zile ale săptămânii (lucrătoare, nelucrătoare). Pentru a realiza gruparea în funcție de aceste attribute, algoritmul selectează inițial k puncte, așa numiții centroizi (centrii de clustere), apoi asociază fiecare observație celui mai apropiat centroid folosind distanța euclidiană. Se recalculază iterativ, folosind aceeași distanță, noul centroid pentru fiecare cluster și se reasociază observațiile noilor centroizi. Dacă în urma acestui pas există observații care sunt realocate unui alt cluster, se repetă pașii de determinare a centroizilor și a distanțelor către aceștia. Algoritmul converge atunci când niciun punct nu mai este realocat în urma calculării de noi distanțe. În urma apelului procedurii, fiecare loc de consum i ($LC_{c,i}$), aparținând unui anumit consumator c , deservit de către furnizorul f , este asociat unui cluster $pk = \overline{1, k}$, asocierea fiind salvată în baza de date relațională pentru a fi utilizată în procedura de estimare a consumului.

170
174

$$LC_{c,i} \subset \{pk\}, pk = Det_profiluri_{(f,s,k)}, pk = \overline{1,k} \quad (8)$$

Unde:

- $LC_{c,i}$ – reprezintă locurile de consum asociate furnizorului f ;
- pk – profilurile determinate în urma clusterizării;
- s – sezonul pentru care se determină profilurile;
- k – numărul de clustere (profiluri);

Etapa 2 – Estimarea consumului comunității pe următoarele 24 de ore presupune predicția consumului orar pentru fiecare profil determinat anterior prin apelul procedurii *Predicție_consum* (f, pk, zi). Aceasta realizează o serie de prelucrări descrise prin următorii pași:

Pas 1: Extragerea din baza de date relațională a setului de înregistrări reprezentând următoarele elemente:

- consumul agregat pe fiecare interval de timp t , pe ultimele 30 de zile, pentru fiecare profil pk , reprezentate prin vectorul $CT_{pk}^{per=30}$, obținut pe baza valorilor de consum citite de contoarele inteligente:

$$CT_{pk}^{per=30} = \sum_{i \in pk} C_i^t, t \in per \quad (9)$$

- consumul agregat pe fiecare interval t , pentru ultimele 24 de ore, pentru fiecare profil pk :

$$CT_{pk}^{zi-1} = \sum_{i \in pk} C_i^t, t \in (zi - 1) \quad (10)$$

- valorile estimate ale parametrilor meteorologici pentru următoarele 24 de ore reprezentate prin vectorul $VMP_{pk,l}$ pentru fiecare locație l al comunității de consumatori (oraș, localitate, regiune) și profil pk ;

- în funcție de ziua aleasă ca parametru se determină tipul zilei (lucrătoare sau nelucrătoare) reprezentat prin valoarea scalară $TipZi$.

Se formează vectorul de intrare XC_{pk} prin concatenarea elementelor de mai sus:

$$XC_{pk} = (VMP_{pk,l}, TipZi, CT_{pk}^{zi-1}) \quad (11)$$

Pas 2: Selectarea celor mai relevante atribute care influențează consumul fiecărui profil pk într-o anumită perioadă. Pentru aceasta se aplică un algoritm de selecție a acestor atribute în funcție de gradul de corelație dintre valoarea fiecărui atribut și valoarea consumului. Astfel, în cadrul procedurii se utilizează algoritmul *SelectKBest* ($f_regression, ns$) implementat în *Python* în pachetul *scikit - learn*, în care ns reprezintă numărul de atribute selectate. Algoritmul

clasifică toate valorile vectorului XC_{pk} , utilizând regresia liniară în funcție de corelația dintre fiecare element al vectorului și consumul agregat al profilului, în urma clasificării rezultând un top al celor mai relevante atribute. În cazul consumului de energie electrică, în urma simulărilor realizate topul conține următoarele atribute: temperatura atmosferică, temperatura resimțită, temperatura punctului de rouă, gradul de înnoare, probabilitatea de precipitații, presiunea atmosferică, simbolul pentru reprezentarea condițiilor meteorologice, ora, intensitatea precipitațiilor și tipul zilei. Din vectorul XC_{pk} se elimină atributele ne semnificative rezultând vectorul XCS_{pk} .

Pas 3: Standardizarea valorilor vectorului XCS_{pk} pentru uniformizarea valorilor atributelor sale conform ecuației:

$$ZXCS_{pk}(q) = \frac{XCS_{pk}(q) - mean_{pk}}{stdev_{pk}} \quad (12)$$

Unde:

- q – observația (înregistrarea) curentă;
- $mean_{pk}$ – media valorilor atributelor din profilul pk ;
- $stdev_{pk}$ – abaterea standard a valorilor atributelor din profilul pk ;

Se obține vectorul $ZXCS_{pk}$ cu valori standard distribuite.

Pas 4: Estimarea consumului pentru fiecare profil pentru următoarele 24 de ore. Pentru a obține predicția pentru ziua următoare, procedura implementează algoritmul de predicție al consumului $TRAIN_NEST_BCKTR$ bazat Rețele Neuronale Artificiale (RNA) care implică o metodă de ajustare adaptivă de tip *backtracking* a ratei de învățare utilizată în antrenarea rețelei neuronale. Algoritmul $TRAIN_NEST_BCKTR$ este propus de către autorii invenției și este descris în articolul [13]. Rețeaua neuronală implementată în cadrul procedurii curente conține 2 straturi ascunse, având fiecare câte 100 de neuroni pe strat și se bazează pe o funcție de activare liniară. Numărul de iterații pentru antrenarea rețelei este de 200. Mai întâi se apelează algoritmul implementat în Python pentru antrenarea rețelei pe datele istorice de consum din urmă cu 30 de zile utilizând vectorul $CT_{pk}^{per=30}$, iar apoi se utilizează rețeaua antrenată pentru estimarea valorilor de consum pentru următoarele 24 de ore.

$$CPT_{pk}, CPNP_{pk} = TRAIN_NEST_BCKTR(ZXCS_{pk}, pk) \quad (13)$$

Ca rezultat, se obțin doi vectori: CPT_{pk} – consumul orar estimat pentru profilul pk pentru următoarele 24 de ore și $CPNP_{pk}$ – consumul orar estimat al dispozitivelor neprogramabile ale consumatorilor din profilul pk pentru următoarele 24 de ore. Prin însumarea valorilor acestora

168
172

se vor determina consumul total orar estimat, respectiv consumul total orar estimat al dispozitivelor neprogramabile la nivelul furnizorului pentru următoarele 24 de ore:

$$CPT, CPNP = \sum_{pk=1}^k CPT_{pk}, CPNP_{pk} \quad (14)$$

$$CPT = \{CPT^h\}, (\forall)h = \overline{1,24}$$

$$CPNP = \{CPNP^h\}, (\forall)h = \overline{1,24}$$

Valorile orare ale vectorilor $CPT, CPNP$ se vor stoca în baza de date relațională pentru a fi utilizate în determinarea planurilor tarifare și în optimizarea consumului. Implementarea acestui algoritm în cadrul metodei îmbunătățește considerabil acuratețea predicției de consum prin comparație cu alți algoritmi bazați pe RNA sau regresie, așa cum am demonstrat prin rezultatele prezentate în [13], ceea ce va conduce la obținerea unui necesar de consum cu abateri mici și, în consecință, la stabilirea unei oferte cât mai exacte pentru cumpărarea cantităților orare de pe piețele de energie electrică.

Etapa 3 – Determinarea planurilor tarifare presupune stabilirea tarifelor orare aplicate fiecărui profil pentru următoarele 24 de ore în funcție de curba de consum determinată pe baza predicției consumului orar (CPT_{pk}). Astfel, furnizorul selectează ziua și profilul de consum și apelează procedura *Det_ToU* (f, pk, zi). Pașii pentru această procedură sunt:

Pas 1: Se preiau din baza de date valorile estimate ale consumului total orar pentru ziua următoare: $CPT = \{CPT^h\}, (\forall)h = \overline{1,24}$.

Pas 2: Pentru vectorul CPT sunt identificate orele de vârf (h^v), respectiv gol (h^g):

$$h^v = h, (\forall) CPT^h \in \left[\max_h CPT - \alpha, \max_h CPT \right] \quad (15)$$

$$h^g = h, (\forall) CPT^h \in \left[\min_h CPT, \min_h CPT + \alpha \right] \quad (16)$$

Unde $\alpha = \frac{\max - \min}{\max} \times \min$, reprezintă un coeficient de abatere de la vârf, respectiv gol.

Pas 3: Se construiește pentru fiecare profil pk vectorul corespunzător tarifelor orare aplicate, $Tarif_{pk}$, pe baza algoritmului *ToU_tariff_rates* propus de către autorii invenției în articolul [14]. Acest algoritm determină contribuția fiecărui profil la vârful/golul de consum și construiește tariful orar pornind de la tariful standard cu tarife orare identice (*Flat Tariff - FT*). Astfel, cu cât consumatorii dintr-un anumit profil contribuie mai mult la vârful de consum, cu atât tariful la vârf va fi mai mare pentru aceștia pentru a descuraja consumul în orele de vârf și pentru a-i stimula să reprogrameze dispozitivele flexibile la orele de gol când tariful este mai mic. Pornind de la elasticitatea tarifului, se estimează evoluția consumului determinată de implementarea planului tarifar și se determină valorile orare:

167
171

$$Tarif_{pk} = ToU_tariff_rates(CPT, CPT_{pk}, FT) \quad (17)$$

$$Tarif_{pk} = Tarif_{pk}^h, \forall pk = \overline{1, k}, h = \overline{1, 24}$$

Tarifele au rolul de a aplatiza vârful de consum și, implicit, de a reduce costurile legate de consumul de energie electrică. Planurile tarifare orare stabilite pentru fiecare profil reprezentate prin vectorii $Tarif_{pk}$ sunt salvate în baza de date relațională și sunt disponibile pentru consultare tuturor consumatorilor deserviți de furnizor.

Etapa 4 - Optimizarea consumului la nivelul comunității pentru ziua următoare presupune aplatizarea vârfului de consum estimat la nivelul furnizorului prin mutarea unor dispozitive flexibile (*FL*), programabile de către furnizor, conform restricțiilor de funcționare și acordurilor contractuale dintre consumator și furnizor. Astfel, între furnizor și consumatorii care dețin dispozitive programabile (de tipul *IoT* sau controlabile prin intermediul prizelor inteligente) se pot stabili acorduri contractuale prin care aceste dispozitive să poată fi reprogramate de către furnizor pentru aplatizarea consumului la vârf, consumatorii fiind recompensați prin planuri tarifare preferențiale sau bonificații. Consumatorul va indica prin intermediul sistemului informatic integrat dispozitivele flexibile, caracteristicile acestora și eventualele restricții de funcționare pentru ziua următoare. Există mai multe clasificări ale dispozitivelor electrice care pot fi utilizate de către consumatori prin intermediul sistemului informatic integrat. Astfel, după modalitatea de control dispozitivele, se vor clasifica în:

- dispozitive necontrolabile sau neprogramabile (*Non-Programmable - NP*) sunt dispozitive al căror program de funcționare nu poate fi controlat de către consumator sau a căror funcționare se derulează pe toată durata zilei, consumul acestora fiind înregistrat agregat de către contorul de energie electrică. Exemple de astfel de dispozitive: iluminatul centralizat, prize obișnuite la care se conectează diverse dispozitive electrice clasice fără posibilitate de control, sistemele de supraveghere etc.;
- dispozitive controlabile reprogramabile (*Shiftable - S*) sunt dispozitive al căror program de funcționare poate fi controlat de către consumator și reprogramate în funcție de durata de funcționare a dispozitivului. De exemplu, mașina de spălat poate fi controlată prin intermediul unei prize inteligente, însă programarea acesteia trebuie să țină cont de ciclul de funcționare al mașinii de spălat (aproximativ 2 ore) care nu poate fi întrerupt;
- dispozitive controlabile întreruptibile (*Interruptible - I*) sunt dispozitivele care pot fi programate și controlate indiferent de ciclul lor de funcționare. Acestea pot fi programate în funcție de preferințele consumatorului, iar funcționarea acestora poate fi întreruptă și reluată la un alt moment de timp. De exemplu, sistemele de răcire/încălzire sau ventilație

H66
170

pot fi controlate direct dacă sunt dispozitive de tip *IoT* sau prin intermediul prizelor inteligente (*smart-plug*) și pot fi programate să funcționeze cu întrerupere într-un interval de timp stabilit de consumator.

Astfel, în urma acestei clasificări consumatorul va preciza modalitatea de control al fiecărui dispozitiv j instalat în locul de consum i ($d_{i,j}$) prin lista:

$$\text{Tip control } d_{i,j} \in \{NP, I, S\} \quad (18)$$

Gradul de flexibilitate reprezintă opțiunea consumatorului de a transfera posibilitatea programării dispozitivelor sale către furnizor în baza unor condiții contractuale agreeate. Astfel, dispozitivele se vor clasifica în:

- dispozitive cu grad 0 de flexibilitate sau dispozitive fixe (*FX*) pe care furnizorul nu le poate programa. În această categorie intră dispozitivele de tipul *NP* și o parte dintre dispozitivele *I* sau *S* pe care consumatorul dorește să le controleze exclusiv la nivelul locului său de consum;
- dispozitive cu gradul 1 de flexibilitate sau dispozitive flexibile (*FL*) pentru care consumatorul a încheiat cu furnizorul un contract privind posibilitatea acestuia din urmă de a le reprograma pentru aplatizarea curbei de sarcină. Pentru acestea consumatorul va preciza o serie de restricții de funcționare printr-o matrice de restricții (*RFL*) și va indica un program inițial de funcționare. Matricea de restricții va indica prin valoarea 0 orele în care dispozitivul nu poate să funcționeze, respectiv prin valoarea 1 orele posibile de funcționare. Inițial elementele matricei sunt inițializate cu valoarea 1, consumatorul urmând să indice intervalele de indisponibilitate prin intermediul sistemului informatic integrat.

Astfel, în urma acestei clasificări, consumatorul va preciza prin intermediul sistemului informatic integrat gradul de flexibilitate al fiecărui dispozitiv j instalat în locul de consum i ($d_{i,j}$):

$$\text{Grad flex } d_{i,j} \in \{FX, FL\} \quad (19)$$

Aceste caracteristici vor fi stocate în baza de date relațională și vor fi preluate de către procedura *Optim_comunitate(f, zi)* care implementează algoritmi de optimizare prin care se urmărește reducerea vârfului de consum prin mutarea dispozitivelor flexibile din orele de vârf în orele de gol. Pașii de realizare a procedurii sunt următorii:

Pas 1: Se preiau din baza de date valorile estimate ale consumului dispozitivelor neprogramabile pentru ziua următoare *CPNP*, obținute în etapa 2.

165
169

Pas 2: Se primesc de la consumatori programele optime de funcționare ($COpt_i$) a dispozitivelor flexibile (FL) și fixe controlabile de tipul I și S, conform etapei 3 din metoda MET_MCO, determinate de aceștia pentru locurile de consum ($COpt_i$), după parcurgerea etapei 3 din metoda MET_EON (fig.5).

Se extrag valorile de consum ale dispozitivelor flexibile, reprezentate prin vectorii de consum orar $CPFL_i = \{COpt_{i,j}^h\}$, $(\forall)h = \overline{1,24}$, $d_{i,j} \in \{FL\}$. Se preiau pentru aceste dispozitive programabile restricțiile de funcționare ($RFL_i = \{RFL_{i,j}^h\}$) transmise de consumatori prin intermediul sistemului informatic integrat.

Se extrag valorile de consum ale dispozitivelor fixe controlabile doar de către consumator (de tipul I și S) și se determină consumul total orar al dispozitivelor fixe la nivelul furnizorului prin însumarea valorilor consumului dispozitivelor tipul NP cu valorile consumului optim al dispozitivelor de tipul I și S.

$$CPFX^h = CPNP^h + \sum_{i \in f, j \in i} COpt_{i,j}^h, (\forall)h = \overline{1,24}, d_{i,j} \in \{FX\} \wedge d_{i,j} \in \{I, S\} \quad (20)$$

Pas 3. Se apelează în paralel patru algoritmi de optimizare la nivelul comunității propuși de autorii invenției și descriși în articolul [15]. Aceștia au ca obiectiv aplatizarea curbei de consum și determinarea programului optim de funcționare prin următoarele metode:

- 1) minimizarea amplitudinii vectorului de consum – algoritmul MIN_AMP ;
- 2) minimizarea consumului maxim – algoritmul MIN_MAX ;
- 3) maximizarea consumului minim – algoritmul MAX_MIN ;
- 4) minimizarea dispersiei – MIN_DISP .

Algoritmii iau în considerare consumul orar total al dispozitivelor fixe ($CPFX$), programarea inițială a dispozitivelor flexibile ($CPFL$) și reprogramează doar dispozitivele flexibile în funcție de restricțiile de funcționare (RFL), astfel încât să se aplatizeze curba de sarcină. Practic dispozitivele flexibile vor fi reprogramate să funcționeze în perioadele de gol de sarcină, astfel încât să fie redus vârful de consum.

Utilizarea acestor algoritmi în cadrul metodei MET_EON reduce timpul de execuție prin faptul că aceștia converg rapid către soluția optimă, comparativ cu alte metode existente. Ca rezultat, se obține programul optim de funcționare a dispozitivelor flexibile ($COptFL$) determinat prin apelul fiecărui algoritm de mai sus, dar și consumul total optimizat (dispozitive flexibile și fixe - $COptT$), pe baza programelor optime de funcționare:

$$\begin{aligned} COptFL_1, COptT_1 &= MIN_AMP(CPFX, CPFL, RFL) \\ COptFL_2, COptT_2 &= MIN_MAX(CPFX, CPFL, RFL) \end{aligned} \quad (21)$$

164
168

$$COptFL_3, COptT_3 = MAX_MIN(CPFX, CPFL, RFL)$$

$$COptFL_4, COptT_4 = MIN_DISP(CPFX, CPFL, RFL)$$

Pas 4: Selectarea algoritmului ($a = 1, 2, 3, 4$) care va furniza programul optim de funcționare pentru ziua următoare în funcție de valorile următorilor doi indicatori de aplatizare:

Indexul de aplatizare, Flattening Index (FI), reprezintă un indicator de performanță care indică gradul de aplatizare al curbei de sarcină și reprezintă raportul dintre consumul mediu orar și consumul înregistrat la vârful de sarcină:

$$FI_a = \frac{AVG(COptT_a)}{COptT_a^{h^v}} \quad (22)$$

Peak to Average Ratio (PAR) este un indicator de performanță care arată indică gradul de aplatizare al curbei de sarcină și reprezintă raportul dintre consumul la vârf și consumul mediu la pătrat:

$$PAR_a = \frac{(COptT_a^{h^v})^2}{AVG(COptT_a)^2} \quad (23)$$

Se determină acești indicatori pentru fiecare dintre algoritmi menționați mai sus și se alege programul optim de funcționare pentru care FI_a are o valoare cât mai apropiată de valoarea 1, iar PAR_a are valoarea cea mai mică.

Pas 5: Se salvează în baza de date relațională programul optim de funcționare al dispozitivelor flexibile $COptFL$, acesta fiind transmis automat consumatorilor și implementat în ziua următoare prin intermediul metodei de monitorizare și control la nivelul consumatorului (etapa 4 din metoda MET_EON).

Etapa 5 – Determinarea necesarului de consum pentru ziua următoare și realizarea notificărilor presupune apelul procedurii *Notificare_consum(f, zi)* care construiește vectorul consumului total necesar la nivelul furnizorului pentru următoarele 24 de ore pe baza programului optim de consum rezultat din etapa anterioară și a consumului total estimat rezultat în etapa 2. Se parcurg următorii pași:

Pas 1: Se preiau din baza de date relațională valorile estimate ale consumului agregat la nivelul furnizorului, reprezentate prin vectorul $CPT = \{CPT^h\}, (\forall)h = \overline{1,24}$ și valorile consumului total, optimizat determinat în etapa 4, reprezentat prin vectorul $COptT = \{COptT^h\}, (\forall)h = \overline{1,24}$.

Pas 2: Având în vedere faptul că furnizorii au ca indicator de performanță acoperirea consumului și ținând cont de diferența considerabilă dintre prețul de excedent și prețul de deficit specifice pieței PE, se preferă alegerea unei valori maxime suficiente pentru acoperirea consumului. Ca urmare, pentru fiecare interval orar se alege valoarea maximă dintre valorile

163
167

vectorilor CPT^h și $COptT^h$, $\forall h = \overline{1,24}$, stabilind astfel cantitățile orare maxime necesare a fi acoperite.

$$CN^h = \max_h(CPT^h, COptT^h), \forall h = \overline{1,24} \quad (24)$$

Necesarul de consum CN^h va fi salvat în baza de date pentru a putea fi utilizat în cadrul modulului MSOP și va fi transmis automat prin sistemul informatic integrat către PRE la care furnizorul este afiliat.

Etapa 6 – Analiza indicatorilor de consum

Pe lângă cei doi indicatori de performanță (FI și PAR) definiți mai sus, care indică gradul de aplatizare al curbei de sarcină, la nivelul furnizorului pot fi calculați următorii indicatori: eroarea orară de prognoză de consum ERR_c^h , ponderea consumului pe profiluri qC_{pk} , ponderea consumului dispozitivelor flexibile (I, S) $qCFL$, cost total înainte $Cost$ și după optimizare $Cost_{opt}$. ERR_c^h reprezintă diferența dintre consumul prognozat și consumul realizat la ora h .

$$ERR_c^h = CPT^h - CT^h \quad (25)$$

qC_{pk} reprezintă raportul dintre consumul asociat unui anumit profil de consumatori și consumul total.

$$qC_{pk}[\%] = \frac{CT_{pk}}{CT} \times 100 \quad (26)$$

$qCFL$ reprezintă raportul dintre consumul dispozitivelor flexibile și consumul total. qC_{pk} și $qCFL$ pot fi calculați pentru diferite perioade de timp.

$$qCFL[\%] = \frac{CFL}{CT} \times 100 \quad (27)$$

Costul înainte $Cost$ și după optimizare $Cost_{opt}$ reprezintă suma produsului dintre tariful și consumul orar aferente fiecărui profil de consumatori.

$$Cost = \sum_{h=1}^{24} \sum_{pk=1}^k Tarif_{pk}^h \times CT_{pk}^h \quad (28)$$

$$Cost_{opt} = \sum_{h=1}^{24} \sum_{pk=1}^k Tarif_{pk}^h \times COptT_{pk}^h$$

2) Metoda pentru Monitorizarea, Controlul și Optimizarea consumului la nivelul consumatorului de energie electrică (MET_MCO) are ca obiectiv principal implementarea în locurile de consum a programului optim de funcționare realizat de către furnizor. Metoda oferă cadrul necesar și procedurile de lucru pentru monitorizarea consumului, planificarea funcționării dispozitivelor flexibile, optimizarea funcționării la nivelul fiecărui loc de consum și controlul dispozitivelor flexibile de către consumatorii de energie electrică.

Metodologia de realizare conține o succesiune de etape aflate în interacțiune cu modulul MPOD și cu o serie de etape din cadrul metodei MET_EON (fig.7).

Etapa 1 – Configurarea dispozitivelor se realizează de către consumator la începutul utilizării sistemului informatic integrat și apoi ocazional în funcție de dispozitivele noi achiziționate sau de modificarea caracteristicilor anumitor dispozitive instalate la locul de consum. Pentru fiecare dispozitiv programabil, consumatorul completează prin intermediul sistemului informatic integrat o serie de caracteristici precum: denumirea, tipul, puterea nominală consumată, puterea nominală generată, durata minimă de funcționare, modalitatea de control, gradul de flexibilitate. Se va stoca în baza de date pentru fiecare dispozitiv $d_{i,j}$ clasificarea făcută de către consumator privind tipul dispozitivelor: *Tip control* $d_{i,j} \in \{NP, I, S\}$ și *Grad flex* $d_{i,j} \in \{FX, FL\}$.

Etapa 2 – Planificarea funcționării dispozitivelor controlabile se realizează în funcție de planul tarifar determinat și transmis de furnizor, dar și a estimării consumului pe următoarele 24 de ore a dispozitivelor necontrolabile de tipul *NP* din locul de consum. Astfel, se vor prelua din baza de date următoarele valori:

- tarifele orare pentru următoarele 24 de ore reprezentate prin vectorul $Tarif_{pk,i}$, unde i reprezintă locul de consum încadrat în profilul pk de consum în etapa 1 corespunzătoare metodei MET_EON;

- valorile de consum ale dispozitivelor de tip *NP* estimate pentru următoarele 24 de ore reprezentate prin vectorul $CPNP_i$. Deoarece este dificil de obținut o acuratețe ridicată în cazul predicției de consum la nivelul fiecărui consumator, valorile vectorului se vor obține prin extrapolare, utilizându-se regresia liniară a valorilor anterioare înregistrate pe o perioadă de 30 de zile.

În funcție de aceste două componente și de necesitățile curente de utilizare a dispozitivelor electrice, consumatorul își va planifica funcționarea dispozitivelor de tipul *I* și *S* și va preciza perioadele de indisponibilitate pentru dispozitivele *FL* prin setarea valorii 0 în matricea *RFL* pentru anumite intervale orare. Rezultă matricele: CPI_i , CPS_i , RFL_i care vor fi stocate în baza de date.

Etapa 3 – Optimizarea consumului la nivelul locului de consum are ca obiectiv determinarea programului optim de funcționare a dispozitivelor controlabile (*I*, *S*) și consumului optim la nivelul consumatorului, astfel încât să fie minimizeze cheltuielile legate de energia electrică. Comparativ cu obiectivul algoritmilor de optimizare la nivelul comunității

let
165

care vizează aplatizarea curbei de sarcină, în cazul consumatorului obiectivul algoritmului de optimizare este minimizarea cheltuielilor și determinarea consumului optim astfel:

$$COpt_i \rightarrow \min(Cost_i)$$

$$Cost_i = \sum_{h=1}^{24} Tarif_{pk,i}^h \times (CPNP_i^h + CPI_i^h + CPS_i^h) \quad (29)$$

Unde:

- $COpt_i$ - programul optim de funcționare a dispozitivelor din locul de consum i ;
- $Cost_i$ - costul total cu energia electrică pentru ziua următoare în locul de consum i ;
- $Tarif_{pk,i}^h$ - tariful orar aplicat locului de consum i ;
- $CPNP_i^h$ - consumul orar estimat al dispozitivelor necontrolabile (NP) din locul de consum i ;
- CPI_i^h - consumul orar planificat al dispozitivelor întreruptibile (I) din locul de consum i ;
- CPS_i^h - consumul orar planificat al dispozitivelor reprogramabile (S) din locul de consum i .

Determinarea programului optim de funcționare se realizează prin intermediul procedurii *Optim_consumator(i, zi)* care implementează algoritmul de optimizare propus și prezentat de către autorii invenției în articolul [16]. Algoritmul mută iterativ dispozitivele de tipul I și S din orele de vârf în care tarifele orare sunt mari în orele de gol în care tarifele orare sunt mici, ținând cont de restricțiile de funcționare ale acestor dispozitive și având ca obiective minimizarea cheltuielilor, dar și aplatizarea curbei de sarcină la nivelul locului de consum. Ca rezultat, se va obține programul optim de funcționare la nivelul consumatorului prin care acesta își minimizează cheltuielile, având însă și o curbă de sarcină aplatizată, acest lucru fiind în beneficiul furnizorului. Programul optim de funcționare reprezentat prin $COpt_i$ va fi transmis furnizorului și va fi stocat în baza de date relațională și utilizat în etapa 4 prezentată în cadrul metodei MET_EON, unde pentru dispozitivele controlabile flexibile FL (I și S) furnizorul va determina un nou program optim de funcționare ținând cont de restricțiile din matricea RFL_i și consumul la nivelul comunității.

Etapa 4 – Monitorizarea și controlul dispozitivelor controlabile se realizează de către consumator pe baza programului optim determinat anterior pentru dispozitivele controlabile fără grad de flexibilitate de tipul I și S și pe baza programului optim stabilit de furnizor pentru dispozitivele controlabile flexibile de tipul I și S. Astfel, consumatorul primește prin intermediul sistemului informatic integrat de la furnizor programul optim final al dispozitivelor de tip FL (I și S) determinat în etapa 4 a metodei MET_EON. Pentru toate dispozitivele controlabile I și S, indiferent de gradul de flexibilitate al acestora, consumatorul va implementa programul optim de funcționare prin intermediul sistemului informatic integrat prin apelul

procedurii *Control_dispozitiv(i, zi, d_{i,j})*, unde *d_{i,j}* reprezintă dispozitivul controlabil *j* instalat în locul de consum *i*. Pașii parcurși în cadrul procedurii sunt:

Pas 1: construirea programului optim de funcționare al fiecărui dispozitiv controlabil *d_{i,j}* de tip I și S din locul de consum *i* prin combinarea programelor optime determinate de consumator (*COpt_i*) și de furnizor (*COptFL_i*). Programul optim final se va forma astfel:

$$\begin{aligned} COptF_{i,j}^h &= COpt_{i,j}^h \text{ dacă dispozitivul } d_{i,j} \in \{FX\} \wedge d_{i,j} \in \{I, S\}, \forall h = \overline{1,24} \\ COptF_{i,j}^h &= COptFL_{i,j}^h \text{ dacă dispozitivul } d_{i,j} \in \{FL\} \wedge d_{i,j} \in \{I, S\}, \forall h = \overline{1,24} \end{aligned} \quad (30)$$

Pas 2: pentru fiecare dispozitiv *d_{i,j}* planificat în programul optim de funcționare se construiește matricea de stări *SD_{i,j}^{h:m}* cu valori de 1 și 0 corespunzătoare funcționării, respectiv nefuncționării acestuia pentru fiecare interval orar.

$$\begin{aligned} SD_{i,j}^{h:m} &= 1 \text{ dacă dispozitivul } d_{i,j} \text{ funcționează la momentul de timp precizat prin} \\ &\text{ora:minut (h:m), } \forall h = \overline{1,24}, m = \overline{0,59}; \\ SD_{i,j}^{h:m} &= 0 \text{ dacă dispozitivul } d_{i,j} \text{ nu funcționează la momentul de timp precizat prin} \quad (31) \\ &h:m, \forall h = \overline{1,24}, m = \overline{0,59}. \end{aligned}$$

Pas 3: procedura monitorizează ciclic pentru cele 24 de ore funcționarea dispozitivelor și preia consumul înregistrat pe care îl transmite sub formă de flux (*streaming*) către modulul MPOD, iar pentru fiecare moment de timp precizat sub forma ora:minut (*h:m*) se citește matricea de stări pentru a transmite dispozitivelor comanda de pornire/oprire. Astfel, dacă *SD_{i,j}^{h:m} = 1* și *SD_{i,j}^{h:m-1} = 0* se transmite dispozitivului *d_{i,j}* comanda de pornire, iar dacă *SD_{i,j}^{h:m} = 0* și *SD_{i,j}^{h:m-1} = 1* se transmite dispozitivului *d_{i,j}* comanda de oprire. Comenzile de pornire/oprire sunt transmise către dispozitive prin intermediul protocolului de comunicație *Message Queuing Telemetry Transport (MQTT)*.

Pe baza înregistrărilor colectate de procedura de monitorizare și încărcate în modulul MPOD, consumatorul poate vizualiza prin intermediul sistemului informatic integrat starea fiecărui dispozitiv și consumul înregistrat de acesta pe o anumită perioadă selectată.

Etapa 5 – Analiza consumului la nivelul locului de consum

După optimizarea consumului prin mutarea funcționării dispozitivelor flexibile de la orele cu consum mare la orele cu consum mai mic, se calculează câștigul sau beneficiul consumatorului *i* în valoare absolută *B_i*, ca fiind diferența dintre costul inițial (înainte de optimizare) și costul după optimizare, sau în procente *B_i[%]*, indicând cu cât s-au redus costurile după optimizare.

$$B_i = Cost_{opt_i} - Cost_i$$

149
163

$$B_i[\%] = \left(1 - \frac{Cost_{opt_i}}{Cost_i}\right) \times 100 \quad (32)$$

Modulul MMP este destinat producătorilor de energie electrică și conține **Metoda de Estimare și Optimizare a funcționării Grupurilor generatoare (MET_EOG)**. Aceasta are la bază informațiile colectate în urma monitorizării funcționării grupurilor și a condițiilor meteorologice care influențează generarea bazată pe RES, dar și a planificării operațiilor de reparații și mentenanță. Pentru analiza rezultatelor, în cadrul modulului se determină un set de indicatori cheie de performanță pentru analiza producției. Modulul este interconectat cu modulul MPOD pentru acces la date și cu modulul MSOP pentru simularea ofertelor de tranzacționare pe baza estimării producției de energie electrică. Metodologia de realizare conține o succesiune de etape aflate în interacțiune cu modulul MPOD (fig.8).

Etapa 1 – Configurarea grupurilor electrice se realizează inițial de către producător prin precizarea parametrilor de funcționare ai grupurilor electrice prin intermediul sistemului informatic integrat. Astfel, producătorul va preciza o serie de parametri precum: puterea instalată, puterea minimă tehnologică, tipul grupului, eficiența, durata minimă de funcționare, duratele de timp de pornire/oprire, costuri etc. Pentru fiecare grup se configurează prin intermediul sistemului informatic integrat componentele care alcătuiesc grupul (de exemplu: invertoare, șiruri și panouri fotovoltaice, turbine eoliene etc.). Ca rezultat, în baza de date relațională se va stoca mulțimea parametrilor fiecărui grup:

$$Param_g = \{Param_{g,k}\} \quad (33)$$

Unde $Param_{g,k}$ reprezintă caracteristica (parametrul) k de funcționare a grupului g .

Etapa 2 – Monitorizarea funcționării grupurilor și planificarea operațiilor de mentenanță se realizează continuu pe baza valorilor parametrilor de funcționare colectate de modulul MPOD de la senzorii și stațiile de monitorizare. Pentru fiecare tip de componentă este implementată o procedură specială de monitorizare și alertare care citește valorile parametrilor în timp real și verifică dacă acestea se regăsesc în intervalele permise. Valorile înregistrate sunt corelate și cu valorile parametrilor meteorologici. În cazul în care sunt detectate valori anormale, se declanșează alerte sau avertizări în urma cărora se pot programa automat operații de mentenanță corectivă. De exemplu, în cazul unui șir de panouri fotovoltaice se citesc valorile înregistrate la momentul de timp t pentru curent și tensiune, iar în cazul în care una dintre aceste 2 valori este zero se declanșează o alertă și se programează o intervenție pe teren pentru verificarea cablurilor sau conexiunilor dintre șirul de panouri și invertor. În cazul mentenanței proactive, sunt verificați o serie de parametri de eficiență și performanță, precum randamentul,

158
162

puterea medie generată sau factorul de putere, iar dacă aceste valori scad sub un anumit prag sunt declanșate operațiile de mentenanță.

*Etapa 3 – Estimarea puterii generate de grupurile electrice pentru următoarele 24 h se realizează pentru grupurile bazate pe RES (eoliene și fotovoltaice) ale căror fluctuații de putere variază în funcție de condițiile meteorologice, dar și de starea de funcționare a componentelor acestora. Pentru fiecare tip de grup este implementată o procedură de predicție. Astfel, pentru grupurile eoliene a fost implementată procedura *Predicție_eolian(g, zi)*, iar pentru grupurile fotovoltaice a fost implementată procedura *Predicție_foto(g, zi)*. Acestea realizează o serie de prelucrări descrise prin următorii pași:*

Pas 1: Extragerea din baza de date relațională a setului de înregistrări reprezentând următoarele elemente:

- producția înregistrată în ultimele 30 de zile pentru fiecare grup electric g reprezentat prin vectorul $P_g^{per=30}$, $(\forall)g \in p$, p - producător;

- valorile curenți și estimate ale parametrilor meteorologici pentru următoarele 24 de ore reprezentate prin vectorii $VM_{g,l}$ și $VMP_{g,l}$ pentru fiecare locație l corespunzătoare grupului electric g . Există cazuri în care sunt instalate mai multe stații meteorologice în perimetrul unei centralele electrice de care aparțin grupurile electrice;

- valorile actuale ale parametrilor de funcționare ai grupului electric g ($Param_g$) pentru detectarea anomaliilor de funcționare. În funcție de starea componentelor, se calculează pentru fiecare grup un indicator de performanță denumit *Performance Evaluation Factor* (PEF).

Acesta se calculează ca raport dintre puterea produsă de grupul electric g la momentul actual de timp t și puterea maximă produsă în aceleași condiții meteorologice.

$$PEF_g^t = \frac{P_g^t}{\max P_g^t(VM_{g,l}^t)} \quad (34)$$

Astfel, puterea generată este ajustată corespunzător cu starea actuală de funcționare. De exemplu, în cazul în care un șir de panouri dintr-un grup electric fotovoltaic nu funcționează, puterea generată de întregul grup va fi diminuată cu puterea generată de șirul de panouri în condiții normale de funcționare. În acest mod, predicția puterii produse va ține cont de starea curentă a grupului electric.

Se formează vectorul de intrare XP_g format prin concatenarea elementelor de mai sus:

$$XP_g = (VM_{g,l}, VMP_{g,l}, PEF_g) \quad (35)$$

Pas 2: Selectarea celor mai relevante atribute care influențează producția fiecărui grup electric g într-o anumită perioadă. Pentru aceasta, se aplică algoritmul de selecție a atributelor

în funcție de gradul de corelație dintre parametrii meteorologici și puterea produsă. Se utilizează algoritmul *SelectKBest(f_regression, ns)* implementat în *Python* în pachetul *scikit – learn*, în care *ns* reprezintă numărul de atribute selectate. La fel ca în cazul predicției de consum, algoritmul clasifică toate valorile vectorului XP_g utilizând regresia liniară în funcție de corelația dintre elementele vectorului și puterea generată, în urma clasificării rezultând un clasament al celor mai relevante atribute. Pentru fiecare tip de grup electric, vor rezulta atribute diferite. În cazul grupurilor fotovoltaice, se selectează următoarele atribute: radiația solară curentă și estimată, temperatura atmosferică, temperatura panoului, viteza vântului. Pentru grupurile eoliene, se selectează următoarele atribute: viteza și direcția vântului curentă și estimată, viteza vântului la rafale, temperatura atmosferică, presiunea atmosferică, probabilitatea de precipitații. Din vectorul XP_g se elimină atributele nesemnificative rezultând vectorul XPS_g .

Pas 3: Standardizarea valorilor vectorului XPS_g pentru transformarea valorilor atributelor sale conform ecuației:

$$ZXPS_g(q) = \frac{XPS_g(q) - mean_g}{stdev_g} \quad (36)$$

Unde:

- q reprezintă observația (înregistrarea) curentă;
- $mean_g$ reprezintă media valorilor atributelor;
- $stdev_g$ reprezintă abaterea standard a valorilor atributelor;

Se obține vectorul $ZXPS_g$ cu valori standard distribuite.

Pas 4: Estimarea puterii produse la nivel de grup electric pentru următoarele 24 de ore. Procedurile *Predictie_eolian(g, zi)* și *Predictie_foto(g, zi)* implementează algoritmul de predicție a puterii generate *FAST_BKGD* bazat Rețele Neuronale Artificiale (RNA) propus de către autorii invenției și descris în articolul [17]. Rețeaua neuronală implementată în cadrul procedurilor conține 2 straturi ascunse, având fiecare câte 50 de neuroni pe strat și se bazează pe o funcție de activare liniară. Numărul de iterații pentru antrenarea rețelei este de 100. Mai întâi se apelează algoritmul implementat în *Python* pentru antrenarea rețelei pe datele istorice de consum din urmă cu 30 de zile utilizând vectorul $P_g^{per=30}$, iar apoi se utilizează rețeaua antrenată pentru estimarea valorilor de consum pentru următoarele 24 de ore

$$P_EST_g = FAST_BKGD(ZXPS_g, g), (\forall)g \in p \quad (37)$$

Valorile vectorului P_EST_g se vor stoca în baza de date relațională pentru a fi utilizate în etapa următoare de optimizare a funcționării grupurilor la nivelul unui producător.

Etapa 4 – Optimizarea funcționării grupurilor electrice pentru următoarele 24 de ore se realizează la nivelul producătorului care operează mai multe grupuri bazate pe diverse surse de generare și vizează stabilirea producției orare generate de fiecare grup pentru acoperirea necesarului contractat anterior pe PCCB, astfel încât să fie minimizate costurile de operare.

Pas1: Producătorul precizează pentru fiecare grup electric valorile următorilor parametri pentru ziua următoare: costul marginal, costul de pornire/oprire, puterea minimă în unități relative, durata minimă de funcționare, durata minimă de pornire/oprire. Ca rezultat, se vor stoca în baza de date relațională parametrii necesari optimizării reprezentați prin vectorul:

$$Param_Opt_g = \{Param_Opt_{g,k}\}, (\forall) k \in g \quad (38)$$

Pas 2: Estimarea puterii orare disponibile pentru fiecare grup. Pentru grupurile hidroenergetice, gaz, biomasă și combustibili convenționali, producătorul va preciza puterea estimată pe fiecare interval orar în funcție de puterea nominală ($P_NOM_g^h$) și de coeficientul de ajustare a acesteia ($Coeff_{NOM_g^h}$), iar pentru grupurile bazate pe RES, aceasta va fi egală cu puterea estimată în etapa anterioară.

$P_EST_g = \{P_EST_g^h\} = \{P_NOM_g^h \times Coef_{NOM_g^h}\}, (\forall) h \in \overline{1,24}$, dacă grupul este hidroenergetic, gaz, biomasă și combustibili convenționali;

$$P_EST_g = \{P_EST_g^h\}, (\forall) h \in \overline{1,24}, \text{ dacă grupul este eolian sau fotovoltaic.} \quad (39)$$

Pas 3: Stabilirea necesarului orar de livrare de către producătorul p pe PCCB pentru ziua următoare. Din baza de date se vor extrage cantitățile orare contractate pe PCCB care trebuie să fie livrate în următoarele 24 de ore de către producător. Acestea sunt reprezentate prin vectorul:

$$P_TO_SELL_{PCCB} = \{P_TO_SELL_{PCCB}^h\}, (\forall) h \in \overline{1,24} \quad (40)$$

Unde $P_TO_SELL_{PCCB}$ reprezintă cantitățile orare contractate pe PCCB pentru ziua selectată.

Pas 4: Determinarea încărcării orare a grupurilor pentru acoperirea necesarului orar de livrare se realizează prin apelul funcției $OPTIM_GEN(p, zi)$. Aceasta utilizează algoritmul de optimizare din pachetul Python PyPSA (Python for Power System Analysis) [18], [19]. Obiectivul funcției este de a determina puterea orară produsă de fiecare grup electric, astfel încât să se minimizeze costurile de producție pentru ziua următoare la nivelul producătorului ($CostProductie_{p,zi}$) și să se asigure cantitatea orară necesară a fi livrată.

$$OPTIM_GEN(p, zi) = \min(CostProductie_{p,zi}) \quad (41)$$

$$CostProductie_{p,zi} = \sum_{g \in p} CostProductie_{g,zi}$$

Unde $CostProductie_{g,zi}$ reprezintă costul de producție al fiecărui grup g , compus din costul marginal corespunzător puterii orare generate la care se adaugă costurile de pornire și oprire ale acestuia.

$$CostProductie_{g,zi} = \sum_{h=1}^{24} (CostM_g \times P_g^h) + \sum_{nstart_g \in zi} CostStart_g + \sum_{nstop_g \in zi} CostStop_g \quad (42)$$

Unde:

- $CostM_g$ – costul marginal al grupului g ;
- $CostStart_g$ – costul de pornire a grupului g ;
- $CostStop_g$ – costul de oprire a grupului g ;
- $nstart_g$ – numărul de porniri ale grupului g în ziua respectivă;
- $nstop_g$ – numărul de opriri ale grupului g în ziua respectivă;

Costurile marginale, de pornire și oprire ale fiecărui grup sunt precizate ca elemente ale mulțimii $Param_Opt_g$.

Algoritmul va stabili ordinea de merit pentru funcționarea optimă a grupurilor în funcție de costurile de producție, ținând cont și de parametrii tehnici precizați ca elemente ale mulțimii $Param_Opt_g$.

Astfel, va rezulta matricea:

$$P_OPT = \{P_OPT_g^h\}, (\forall) h \in \overline{1,24}, g \in p \text{ pentru care}$$

$$P_TO_SELL_{PCCB}^h = \sum_g P_OPT_g^h \quad (43)$$

Dacă egalitatea de mai sus nu poate fi satisfăcută din cauza unor probleme tehnice în funcționarea grupurilor, iar cantitatea generată este mai mică decât cantitatea contractată, adică:

$$P_TO_SELL_{PCCB}^h > \sum_g P_OPT_g^h \quad (44)$$

Atunci se determină deficitul sau necesarul de achiziționat în ziua următoare de pe piațe, în special din PZU:

$$P_TO_BUY^h = P_TO_SELL_{PCCB}^h - \sum_g P_OPT_g^h \quad (45)$$

Etapa 5 – Realizarea notificărilor și determinarea disponibilului

Producătorul va notifica puterea totală estimată pe fiecare grup ($P_EST_g^h$), dar și deficitul calculat anterior ($P_TO_BUY^h$) și le va transmite prin procedura *Notificare_producator(p, zi)* către entitatea PRE la care este afiliat.

154
158

Pentru fiecare grup electric, se calculează cantitatea disponibilă rămasă pentru vânzarea pe alte piețe prin diferența dintre puterea orară disponibilă a grupului și puterea optimă, din care se scade și puterea necesară pentru asigurarea rezervei primare (3%), astfel:

$$P_DISP_g^h = 0,97 \times (P_EST_g^h - P_OPT_g^h), (\forall) h \in \overline{1,24}, g \in p \quad (46)$$

Se calculează puterea orară totală disponibilă pentru vânzare pentru ziua următoare:

$$P_DISP^h = \sum_g P_DISP_g^h, (\forall) g \in p \quad (47)$$

Aceasta va fi utilizată în cadrul modului MSOP pentru simularea și realizarea ofertelor pe piețele de energie electrică.

Etapa 6 – Analiza indicatorilor referitori la producția de energie electrică

Referitor la realizarea acestei analize, sunt calculați următorii indicatori: eroarea de prognoză de generare ERR_g^h , gradul sau coeficientul de încărcare pe grupuri generatoare $\alpha_r \in [0, 1]$, numărul de ore sau durata de funcționare la puterea maximă T_{Pmax} .

ERR_g^h reprezintă diferența dintre puterea generată prognozată pe grup/centrală electrică și puterea efectiv generată la nivel orar.

$$ERR_g^h = P_EST_g^h - P_g^h \quad (48)$$

α_r reprezintă raportul dintre puterea generată P_g și puterea instalată a grupului/centralei P_NOM care funcționează cu tipul de resursă primară r . Acesta poate fi calculat la nivel orar sau pentru alte perioade de timp: zi, lună, an.

$$\alpha_r = \frac{P_g}{P_NOM} \quad (49)$$

T_{Pmax} se calculează ca raport dintre energia produsă și puterea maximă și se determină în număr de ore pentru diferite perioade de timp.

$$T_{Pmax} = \frac{Q}{P_{max}} \quad (50)$$

Modulul MSOP este destinat atât furnizorilor, cât și producătorilor și conține **Metoda de Simulare a Ofertelor de Tranzacționare pe piețele de energie electrică (MET_SOT)**. Modulul se bazează pe rezultatele obținute în urma aplicării metodelor conținute în modulele MMC și MMP și accesează datele stocate în modulul MPOD. Metoda are ca obiectiv selectarea celor mai bune scenarii de tranzacționare pe piețe, atât pentru producători, cât și pentru furnizorii de energie electrică. Metodologia de realizare a metodei de simulare a ofertelor de tranzacționare se diferențiază în funcție de tipul participantului (furnizor/producător), deoarece diferă piețele pe care aceștia pot participa. Astfel, furnizorul poate achiziționa energie electrică de pe următoarele piețe: PCCB și PZU/PIZ, iar producătorul poate vinde energie electrică pe

153
154

piețele: PCCB, PZU/PIZ, PSS și PE. Pe PSS, producătorul poate oferta energie electrică și capacitate, iar pe PE, poate realiza oferte la creștere, cât și la descreștere. În cazul în care un producător este în deficit, acesta va putea achiziționa energie electrică la fel ca și furnizorul de pe PCCB și PZU/PIZ.

A. Simularea ofertelor de către furnizor se realizează prin parcurgerea următoarelor etape (fig.9):

Etapa A.1 – Determinarea cantității necesare de achiziționat. În acest caz se disting două orizonturi de timp:

a) Simularea pe termen mediu sau lung implică realizarea scenariilor de tranzacționare pe mai mult de o zi prin selectarea perioadei din interfața sistemului informatic integrat. Pentru scenariile de tranzacționare sunt necesare cantitățile medii orare zilnice. Determinarea acestora se realizează cu ajutorul procedurii *PREDICTIE_NECESAR_CONSUM(f, nzile)* care realizează o estimare a necesarului de consum pe următoarele *nzile* precizate ca parametru utilizând metoda ARIMA pentru predicția seriilor de timp. Procedura utilizează metoda *SARIMAX* din pachetul Python *statsmodels* care implementează metoda ARIMA cu variabile exogene și coeficienți de sezonaliitate. Metoda este eficientă pentru predicția pe termen mediu și lung deoarece consumul total de energie electrică este influențat de sezonaliitate. Ca rezultat, se obține matricea necesarului de consum pentru ziua următoare (*nzile=1*): $CN = \{CN_{zi}^h\}, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24}$.

b) Simularea pentru ziua următoare implică realizarea scenariilor pentru acoperirea consumului necesar pentru ziua următoare care a fost deja determinat cu ajutorul metodei *MET_EON* din modulul MMC în etapa 5. Astfel, se extrag din baza de date valorile vectorului necesarului de consum $CN = \{CN^h\}, (\forall) h = \overline{1, 24}$, obținut în urma predicției și optimizării consumului la nivelul comunității pentru următoarele 24 de ore.

Etapa A.2 – Simularea ofertelor de cumpărare pe PCCB

În funcție de perioada selectată, furnizorul poate alege pentru PCCB mai multe tipuri de produse, conform clasificării acestora de către Operatorului pieței de energie electrică și gaze naturale din România (OPCOM) [20].

În cazul în care furnizorul realizează scenarii pe termen mediu sau lung, acesta poate selecta mai multe combinații de pachete (*pac*) produs-cantitate-preț pe care să le combine astfel încât să fie satisfăcută inegalitatea:

$$CN_{zi}^h \geq Q_{PCCB_{zi}}^h = \sum_{pac=1}^{npac} Q_{PCCB_{zi,pac}}^h, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24} \quad (51)$$

152
156

Unde $npac$ este numărul de pachete considerat pentru simulare.

Pentru cazul în care furnizorul realizează un scenariu pentru ziua următoare, acesta poate avea o parte din consum acoperită prin contracte bilaterale deja încheiate pe termen lung și se vor determina cantitățile orare rămase neacoperite:

$$DIFCN_{zi}^h = CN_{zi}^h - Q_{CONTRACTAT_{zi}}^h \quad (52)$$

Pentru această diferență furnizorul poate alege unul sau mai multe pachete conținând produse valabile pentru perioada selectată respectând inegalitatea (51) pentru $DIFCN_{zi}^h$.

Prețul oferit pentru fiecare pachet va fi diferit în funcție de produsul selectat, furnizorul putând opta pentru prețul mediu istoric pentru fiecare produs. Prețul mediu este determinat automat pe baza tranzacțiilor istorice colectate de pe site-ul OPCOM și stocate în baza de date relațională. Notăm cu $Pret_{PCCB_{zi,pac}}^h$ prețul oferit pentru un pachet pentru fiecare interval orar din zi. În urma simulării ofertelor pe PCCB, se va estima costul total suportat de furnizor pentru achiziționarea cantităților necesare acoperirii consumului. Acesta va fi ajustat cu un coeficient de risc de netranzaționare (r_{PCCB}) cuprins între 5% și 10%:

$$COST_{PCCB} = (1 + r_{PCCB}) \times \sum_{pac,zi,h} Q_{PCCB_{zi,pac}}^h \times Pret_{PCCB_{zi,pac}}^h \quad (53)$$

Etapa A.3 – Simularea ofertelor de cumpărare pe PZU/PIZ

Se determină automat cantitățile orare necesare de achiziționat pe PZU/PIZ prin diferența dintre necesarul de consum orar și cantitățile oferite sau contractate anterior pe PCCB:

$$Q_{PZU_{zi}}^h = CN_{zi}^h - Q_{PCCB_{zi}}^h - Q_{CONTRACTAT_{zi}}^h \quad (54)$$

Furnizorul poate alege să oferteze unul sau mai multe pachete cantitate-preț prin selectarea opțiunii de simulare din interfața sistemului informatic integrat. Este calculat prețul mediu istoric corespunzător perioadei selectate de furnizor pe baza tranzacțiilor istorice colectate de pe site-ul OPCOM și stocate în baza de date relațională.

Notăm cu $Pret_{PZU_{zi,pac}}^h$ prețul oferit pe PZU/PIZ pentru un pachet pentru fiecare interval orar din zi. În urma simulării ofertelor pe PZU/PIZ, se va estima costul total suportat de furnizor pentru achiziționarea cantităților necesare acoperirii consumului. Acesta va fi ajustat cu un coeficient de risc de netranzaționare (r_{PZU}) cuprins între 20% și 25 % dacă furnizorul va alege să oferteze la prețul mediu istoric și 50%-60% dacă furnizorul alege să oferteze la alte prețuri estimate:

151
195

$$COST_{PZU} = (1 + r_{PZU}) \times \sum_{pac, zi, h} Q_{PZU_{zi, pac}}^h \times Pret_{PZU_{zi, pac}}^h \quad (55)$$

Etapa A.4 – Determinarea fluxului de numerar (cash-flow)

În urma ofertelor realizate pe piețe, se determină fluxul de numerar pe tipuri de piețe rezultând costul total de achiziție suportat de furnizor pentru acoperirea necesarului de consum pe perioada selectată:

$$COST_{TOTAL} = COST_{PCCB} + COST_{PZU} \quad (56)$$

Acesta va fi repartizat zilnic pe fiecare interval orar și stocat în baza de date relațională, astfel încât să poată fi utilizat la fundamentarea deciziilor privind determinarea planurilor tarifare aplicate consumatorilor în modulul MMC.

Etapa A.5 – Simularea scenariilor de ofertare și selectarea ofertei optime pentru furnizor

Furnizorul poate realiza mai multe scenarii de ofertare prin variația cantităților achiziționate pe piețe și prin prețurile oferite. Astfel, pentru fiecare scenariu s se va determina costul total conform ecuației anterioare, iar furnizorul va alege la final scenariul care minimizează acest cost în funcție de cantități, prețuri și coeficienții de risc asociați piețelor:

$$s_{optim} = \min_s COST_{TOTAL}^s = \min_s f_COST(Q_{PCCB}^s, Pret_{PCCB}^s, r_{PCCB}^s, Q_{PZU}^s, Pret_{PZU}^s, r_{PZU}^s) \quad (57)$$

Pe baza scenariului optim selectat (s_{optim}), se vor putea genera automat în sistemul informatic integrate ofertele de tranzacționare pe piețe cu care furnizorul va participa la licitații.

B. Simularea ofertelor de către producător se realizează prin parcurgerea următoarelor etape (fig.10):

Etapa B.1 – Determinarea cantităților orare oferite. Ca și în cazul furnizorului, se disting două orizonturi de timp:

a) Simularea pe termen mediu sau lung implică realizarea scenariilor de tranzacționare pentru mai mult de o zi prin selectarea perioadei din interfața sistemului informatic integrat. Pentru scenariile de tranzacționare sunt necesare puterile medii orare zilnice disponibile la nivelul producătorului. Acestea se obțin însumând puterea medie generată de fiecare grup aparținând producătorului p . Pentru grupurile de tipul fotovoltaic, eolian sau hidroenergetic determinarea puterii medii orare se realizează cu ajutorul procedurii *PREDICTIE_PRODUCTIE_RES(p, gr, nzile)* care realizează o estimare a puterii orare generate de fiecare grup electric gr aparținând producătorului p pe următoarele $nzile$ utilizând metoda *SARIMAX* din pachetul *Python statsmodels* care implementează metoda ARIMA cu variabile exogene și coeficienți de sezonalitate. Metoda este eficientă pentru predicția pe termen mediu

150
154

și lung deoarece producția de energie electrică bazată pe surse RES este influențată de sezonabilitate. Ca rezultat, pentru fiecare grup se va obține matricea puterilor medii orare generate $P_EST_{gr} = \{P_EST_{gr,zi}^h\}, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24}, gr \in p \wedge gr \in \{fotovoltacic, eolian, hidroenergetic\}$.

Au fost incluse în această categorie și grupurile hidroenergetice din cauza faptului că pe termen mediu sau lung, producția grupurilor este influențată de sezonabilitate (de exemplu: de volumul de precipitații dintr-un anumit anotimp).

Pentru grupurile bazate pe biomasă sau pe surse convenționale de energie (gaz, combustibili fosili), puterea medie orara generată se va considera puterea nominală ajustată cu un coeficient de corecție care poate fi cuprins între 0 (cazul în care grupul nu funcționează din cauza unor probleme tehnice) și 1 (cazul în care grupul funcționează la capacitate maximă). Astfel, cantitățile medii orare zilnice pentru un producător p se determină prin procedura $PREDICTIE_PRODUCTIE_TOTAL(p, nzile)$ prin însumarea puterilor medii orare ale grupurilor aparținând producătorului specificat prin parametru:

$$P_EST = \{P_EST_{zi}^h\}, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24} \quad (58)$$

$$P_EST_{zi}^h = \sum_{gr} P_EST_{gr,zi}^h + \sum_{gc} P_NOM_{gc}^h \times Coef_{NOM_{gc}}^h$$

Unde:

- $gr \in p \wedge gr \in \{fotovoltacic, eolian, hidroenergetic\}$
- $gc \in p \wedge gc \in \{gaz, biomasă, carbuni, pacura\}$

Puterea disponibilă pentru tranzacționare este determinată prin diminuarea puterii estimate cu puterea necesară pentru asigurarea rezervei primare (3%):

$$P_DISP_{zi}^h = 0,97 \times P_EST_{zi}^h \quad (59)$$

Aceste valori vor fi disponibile pentru tranzacționare pe următoarele piețe: PCCB, PZU/PIZ, PSS și PE.

b) Simularea pentru ziua următoare implică realizarea scenariilor pentru vânzarea cantităților disponibile rămase necontractate anterior pe PCCB, dar și pentru acoperirea deficitului pentru ziua următoare în cazul în care producătorul nu reușește să-și acopere cantitățile contractate anterior pe PCCB. Aceste valori sunt determinate în etapa 5 a metodei MMP și sunt reprezentate prin vectorii:

- $P_DISP = \{P_DISP^h\}$ - puterea medie orară disponibilă pentru vânzare pentru ziua următoare;

44
153

- $P_{TO_BUY} = \{P_{TO_BUY}^h\}$ - deficitul sau puterea medie orară necesară de achiziționat pentru ziua următoare;

Astfel, se extrag din baza de date valorile acestora pentru următoarele 24 de ore.

Etapa B.2 – Simularea ofertelor pe PCCB

În funcție de perioada selectată, producătorul poate alege pentru PCCB mai multe tipuri de produse, ca și în cazul furnizorului.

Producătorul poate selecta mai multe combinații de pachete de vânzare, respectiv cumpărare ($pacV$, respectiv $pacA$) sub forma produs-cantitate-preț pe care să le combine, astfel încât să fie satisfăcute inegalitățile, atât pentru cantitățile vândute, cât și pentru cele cumpărate pentru acoperirea deficitului:

$$P_{DISP_{zi}^h} \geq QV_{PCCB_{zi}^h} = \sum_{pacV=1}^{npacV} QV_{PCCB_{zi,pacV}^h}, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24} \quad (60)$$

$$P_{TO_BUY_{zi}^h} \geq QA_{PCCB_{zi}^h} = \sum_{pacA=1}^{npacA} QA_{PCCB_{zi,pacA}^h}, (\forall) zi = \overline{1, nzile}, h = \overline{1, 24}$$

Unde:

- $npacV$, $npacA$ reprezintă numărul de pachete considerat pentru simularea ofertelor de vânzare, respectiv de cumpărare sau de achiziție;

- $QV_{PCCB_{zi}^h}$ reprezintă cantitatea orară zilnică vândută pe PCCB;

- $QA_{PCCB_{zi}^h}$ reprezintă cantitatea orară zilnică achiziționată pe PCCB;

Prețul ofertat pentru fiecare pachet va fi diferit în funcție de produsul selectat, producătorul putând opta pentru prețul mediu istoric produs. Prețul mediu este determinat automat pe baza tranzacțiilor istorice colectate de pe site-ul OPCOM și stocate în baza de date relațională. Notăm cu $PretV_{PCCB_{zi,pacV}^h}$ și $PretA_{PCCB_{zi,pacA}^h}$ prețul ofertat pentru un pachet de vânzare, respectiv de cumpărare pentru fiecare interval orar din zi. În urma simulării ofertelor pe PCCB, se va estima venitul încasat de producător în urma vânzării și costul pentru achiziționarea cantităților necesare acoperirii deficitului. Acesta va fi ajustat cu un coeficient de risc de netranzacționare (r_{PCCB}) cuprins între 5% și 10%:

$$VENIT_{PCCB} = (1 - r_{PCCB}) \times \sum_{pacV, zi, h} QV_{PCCB_{zi,pacV}^h} \times PretV_{PCCB_{zi,pacV}^h} \quad (61)$$

$$COST_{PCCB} = (1 + r_{PCCB}) \times \sum_{pacA, zi, h} QA_{PCCB_{zi,pacA}^h} \times PretA_{PCCB_{zi,pacA}^h}$$

Etapa B.3 – Simularea ofertelor pe PZU/PIZ

448
152

Pentru acoperirea deficitului, se determină automat cantitățile de achiziționat pe PZU/PIZ ($QA_{PZU_{zi}}^h$), astfel:

$$QA_{PZU_{zi}}^h = P_TO_BUY_{zi}^h - QA_{PCCB_{zi}}^h \quad (62)$$

În cazul vânzării, producătorul poate opta pentru tranzacționarea integrală a cantităților rămase pe PZU/PIZ sau alege să participe pe PSS și PE la creștere, caz în care cantitatea oferită pe PZU/PIZ ($QV_{PZU_{zi}}^h$) va fi mai mică decât cantitatea rămasă netranzacționată:

$$QV_{PZU_{zi}}^h \leq P_DISP_{zi}^h - QV_{PCCB_{zi}}^h \quad (63)$$

Producătorul poate alege să oferteze unul sau mai multe pachete cantitate-preț prin selectarea opțiunii de simulare din interfața sistemului informatic integrat. Este calculat prețul mediu istoric corespunzător perioadei selectate pe baza tranzacțiilor istorice colectate de pe site-ul OPCOM și stocate în baza de date relațională.

Notăm cu $PretA_{PZU_{zi,pacA}}^h$ prețul oferit pe PZU/PIZ pentru un pachet de cumpărare, respectiv $PretV_{PZU_{zi,pacV}}^h$ prețul oferit pe PZU/PIZ pentru un pachet de vânzare pentru fiecare interval orar din zi.

În urma simulării ofertelor pe PZU/PIZ se vor estima venitul încasat și costul suportat de producător. Acestea vor fi ajustate cu un coeficient de risc de netranzacționare (r_{PZU}) cuprins între 20% și 25%, dacă producătorul va alege să oferteze la prețul mediu istoric și 50%-60%, dacă acesta alege să oferteze la alte prețuri pe care le introduce de la tastatură:

$$VENIT_{PZU} = (1 - r_{PZU}) \times \sum_{pacV,zi,h} QV_{PZU_{zi,pacV}}^h \times PretV_{PZU_{zi,pacV}}^h \quad (64)$$

$$COST_{PZU} = (1 + r_{PZU}) \times \sum_{pacA,zi,h} QA_{PZU_{zi,pacA}}^h \times PretA_{PZU_{zi,pacA}}^h$$

Etapa B.4 – Simularea ofertelor pe PSS

Pe această piață producătorul poate oferta integral sau parțial cantitățile orare disponibile netranzacționate sub formă de energie și capacitate. Astfel, se vor oferta pachete de tipul cantitate-preț pentru energie, respectiv cantitate-preț pentru capacitate. Pentru fiecare pachet, valoarea cantității de energie va fi egală cu valoarea capacității, doar prețurile oferite pentru cele două componente vor fi diferite.

Astfel, energia, respectiv capacitatea tranzacționată pe PSS va fi determinată astfel:

$$QV_{PSS_{zi}}^h \leq P_DISP_{zi}^h - (QV_{PCCB_{zi}}^h + QV_{PZU_{zi}}^h) \quad (65)$$

Producătorul poate alege să oferteze unul sau mai multe pachete cantitate-preț pentru energie/cantitate-preț pentru capacitate prin selectarea opțiunii de simulare din interfața

sistemului informatic integrat. Este calculat prețul mediu istoric pentru energie corespunzător perioadei selectate pe baza tranzacțiilor istorice colectate de pe site-ul OPCOM și stocate în baza de date relațională.

Notăm cu $PretE_{PSS_{zi,pacE}}^h$ prețul oferit pe PSS pentru un pachet cantitate-preț pentru energie, respectiv $PretC_{PSS_{zi,pacC}}^h$ prețul oferit pe PSS pentru un pachet cantitate-preț pentru capacitate pentru fiecare interval orar din zi.

În urma simulării ofertelor pe PSS, se vor estima veniturile încasate de producător pentru fiecare tip de pachet. Acestea vor fi ajustate cu un coeficient de risc de netranzacționare a pachetelor cantitate-preț energie (r_{PSSSE}) cuprins între 50% și 60% dacă producătorul alege să oferteze la prețul mediu istoric, și 70%-75%, dacă acesta alege să oferteze la alte prețuri estimate, respectiv cu un coeficient de risc de netranzacționare a pachetelor cantitate-preț pentru capacitate (r_{PSSC}) de aproximativ 50%:

$$VENIT_{PSSSE} = (1 - r_{PSSSE}) \times \sum_{pacE,zi,h} QV_{PSS_{zi,pacE}}^h \times PretE_{PSS_{zi,pacE}}^h \quad (66)$$

$$VENIT_{PSSC} = (1 - r_{PSSC}) \times \sum_{pacC,zi,h} QV_{PSS_{zi,pacC}}^h \times PretC_{PSS_{zi,pacC}}^h$$

$$VENIT_{PSS} = VENIT_{PSSSE} + VENIT_{PSSC}$$

Etapa B.5 – Simularea ofertelor pe PE

Pe piața de echilibrare, producătorul are obligația să participe atât pentru creșterea producției, cât și pentru reducerea (descreșterea) producției în vederea echilibrării sistemului.

Pentru ofertele de creștere, se determină automat cantitățile rămase netranzacționate pe celelalte piețe:

$$QVC_{PE_{zi}}^h = P_{DISP_{zi}}^h - (QV_{PCCB_{zi}}^h + QV_{PZU_{zi}}^h + QV_{PSS_{zi}}^h) \quad (67)$$

Pentru ofertele de descreștere, se determină automat cantitățile pe care producătorul poate să le reducă ca sumă din cantitățile deja oferite anterior din care se scade puterea minimă tehnologică a grupurilor electrice (P_{MIN_g}) ale producătorului:

$$QVD_{PE_{zi}}^h = QV_{PCCB_{zi}}^h + QV_{PZU_{zi}}^h + QV_{PSS_{zi}}^h - \sum_{g \in P} P_{MIN_g} \quad (68)$$

Notăm cu $PretC_{PE_{zi}}^h$ prețul oferit pe PE pentru creștere, respectiv $PretD_{PE_{zi}}^h$ prețul oferit pe PE pentru descreștere pentru fiecare interval orar.

În urma simulării ofertelor pe PE, se vor estima veniturile încasate de producător pentru creștere și descreștere. Acestea vor fi ajustate cu o probabilitate de creștere sau descreștere de

Hte
150

50%, iar venitul total obținut pe PE va fi ajustat cu un coeficient de risc de netranzaționare (r_{PE}) de aproximativ 70%:

$$VENIT_{PEC} = 0,5 \times \sum_{zi,h} QVC_{PEzi}^h \times PretC_{PEzi}^h \quad (69)$$

$$VENIT_{PED} = 0,5 \times \sum_{zi,h} QVD_{PEzi}^h \times PretD_{PEzi}^h$$

$$VENIT_{PE} = (1 - r_{PE}) \times (VENIT_{PEC} + VENIT_{PED})$$

Etapa B.6 – Determinarea fluxului de numerar (cash-flow)

În urma simulării ofertelor realizate pe piețe, se determină fluxul de numerar pe tipuri de piețe rezultând venitul total obținut de producător în urma vânzării energiei generate și costul total de achiziție suportat de acesta pentru acoperirea deficitului de producție pe perioada selectată:

$$COST_{TOTAL} = COST_{PCCB} + COST_{PZU} \quad (70)$$

$$VENIT_{TOTAL} = VENIT_{PCCB} + VENIT_{PZU} + VENIT_{PSS} + VENIT_{PE}$$

Acestea vor fi repartizate zilnic pe fiecare interval orar și stocate în baza de date relațională, astfel încât să poată fi utilizate la fundamentarea deciziilor privind investițiile și tranzacțiile viitoare.

Etapa B.7 – Simularea scenariilor de ofertare și selectarea ofertei optime pentru producător

Producătorul poate realiza mai multe scenarii de ofertare prin variația cantităților și a prețurilor oferite. Astfel, pentru fiecare scenariu s se vor determina venitul și costul total conform ecuației anterioare, iar producătorul va alege la final scenariul care maximizează venitul și minimizează costul în funcție de cantități, prețuri și coeficienții de risc corespunzători piețelor:

$$S_{optim} = (\max_s VENIT_{TOTAL}^s, \min_s COST_{TOTAL}^s) \quad (71)$$

$$\max_s VENIT_{TOTAL}^s = \max_s f_VENIT(X^s)$$

$$\min_s COST_{TOTAL}^s = \min_s f_COST(QA_{PCCB}^s, PretA_{PCCB}^s, r_{PCCB}^s, QA_{PZU}^s, PretA_{PZU}^s, r_{PZU}^s)$$

Unde:

$$- X^s = \{QV_{PCCB}^s, PretV_{PCCB}^s, r_{PCCB}^s, QV_{PZU}^s, PretV_{PZU}^s, r_{PZU}^s, QV_{PSS}^s, PretE_{PSS}^s, PretC_{PSS}^s, r_{PSS}^s, r_{PSSC}^s, QVC_{PE}^s, PretC_{PE}^s, QVD_{PE}^s, PretD_{PE}^s, r_{PE}^s\}$$

Pe baza scenariului optim selectat, se vor putea genera automat ofertele de tranzaționare pe piețe cu care producătorul va participa la licitații.

C. Indicatorii de analiză a simulărilor pe piețele de energie electrică

Pentru analiza simulărilor la nivel individual pentru o anumită perioadă, se calculează următorii indicatori:

➤ Pentru participarea la Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale – PCCB

a. Volumul de energie electrică tranzacționat în perioada selectată *per* pe piața PCCB, pentru participantul la piață *pp*, unde *pp* poate fi furnizor sau producător de energie electrică.

$$Q_{PCCB}^{pp} = \sum_{per} Q_{PCCB}^{per,pp} \quad (72)$$

b. Riscul asociat PCCB, notat cu r_{PCCB} .

c. Venitul realizat prin tranzacționare pe PCCB în perioada selectată:

$$VENIT_{PCCB}^{pp} = \sum_{per} VENIT_{PCCB}^{per,pp} \quad (73)$$

d. Ponderea volumului de energie în totalul tranzacționat pe piețe:

$$qQ_{PCCB}^{pp} [\%] = \frac{Q_{PCCB}^{pp}}{Q_{PCCB}^{pp} + Q_{PZU}^{pp} + Q_{PE}^{pp} + Q_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (74)$$

e. Ponderea venitului rezultat din PCCB în totalul obținut din tranzacționarea:

$$qVENIT_{PCCB}^{pp} [\%] = \frac{VENIT_{PCCB}^{pp}}{VENIT_{PCCB}^{pp} + VENIT_{PZU}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp} + VENIT_{PE}^{pp}} \times 100 \quad (75)$$

➤ Pentru participarea la Piața Zilei Următoare – PZU

a. Volumul de energie electrică tranzacționat în perioada selectată *per* pe PZU, pentru participantul *pp*:

$$Q_{PZU}^{pp} = \sum_{per} Q_{PZU}^{pp,per} \quad (76)$$

b. Riscul asociat PZU, notat r_{PZU} .

c. Venitul realizat prin tranzacționare pe PZU în perioada selectată *per*:

$$VENIT_{PZU}^{pp} = \sum_p VENIT_{PZU}^{pp,per} \quad (77)$$

d. Ponderea volumului de energie în totalul tranzacționat pe piețe:

$$qQ_{PZU}^{pp} [\%] = \frac{Q_{PZU}^{pp}}{Q_{PCCB}^{pp} + Q_{PZU}^{pp} + Q_{PE}^{pp} + Q_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (78)$$

e. Ponderea venitului rezultat din PZU în totalul obținut din tranzacționare:

147
148

$$qVENIT_{PZU}^{pp} [\%] = \frac{VENIT_{PZU}^{pp}}{VENIT_{PCCB}^{pp} + VENIT_{PZU}^{pp} + VENIT_{PE}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (79)$$

➤ Pentru participarea la Piața de Echilibrare – PE

a. Volumul de energie electrică tranzacționat în perioada selectată *per*, pentru participantul *pp*:

$$Q_{PE}^{pp} = \sum_{per} Q_{PE}^{pp,per} \quad (80)$$

b. Riscul asociat PE, notat r_{PE} .

c. Venitul realizat prin tranzacționare pe PE în perioada selectată *per*:

$$VENIT_{PE}^{pp} = \sum_{per} VENIT_{PE}^{pp,per} \quad (81)$$

d. Ponderea volumului de energie tranzacționat pe PE în totalul tranzacționat pe piațe:

$$qQ_{PE}^{pp} [\%] = \frac{Q_{PE}^{pp}}{Q_{PCCB}^{pp} + Q_{PZU}^{pp} + Q_{PE}^{pp} + Q_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (82)$$

e. Ponderea venitului rezultat din PE în totalul obținut din tranzacționarea:

$$qVENIT_{PE}^{pp} [\%] = \frac{VENIT_{PE}^{pp}}{VENIT_{PCCB}^{pp} + VENIT_{PZU}^{pp} + VENIT_{PE}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (83)$$

➤ Pentru participarea la Piața Serviciilor de Sistem – PSS

a. Volumul de energie electrică tranzacționat în perioada selectată *per* pe PSS, pentru participantul *pp*:

$$Q_{PSS}^{pp} = \sum_{per} Q_{PSS}^{pp,per} \quad (84)$$

b. Riscurile asociate PSS (risc legat de capacitate și de activarea acesteia – energie), notate r_{PSSE} , r_{PSSC} .

c. Venitul realizat prin tranzacționare pe PSS pe perioada selectată este format din cele două componente: venitul obținut din oferta de capacitate și venitul obținut din activarea capacității:

$$VENIT_{PSS}^{pp} = \sum_{per} (VENIT_{PSSE}^{pp,per} + VENIT_{PSSC}^{pp,per}) \quad (85)$$

d. Ponderea volumului de energie PSS în totalul tranzacționat pe piațe:

143
144

$$qQ_{PSS}^{pp}[\%] = \frac{Q_{PSS}^{pp}}{Q_{PCCB}^{pp} + Q_{PZU}^{pp} + Q_{PE}^{pp} + Q_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (86)$$

e. Ponderea venitului rezultat din PSS în totalul obținut din tranzacționare:

$$qVENIT_{PSS}^{pp}[\%] = \frac{VENIT_{PSS}^{pp}}{VENIT_{PCCB}^{pp} + VENIT_{PZU}^{pp} + VENIT_{PE}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp}} \times 100 \quad (87)$$

La nivelul participantului, pentru analiza tranzacțiilor pe diferite piețe, se calculează următorii indicatori:

a. Volumul total de energie electrică tranzacționat pentru participantul pp :

$$Q_{totala}^{pp} = Q_{PCCB}^{pp} + Q_{PZU}^{pp} + Q_{PE}^{pp} + Q_{PSS}^{pp} \quad (88)$$

b. Riscul mediu total rmt al unui scenariu se calculează astfel:

$$rmt = \frac{VENIT_{PCCB} \times r_{PCCB} + VENIT_{PZU} \times r_{PZU} + VENIT_{PE} \times 50\% \times r_{PE} + VENIT_{PSS} \times r_{PSS} + VENIT_{PSS} \times r_{PSS}}{VENIT_{TOTAL}} \quad (89)$$

c. Venitul total realizat prin tranzacționare pentru un participant pp :

$$VENIT_{TOTAL}^{pp} = VENIT_{PCCB}^{pp} + VENIT_{PZU}^{pp} + VENIT_{PE}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp} + VENIT_{PSS}^{pp} \quad (90)$$

d. Reprezentarea pondererilor volumului de energie pe diferite piețe în totalul tranzacționat:

$$qQ^{pp}[\%] = \frac{Q_{piata}^{pp}}{Q_{TOTAL}^{pp}}, \text{ piata} \in \{PCCB, PZU, PE, PSS\} \quad (91)$$

e. Reprezentarea pondererilor venitului rezultat din diferite piețe în totalul obținut din tranzacționare:

$$qVENIT^{pp}[\%] = \frac{VENIT_{piata}^{pp}}{VENIT_{TOTAL}^{pp}}, \text{ piata} \in \{PCCB, PZU, PE, PSS\} \quad (92)$$

Avantajele în raport cu stadiul tehnicii

Sistemul propus este un sistem complex, integrat, format din patru module interdependente care gestionează organizarea datelor, managementul consumului și al producției de energie electrică, precum și simularea tranzacțiilor pe piața de energie electrică. În raport cu stadiul tehnicii prezentat anterior, acesta prezintă următoarele avantaje:

- Oferă o soluție eficientă de colectare, prelucrare și stocare a datelor, care elimină redundanțele și reduc latența în procesarea datelor. Complexitatea surselor de date a condus la necesitatea identificării unor soluții inovative de gestionare a datelor care abordează volume mari de date și surse variate în colecții de date ale bazelor de date neraționale (NoSQL);

- Oferă metode de realizare a profilurilor de consum în contextul schimbării tiparelor de consum care favorizează obținerea unor estimări performante. Profilurile consumatorilor sunt utilizate ulterior în realizarea prognozei de consum. De asemenea, acestea sunt utilizate pentru dezvoltarea unor sisteme avansate de tarifare;
- Furnizează metode de predicție cu acuratețe ridicată a consumului rezidențial de energie electrică. Pentru creșterea performanței prognozei de consum, aceasta se realizează pe consumatorii grupați în profiluri de consum;
- Oferă metode de optimizare a consumului atât la nivelul unui consumator, cât și la nivelul furnizorilor de energie electrică (optimizând consumul la nivelul comunității). Modelele de optimizare sunt bazate pe algoritmi inovativi în care prognoza de consum reprezintă un parametru de intrare, astfel se creează o sinergie între modelele de stabilire a profilurilor, prognoză de consum și cele de optimizare. Metodele de optimizare oferă furnizorului o indicație cu privire la necesarul de energie electrică pe care trebuie să îl achiziționeze, fiind un instrument pentru realizarea ofertelor pe piață. De asemenea, metodele de optimizare stimulează consumatorii să reprogrameze dispozitivele pentru a reduce cheltuielile legate de consumul de energie electrică;
- Furnizează metode eficiente de prognoză a puterii generate pentru centralele fotovoltaice și eoliene. Acestea reprezintă un parametru de intrare pentru metodele de optimizare a încărcării grupurilor, precum și pentru simularea tranzacțiilor pe piața de energie electrică;
- Oferă o metodă de optimizare a încărcării generatoarelor pentru a satisface contractele încheiate pe PCCB, astfel încât costurile producătorului să fie minime. Metoda include prognoza puterii generate de grupurile/centralele fotovoltaice și eoliene care au o incertitudine mai mare de funcționare comparativ cu centralele clasice. Astfel, se creează o sinergie între metodele de prognoză a puterii generate și cea de optimizare a funcționării grupurilor generatoare. Metoda de optimizare identifică necesarul de putere, respectiv excedentul ce poate fi achiziționat/ofert pe piețele pe termen scurt de energie electrică (de exemplu: PSS, PZU, PE).
- Furnizează o soluție completă pentru realizarea asistată a simulărilor și a ofertelor (tranzacțiilor) pe piața de energie electrică care are următoarele componente: PCCB, PZU, PIZ, PSS și PE. Această soluție este destinată participanților la piață care achiziționează sau oferă energie electrică. Pentru realizarea simulărilor aceștia

utilizează metodele de prognoză și de optimizare a consumului, respectiv a funcționării grupurilor generatoare;

- Oferă un simulator pentru realizarea secvențială a tranzacțiilor care se adresează diferitelor tipuri de participanți la piață (furnizori, producători) pentru perioade de timp variate (an, semestru, lună, zi) și care permite realizarea și compararea scenariilor în vederea identificării celei mai bune soluții de tranzacționare. Pentru eficientizarea tranzacțiilor de energie electrică, simulările se realizează incluzând rezultatele obținute prin utilizarea metodelor propuse (prognoză, optimizare), ținând cont de caracteristicile fiecărui tip de piață, nivelurile de risc asociate piețelor de energie electrică și de prețuri care pot fi istorice (preluate din baza de date) sau introduse de participant;
- Oferă o soluție versatilă pentru simularea tranzacțiilor pe piețele interconectate pan-europene, atât pentru participanții la piața de energie electrică din România, cât și pentru participanții la piețele de energie din Europa, deoarece structura piețelor este asemănătoare, având în vedere că România este membră a Uniunii Europene. Astfel, ANRE, reglementatorul sectorului energetic din România, transpune în legislația națională directivele și regulamentele Uniunii Europene, România prin companiile naționale și autoritățile sale fiind membră în ENTSO-E, ACER precum și alte instituții europene.

Prezentarea figurilor

Se oferă în continuare un exemplu de utilizare a sistemului informatic integrat pentru managementul consumului și producției de energie electrică în vederea simulării și eficientizării tranzacțiilor pe piața de energie electrică, conform prezentei invenții, incluzând figurile 1÷44, care reprezintă:

- Fig.1. – Schema bloc de interconectare a modulelor sistemului informatic integrat;
- Fig.2. – Diagrama cazurilor de utilizare în care pentru fiecare utilizator (consumator, prosumer, furnizor, producător) sunt indicate acțiunile realizate cu ajutorul modulelor sistemului informatic integrat;
- Fig.3. – Fluxul implementat în cadrul metodologiei modulului MPOD;
- Fig.4. – Fluxul de extragere, transformare și prelucrare a datelor;
- Fig.5. – Etapele de realizare și interacțiunea dintre metodele MET_EON, MET_MCO și modulul MPOD;

- Fig.6. – Schema logică a etapelor de realizare ale metodei MET_EON;
- Fig.7. – Schema logică a etapelor de realizare ale metodei MET_MCO;
- Fig.8. – Schema logică a etapelor de realizare ale metodei MET_EOG;
- Fig.9. – Diagrama de secvență a acțiunilor furnizorului în vederea simulării tranzacțiilor pe piața de energie electrică, conform modului MSOP. Interacțiunea dintre modulele MMC și MSOP;
- Fig.10. – Diagrama de secvență a acțiunilor producătorului în vederea simulării tranzacțiilor pe piața de energie electrică, conform modului MSOP. Interacțiunea dintre modulele MMP și MSOP;
- Fig.11. – Exemplu de vizualizare a colecției de date meteorologice prin programul software utilitar NoSQL Booster pentru managementul datelor din MongoDB;
- Fig.12. – Exemplu de vizualizare a structurii tabelii T_WEATHER_READING prin programul software utilitar SQL Developer pentru managementul datelor din Oracle Database;
- Fig.13. – Schema bazei de date relaționale utilizată pentru organizarea datelor necesare modului MMP;
- Fig.14. – Interfața modului MMC realizată în JDeveloper pentru determinarea și vizualizarea profilurilor de consum, conform metodei MET_EON;
- Fig.15. – Interfața modului MMC realizată în JDeveloper pentru determinarea și vizualizarea prognozei de consum, conform metodei MET_EON;
- Fig.16. – Interfața modului MMC realizată în JDeveloper pentru vizualizarea și aplicarea planurilor tarifare locurilor de consum, conform metodei MET_EON;
- Fig.17. – Interfața modului MMC realizată în JDeveloper pentru configurarea dispozitivelor, modului de control și gradului de flexibilitate, conform metodei MET_MCO;
- Fig.18. – Interfața modului MMC realizată în JDeveloper pentru planificarea funcționării dispozitivelor la nivel de loc de consum, conform metodei MET_MCO;

139
143

- Fig.19. – Interfața modulului MMC realizată în JDeveloper pentru vizualizarea rezultatelor (costul și consumul total/pe dispozitive, înainte și după optimizare) optimizării dispozitivelor la nivel de loc de consum, conform metodei MET_MCO;
- Fig.20. – Interfața modulului MMC realizată în JDeveloper pentru vizualizarea grafică a rezultatelor (consumul total/pe dispozitive, înainte și după optimizare utilizând cele patru metode) optimizării dispozitivelor la nivel de comunitate, conform metodei MET_EON;
- Fig.21. – Interfața modulului MMC realizată în JDeveloper pentru vizualizarea tabelară a rezultatelor (consumul orar pe dispozitive, înainte și după optimizare utilizând cele patru metode) optimizării dispozitivelor la nivel de comunitate, conform metodei MET_EON;
- Fig.22. – Interfața modulului MMC realizată în JDeveloper pentru controlul dispozitivelor flexibile, conform metodei MET_MCO;
- Fig.23. – Interfața modulului MMC realizată în JDeveloper pentru vizualizarea necesarului de consum, conform metodei MET_EON;
- Fig.24. – Interfața modulului MMC realizată în Power BI pentru vizualizarea consumului pentru o anumită perioadă/regiune, conform metodei MET_EON;
- Fig.25. – Interfața modulului MMP realizată în JDeveloper pentru managementul grupurilor generatoare (introducerea parametrilor de funcționare), conform metodei MET_EOG;
- Fig.26. – Interfața modulului MMP realizată în JDeveloper pentru planificarea operațiilor de mentenanță a grupurilor, conform metodei MET_EOG;
- Fig.27. – Interfața modulului MMP realizată în JDeveloper pentru optimizarea funcționării grupurilor electrice, conform metodei MET_EOG;
- Fig.28. – Interfața modulului MMP realizată în JDeveloper pentru prognoza de funcționare a grupurilor bazate pe RES (solar, eolian), conform metodei MET_EOG;
- Fig.29. – Interfața modulului MMP realizată în JDeveloper pentru optimizarea funcționării grupurilor generatoare ale unui producător pentru acoperirea contractelor semnate pe PCCB, conform metodei MET_EOG;
- Fig.30. – Interfața modulului MMP realizată în Power BI pentru vizualizarea încărcării optime a generatoarelor, conform metodei MET_EOG;

- Fig.31. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru setarea opțiunilor de simulare pentru o ofertă de *cumpărare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.32. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PCCB pentru o ofertă de *cumpărare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.33. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PZU pentru o ofertă de *cumpărare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.34. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru vizualizarea rezultatelor simulării unei oferte de *cumpărare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.35. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru vizualizarea rezultatelor mai multor simulări de oferte de cumpărare pe PCCB și PZU, conform metodei MET_SOT;
- Fig.36. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru setarea opțiunilor de simulare pentru o ofertă de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.37. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PCCB pentru o ofertă de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.38. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PZU pentru o ofertă de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.39. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PSS pentru o ofertă de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.40. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru simularea tranzacțiilor pe PE pentru o ofertă de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.41. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru vizualizarea rezultatelor simulării unei oferte de *vânzare*, conform metodei MET_SOT;
- Fig.42. – Interfața modulului MSOP realizată în JDeveloper pentru vizualizarea rezultatelor mai multor simulări de oferte de vânzare pe toate piețele, conform metodei MET_SOT;

- Fig.43. – Interfața modulului MSOP realizată în Power BI pentru vizualizarea volumelor tranzacționate pe tipuri de piețe, conform metodei MET_SOT;
- Fig.44. – Interfața modulului MSOP realizată în Power BI pentru vizualizarea volumelor tranzacționate pe anumite perioade, conform metodei MET_SOT;

Prezentarea modului de realizare a invenției

Ca exemplu nelimitativ pentru aplicarea sistemului informatic integrat din cadrul invenției, vom prezenta cazurile de utilizare ale acestuia în condiții de testare și simulare pe date reale provenite de la furnizori, consumatori și producători de energie electrică din România și date de test obținute din surse publice. Sistemul informatic integrat este dezvoltat sub formă de prototip în stadiul de realizare (Technology Readiness Level) TRL4. Tehnologiile utilizate în dezvoltarea componentelor prototipului sunt următoarele:

- MongoDB pentru organizarea, prelucrarea și stocarea datelor în baza de date distribuită NoSQL;
 - Oracle Database 12c pentru organizarea, prelucrarea și stocarea datelor în baza de date relațională;
 - Python, Java, PL/SQL pentru dezvoltarea procedurilor (metodelor) și funcțiilor necesare prelucrării datelor și pentru implementarea algoritmilor;
 - Oracle JDeveloper și Microsoft PowerBI pentru dezvoltarea interfețelor prototipului.
- Prototipul rulează în prezent într-un mediu cloud computing de tip privat configurat în laboratoarele Academiei de Studii Economice din București.

Vom exemplifica modul de realizare a sistemului informatic integrat pentru fiecare modul, punând în evidență rezultatele obținute în urma aplicării metodelor, precum și modul de integrare a algoritmilor în cadrul sistemului.

Modulul MPOD este implementat utilizând următoarele componente principale:

i) baza de date NoSQL implementată în Mongo DB pentru stocarea colecțiilor de date preluate din diverse surse, conform *Etapei 1 – Colectarea datelor din surse eterogene*. Baza de date conține colecțiile de date organizate în baza de date NoSQL MongoDB, așa cum au fost referite anterior în prezentarea modulului MPOD și în tabelul 1:

- colecția de date meteorologice: $ColVM_1^{\theta}$;
- colecția de date de consum din contoarele inteligente: $ColC_{i,l}^{\theta}$;
- colecția de date de consum din dispozitivele inteligente: $ColCd_{i,j,l}^{\theta}$;
- colecția de date de producție: $ColP_{g,l}^{\theta}$;

ii) baza de date relațională implementată în Oracle Database 12c, în care sunt stocate datele prelucrate și organizate sub formă de tabele relaționale.

iii) setul de proceduri și funcții necesare implementării metodei MET_ETP pentru extragerea, transformarea și prelucrarea datelor. Pentru colectarea datelor și încărcarea acestora în colecțiile de date, au fost implementate proceduri și funcții în Python pentru fiecare tip de sursă de date, conform pașilor prezentați în *Etapa 2 – Extragerea, transformarea și prelucrarea datelor* și în tabelul 1.

Pentru exemplificare, prezentăm în tabelul 2 o secvență din codul sursă al procedurii de colectare și încărcare a datelor meteorologice dintr-o sursă web care oferă servicii de măsurare a parametrilor meteorologici (<http://dataservice.accuweather.com>). Procedura este utilizată în etapa 1 a metodei MET_ETP (tabelul 1) și este implementată în limbajul de programare Python, preia datele din sursa web furnizată sub formă de URL și le încarcă în colecția de documente *ColVM* stocată în baza de date NoSQL MongoDB.

Tabel 2. Secvență din procedura Python implementată pentru colectarea și încărcarea valorilor parametrilor meteorologici în colecția de date *ColVM*

```
import urllib.request, json
with
urllib.request.urlopen("http://dataservice.accuweather.com/currentconditions/v1/2781
00/historical/24?apikey=6YrRgT90H4HuiHPirkMPG01SF2GkJ04k&details=true") as url:
    data = json.loads(url.read().decode())
import pymongo
conn =
pymongo.MongoClient("mongodb://user:pass@IP:27017/?authSource=admin&authMechanism=SC
RAM-SHA-256")
db = conn["colectii_smartrade"]
collist = db.list_collection_names()
print(collist)
if "colVM" in collist:
    print("Colectie existenta! Se va sterge colectia actuala!")
    collection = db["colVM"]
    collection.drop()
collection = db["colVM"]
x = collection.insert_many(data)
```

Procedura încarcă datele colectate de la serviciul web în baza de date MongoDB sub formă de colecție de documente în format BSON (Binary JSON) care poate fi vizualizată cu un program software utilitar pentru managementul datelor din MongoDB (fig.11).

Printr-o altă procedură implementată în etapa 2, pas 1 a metodei MET_ETP, se extrag din colecția de date *ColVM* valorile parametrilor meteorologici, precum: temperatura, viteza și direcția vântului, temperatura punctului de roua, precipitațiile, gradul de înnorare etc., se transformă din format *json* în format de tip înregistrare, se fac anumite validări, agregări sau extrapolări și se încarcă în tabela T_WEATHER_READING, stocată în baza de date relațională Oracle database12c, având structura prezentată în fig.12. În tabelul 3, am prezentat o secvență a procedurii implementate în Python.

Tabel 3. Secvență din procedura Python implementată pentru extragerea, transformarea și prelucrarea datelor meteorologice din colecția de date *ColVM* și încărcarea în tabela *T_WEATHER_READINGS* a bazei de date relaționale

```

collection = db["colVM"]
projection = {"_id": 0,
              "LocalObservationDateTime": 1,
              "StationID": 1,
              "ApparentTemperature":1,
              }
sort = [("LocalObservationDateTime", 1)]
cursor = collection.find({"StationID": 33}, projection=projection, sort=sort)
data = pd.DataFrame.from_dict(list(cursor))
cursor.close()
df=pd.concat([data.drop(['ApparentTemperature'], axis=1),
              data['ApparentTemperature'].apply(pd.Series)], axis=1)
df1=pd.concat([df.drop(['Metric'], axis=1), df['Metric'].apply(pd.Series)], axis=1)
df2=df1.loc[:, ['Value', 'StationID', 'LocalObservationDateTime']]
import cx_Oracle
connection = cx_Oracle.connect("user", "pass", "IP/db")
cursor= connection.cursor()
cursor.bindarraysize = 24
cursor.executemany("insert into T_WEATHER_READING( Apparent_Temperature,
ID_Weather_Station, TimestampR) values (:1, :2, :3)", (df2.values.tolist()))
cursor.close()
connection.commit()

```

În mod similar sunt colectate și prelucrate datele de consum provenite din contoarele inteligente sau din dispozitivele inteligente (de tip *IoT* sau *smart plugs*) și datele provenite de la grupurile electrice. Pentru prețurile istorice, procedurile sunt simplificate, utilizându-se ca surse fișierele *.csv* sau *.xml* preluate din site-ul OPCOM. Ca rezultat, datele vor fi stocate în tabelele bazei de date relaționale. În fig.13, este detaliat un set de tabele relaționale utilizate pentru modulul MMP reprezentate sub formă de schemă a bazei de date. *Etapele 3 și 4* se realizează prin introducerea, actualizarea și interogarea datelor de către utilizatorii care accesează interfețele sistemului informatic integrat.

Modulul MMC este implementat utilizând două componente web (aplicații) principale:

- componenta *EL* pentru managementul consumului la nivelul furnizorului, care conține interfețele realizate în JDeveloper și Power BI și setul de proceduri utilizate în cadrul metodei **MET_EON** implementate sub formă de servicii de tip WebAPI în Python;

- componenta *CONSUMER* pentru managementul consumului la nivelul consumatorului care conține interfețele realizate în JDeveloper și setul de proceduri utilizate în cadrul metodei **MET_MCO** implementate sub formă de servicii de tip WebAPI în Python.

Vom exemplifica modul de realizare a modulului conform diagramei de secvențe din fig.5 pentru a evidenția interacțiunea dintre cele două metode. Astfel, furnizorul este cel care inițiază succesiunea de acțiuni. După autentificarea în pagina principală a aplicației EL, acesta are acces la principalele funcționalități implementate de metoda MET_EON: determinare profiluri, determinare planuri tarifare, estimare și optimizare consum.

Etapa 1.1. Determinare profiluri – în scenariul prezentat în fig.14, se observă pagina principală a furnizorului f , identificat printr-un ID și denumire (secțiunea din partea stângă a paginii) în care acesta poate selecta un număr de maxim 4 profiluri pe sezon. Parametrii referitori la ID-ul furnizorului, numărul de profiluri (k) și sezonul (s) selectat sunt afișați pe pagină, iar furnizorul poate apela procedura $Det_profiluri(f, s, k)$ prin intermediul butonului *Remake profiles* în urma căreia sunt afișate locurile de consum grupate pe clusterelor identificate prin atributul *ID profile*. Pentru fiecare profil se pot vizualiza în partea dreaptă a paginii locurile de consum asociate identificate prin atributul *ID Consumer place*. Ca rezultat, se va stoca în baza de date relațională asocierea locurilor de consum cu profilurile obținute ($LC_{c,i} \subset \{pk\}$, $pk = \overline{1, k}$), conform ecuației (8).

Etapa 1.2. Estimare consum – pentru fiecare profil determinat anterior, furnizorul f realizează predicția de consum pentru ziua următoare. Astfel, în scenariul prezentat în fig.15, furnizorul selectează ziua și un anumit profil (pk) obținut în etapa anterioară și realizează predicția de consum prin apelul procedurii $Predictie_consum(f, pk, zi)$. În urma execuției procedurii, sunt afișate consumurile orare estimate pentru profilul respectiv și curba de sarcină a acestuia. În cazul în care furnizorul dorește să vizualizeze predicția pentru o perioadă anterioară, sunt afișate grafic comparativ valorile reale cu cele de predicție, precum și eroarea de prognoză de consum, conform ecuației (25). Ca rezultat, se obțin valorile vectorilor CPT și $CPNP$, conform ecuației (14), care vor fi stocate în baza de date relațională.

Etapa 1.3. Determinare plan tarifar – pe baza profilurilor realizate și a curbelor de sarcină ale acestora, pentru o anumită perioadă (zi, lună), furnizorul poate transmite consumatorilor un anumit plan tarifar obținut prin procedura $Det_ToU(f, pk, zi)$. În scenariul prezentat în fig.16, furnizorul vizualizează planurile tarifare obținute (valorile $Tarif_{pk}^h, \forall pk = \overline{1, k}, h = \overline{1, 24}$), conform ecuației (17), și le aplică locurilor de consum deservite. Planurile tarifare sunt utilizate ca stimulente pentru reprogramarea dispozitivelor controlabile de la orele de vârf cu tarif ridicat la orele de gol cu tarif redus, astfel încât să se aplatizeze curba de sarcină la nivelul furnizorului și implicit să se reducă costul legat de consumul de energie electrică. După transmiterea planurilor tarifare, furnizorul primește de la consumatori programul optimizat pentru ziua următoare, transmis prin intermediul sistemului informatic integrat.

Etapa 2.1. Configurare dispozitive – consumatorul interacționează cu sistemul informatic integrat prin intermediul aplicației web *CONSUMER* și are acces la dispozitivele inteligente, planurile tarifare și metoda de optimizare, monitorizare și control. În scenariul prezentat în fig.17, consumatorul poate configura dispozitivele electrice pentru locul de consum

selectat specificând denumirea, puterea consumată, puterea generată în cazul surselor proprii de generare, tipul dispozitivului, modul de control (I, S, NP), conform ecuației (18), și gradul de flexibilitate (FX, FL), conform ecuației (19). Caracteristicile și clasificarea dispozitivelor se vor stoca în baza de date pentru fiecare dispozitiv $d_{i,j}$.

Etapa 2.2. Planificare funcționare dispozitive pentru 24h – prin intermediul aplicației consumatorul vizualizează planul tarifar aplicat de către furnizor și o estimare a consumului dispozitivelor de tipul NP pentru ziua următoare. În funcție de planul tarifar și de curba inițială de sarcină, consumatorul își planifică funcționarea dispozitivelor controlabile (I, S) în orele cu tarife mai mici și specifică pentru acestea eventuale restricții de funcționare între anumite ore. În scenariul prezentat în fig.18, consumatorul selectează dispozitivele din lista derulantă și precizează intervalele orare de funcționare pentru ziua următoare.

Etapa 2.3 Optimizare consum individual – după planificarea funcționării dispozitivelor pentru ziua următoare, consumatorul apelează procedura *Optim_consumator(i, zi)* prin intermediul butonului *Optimizeaza programul de funcționare*. Ca rezultat, se va obține programul optim de consum ($COpt_i$), conform ecuației (29), prin reprogramarea anumitor dispozitive de tipul I și S, astfel încât să fie minimizeze cheltuielile de consum. Se va afișa programul optim de funcționare în format tabelar și grafic, comparativ cu programul neoptimizat (fig.19). Sunt afișate costurile inițiale și după optimizare, astfel încât consumatorul să poată analiza economiile sau beneficiile obținute, conform ecuației (32). În scenariul din fig.19, se poate observa faptul că o parte din dispozitive au fost reprogramate să funcționeze la orele de gol (în special noaptea sau pe parcursul zilei), astfel încât să fie redus consumul în orele de vârf (16-22). În acest interval funcționează dispozitivele de tipul NP (reprezentate cu verde și simbolul HF_T_NP) și o mică parte din dispozitivele controlabile, dar care nu pot fi mutate la o altă oră din cauza restricțiilor de funcționare. Se observă o aplatizare a curbei de sarcină și o repartizare uniformă a consumului orar. După vizualizarea programului optim, consumatorul poate modifica programarea revenind în pagina corespunzătoare reprezentată în fig.18, iar la final va transmite programul de funcționare către furnizor prin intermediul sistemului informatic integrat.

Etapa 1.4. Optimizare consum comunitate – furnizorul primește prin intermediul sistemului informatic integrat programul de consum optimizat transmis de către consumatori ($COpt_i$). În scenariul prezentat în fig.20, furnizorul vizualizează curba de sarcină inițială pe tipuri de dispozitive, iar pentru optimizarea finală a consumului la nivelul comunității apelează procedura *Optim_comunitate(f, zi)* prin intermediul butonului *Optimize Consumption* prin care

132
136

se reprogreamază dispozitivele flexibile de tipul I și S, utilizându-se cei patru algoritmi prezentați anterior în cadrul metodei MET_EON, conform ecuației (21). În tabelul 4, am prezentat o secvență a procedurii *Optim_comunitate* implementată în Python și apelată sub formă de serviciu web din interfața realizată în JDeveloper.

Tabel 4. Secvență din procedura Python implementată pentru apelul celor patru algoritmi implementați pentru optimizarea consumului la nivelul comunității

```

from community_optim_C1 import co_c1
from community_optim_C2 import co_c2
from community_optim_C3 import co_c3
from community_optim_C4 import co_c4
import pandas as pd
import cx_Oracle
import flask
from flask import request
app = flask.Flask(__name__)
app.config["DEBUG"] = False
#home page
@app.route('/', methods=['GET'])
def home():
    return '''<h1>Optimizarea consumului</h1>
    <p>API pentru optimizarea consumului la nivelul comunitatii.</p>'''
    @app.errorhandler(404)
def page_not_found(e):
    return "<h1>404</h1><p>The resource could not be found.</p>", 404
    @app.route('/api/v1/resources/community_optimization', methods=['GET'])
def api_stlf_forecast():
    if 'ziua' in request.args:
        ziua = str(request.args.get('ziua', type = str))
    else:
        return "Error: Nu a fost precizat ziua. Va rugam specificati ziua."
    if 'id_supplier' in request.args:
        id_supplier = int(request.args['id_supplier'])
    else:
        return "Error: Nu a fost precizat furnizorul. Va rugam precizati un furnizor."
    #apel algoritmi de optimizare
    connection = cx_Oracle.connect("user", "pass1234", "IP/oracle")
    #incarcam in df consumul orar pe fiecare apartament pe tipuri de zile
    query = """ select to_char(day, 'dd/mm/yyyy') day, HOUR
    ,c2.ID_APPLIANCE ,c2.TYPE ,INITIAL_AVG_CONSUMPTION
    from t_appliance_optim_c2 c2
    , t_electric_appliances a, t_consumer_place c
    where a.id_appliance=c2.id_appliance
    and c.id_consumer_place=a.id_consumer_place
    and to_char(day, 'dd/mm/yyyy')=:p_ziua
    and id_supplier=:p_id_supplier
    """
    df = pd.read_sql(query, con=connection, params={'p_ziua': ziua, 'p_id_supplier':
    id_supplier})

    #print("Apel metoda 1 - MIN_AMP")
    appl_new=co_c1(df)
    df_sql=appl_new.loc[:,['HOUR','ID_APPLIANCE']].fillna(0)
    df_sql['DAY']=ziua
    df_sql['HOUR']=df_sql['HOUR'].astype('int32')
    df_sql['C1']=appl_new.loc[:,['value']].round(4).fillna(0).astype('float32')
    #print("Apel metoda 2 - MIN_MAX")
    appl_new=co_c2(df)
    df_sql['C2']=appl_new.loc[:,['value']].round(4).fillna(0).astype('float32')
    #print("Apel metoda 3 - MAX_MIN")
    appl_new=co_c3(df)
    df_sql['C3']=appl_new.loc[:,['value']].round(4).fillna(0).astype('float32')
    #print("Apel metoda 4 - MIN_DISP")

```

135

```

appl_new=co_c4(df)
df_sql['C4']=appl_new.loc[:,['value']].round(4).fillna(0).astype('float32')
data = [tuple(x) for x in df_sql[['C1', 'C2', 'C3', 'C4','HOUR','ID_APPLIANCE',
'DAY' ]].values]
sql="""update t_appliance_optim_c2
set OPTIMAL_AVG_CONSUMPTION_C1=to_number(:1)
, OPTIMAL_AVG_CONSUMPTION_C2=to_number(:2)
, OPTIMAL_AVG_CONSUMPTION_C3=to_number(:3)
, OPTIMAL_AVG_CONSUMPTION_C4=to_number(:4)
where hour=:5 and id_appliance=:6
and to_char(day, 'dd/mm/yyyy')=:7"""
cursor=connection.cursor()
cursor.executemany(sql, data)
cursor.close()
connection.commit()
connection.close()
return "Optimizarea a fost realizata!"
app.run()

```

Rezultatele obținute prin cele patru variante de optimizare sunt afișate comparativ tabelar și grafic (fig.20), selectându-se varianta care aplatizează cel mai bine curba de sarcină, conform ecuațiilor (22, 23). Ca rezultat, se obțin consumul optim total (CO_{ptT}) și programul final optimizat al dispozitivelor flexibile (CO_{ptFL}) de tipul I și S care sunt transmise prin intermediul sistemului informatic integrat (fig.21) către consumatori pentru implementarea programului de funcționare.

Etapa 2.4. Monitorizare și control dispozitive – consumatorul vizualizează în aplicația *CONSUMER* programul optim de consum transmis de furnizor și programează dispozitivele prin apelul procedurii *Control_dispozitiv(i, zi, d_i)* care transmite comanda de pornire/oprire sau programare către dispozitiv (fig.22).

Etapa 1.5. Determinare necesar consum – în urma optimizării la nivelul comunității și pe baza estimării consumului total, se calculează necesarul de consum pentru ziua următoare prin apelul procedurii *Notificare_consum(f, zi)*. Rezultatele obținute reprezintă cantitățile orare necesare acoperirii consumului pentru ziua următoare (CN^h), conform ecuației (24), și sunt afișate tabelar (fig. 23) și salvate în baza de date. Acestea se vor transmite automat către PRE la care furnizorul este afiliat și vor putea fi utilizate în cadrul modulului MSOP pentru simularea ofertelor de tranzacționare.

Analiza indicatorilor de consum la nivelul furnizorului se realizează prin intermediul rapoartelor analitice dezvoltate în Microsoft PowerBI și permite vizualizarea interactivă a indicatorilor prezentați în cadrul metodei MET_EON, conform ecuațiilor (25-28), dar și a consumului agregat pe diferite perioade de timp și locații (fig.24).

Modulul MMP este implementat sub forma unei componente web (aplicații) denumită *GEN-Optim* destinată producătorilor de energie electrică și implementează **Metoda de Estimare și Optimizare a funcționării Grupurilor generatoare (MET_EOG)**. Vom

prezenta pe scurt modul de realizare a metodei parcurgând etapele descrise anterior și reprezentate în fig.8.

Etapa 1. Configurarea grupurilor electrice – producătorul accesează aplicația web, fiind autentificat prin intermediul unui ID și a unei parole și, pentru fiecare grup electric, configurează parametrii de funcționare, precizând caracteristicile tehnice (puterea nominală, puterea minima, tipul grupului), dar și caracteristicile legate de costuri care vor fi utilizate în procedura de optimizare a funcționării (cost marginal, cost pornire, cost oprire). În scenariul prezentat în fig.25, producătorul configurează parametrii tehnici și costurile pentru un grup eolian de 5MW. De asemenea, producătorul poate vizualiza operațiile programate pentru mentenanță pentru ziua selectată, astfel încât să poată ajusta puterea maximă produsă de grup în ziua următoare. Ca rezultat, se salvează în baza de date valorile parametrilor grupurilor electrice ($Param_g$), conform ecuației (33).

Etapa 2. Monitorizarea funcționării grupurilor și planificarea operațiilor de mentenanță – aplicația permite vizualizarea și programarea operațiilor de mentenanță (fig.26), configurarea componentelor instalate în cadrul grupurilor și vizualizarea problemelor și alertelor declanșate de procedurile de monitorizare.

Etapa 3. Estimarea puterii generate de grupurile electrice pentru următoarele 24 h – pentru grupurile eoliene și fotovoltaice, producătorul vizualizează prin intermediul aplicației web puterea orară generată pentru ziua următoare. Astfel, în scenariul prezentat în fig.27, producătorul vizualizează puterea orară estimată pentru grupul eolian de 5MW, obținută prin apelul procedurii $Predictie_eolian(g, zi)$. Valorile estimate (P_EST_g), conform ecuației (37), sunt salvate în baza de date și utilizate în etapa următoare.

Etapa 4. Optimizarea funcționării grupurilor electrice pentru următoarele 24 de ore – se determină puterea optimă orară produsă de fiecare grup, astfel încât să fie acoperită cantitatea contractată anterior pe PCCB și totodată să fie minimize costul de producție la nivelul producătorului. Încărcarea optimă a generatoarelor reprezentată, prin matricea P_OPT , se obține prin apelul funcției $OPTIM_GEN(p, zi)$, conform ecuației (41). În tabelul 5, am prezentat o secvență a acestei procedurii implementată în Python.

Tabel 5. Procedura $OPTIM_GEN$ implementată în Python pentru optimizarea funcționării grupurilor electrice

```
import pandas as pd
import cx_Oracle
import pypsa
from PV_forecast import pv_forecast
from WIND_forecast import wind_forecast
from datetime import datetime
import datetime as dt
```

129
133

```

def optim_gen(id_producer, ziu_a):
    connection = cx_Oracle.connect("user", "pas1234", "IP/oracle")
    #incarcam in DataFrame inregistrările dintr-o luna
    query="""select distinct to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy') ziu_a
from t_time
where to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy')=:ziu_a
order by 1"""

    zile = pd.read_sql(query, con=connection,
params={'ziu_a':ziu_a}).drop_duplicates().values.tolist()
    for z in zile:
        ziu_a=z[0]
        ziu_a_anterioara=dt.datetime.strptime(ziu_a,'%d/%m/%Y')- dt.timedelta(days=1)
        ziu_a_anterioara=dt.datetime.strptime(ziu_a_anterioara,'%d/%m/%Y')
        print(ziu_a)
        query="""select recording_date, type_of_day from t_time
where to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy')=:ziu_a
order by 1"""
        df_prod = pd.read_sql(query, con=connection, params={'ziu_a':ziu_a})
        df_egh=df_prod.copy()
        query = """select d.*
from t_power_plants p, t_electric_group eg
, t_electric_group_details d
where p.id_power_plant=eg.id_power_plant
and eg.id_electric_group=d.id_electric_group
and p.id_producer=:id_producer"""
        df_eg = pd.read_sql(query, con=connection,
params={'id_producer':id_producer})

        n=df_eg.index.max()+1
        df_eg.loc[n,'ID_ELECTRIC_GROUP']=10000
        df_eg.loc[n,'P_NOM']=100
        df_eg.loc[n,'P_NOM_MAX']=100
        df_eg.loc[n,'MARGINAL_COST']=1000
        df_eg.loc[n,'TYPE']='REQUIRED'
        df_eg.loc[n,'P_NOM_COEF']=1
        df_eg['P_DISP']=df_eg['P_NOM']*df_eg['P_NOM_COEF']
        #df_eg.dropna(axis=0,inplace=True)
        df_eg.fillna(0, inplace=True)

        #total cantitate contractata pe PCCB
        query="""select cl.delivery_interval, sum(cl.contracted_quantity)
total_quantity
from T_market_contract_line cl, t_market_contracts c
where cl.id_contract=c.id_contract
and id_participant= (select id_participant from t_market_player pl
, t_commercial_licenses l, T_producers p
where pl.id_license=l.id_license and p.id_license=l.id_license
and p.id_producer=:id_producer)
and to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy')=:ziu_a
group by cl.delivery_interval
order by delivery_interval"""
        df_tq= pd.read_sql(query, con=connection,
params={'ziu_a':ziu_a,'id_producer':id_producer})
        tgenh=list(df_tq['TOTAL_QUANTITY'])
        nu = pypsa.Network()
        nu.set_snapshots(range(24))
        nu.add("Bus","bus")
        n=df_eg.index.max()+1
        for i in range(n):
            if df_eg.loc[i,'TYPE'] in('GAS', 'HYDRO', 'BIOMASS', 'REQUIRED'):
nu.add("Generator",df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str),bus="bus",
committable=df_eg.loc[i,'COMMITTABLE'],
marginal_cost=df_eg.loc[i,'MARGINAL_COST'],
p_min_pu=df_eg.loc[i,'P_MIN_PU'],
start_up_cost=df_eg.loc[i,'START_UP_COST'],
shut_down_cost=df_eg.loc[i,'SHUT_DOWN_COST'],
min_up_time=df_eg.loc[i,'MIN_UP_TIME'],

```

```

        min_down_time=df_eg.loc[i,'MIN_DOWN_TIME'],
        p_nom=df_eg.loc[i,'P_DISP'])
df_egh[df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str)]=df_eg.loc[i,'P_DISP']
    if df_eg.loc[i,'TYPE'] == 'PV':
        id_eg=int(df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'])
        df_sql= pv_forecast(ziua,id_eg)
        if df_sql.shape[0]<24:
            df_sql= pv_forecast(ziua_anterioara,id_eg)
        df_sql['HOUR']=df_sql['RECORDING_DATE'].dt.hour
genh=df_sql.groupby(['HOUR'])['POWER_ANN'].mean().values.tolist()
df_egh[df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str)]=genh
genh_pu=genh/df_eg.loc[i,'P_DISP']
nu.add("Generator",      df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str),
bus="bus",

        committable=df_eg.loc[i,'COMMITTABLE'],
        p_nom=df_eg.loc[i,'P_DISP'],
        marginal_cost=df_eg.loc[i,'MARGINAL_COST'],
        p_max_pu=genh_pu)
    if df_eg.loc[i,'TYPE'] == 'WIND':
        id_eg=int(df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'])
        df_sql= wind_forecast(ziua,id_eg)
        if df_sql.shape[0]<24:
            df_sql= wind_forecast(ziua_anterioara,id_eg)
        df_sql['HOUR']=df_sql['RECORDING_DATE'].dt.hour
genh=df_sql.groupby(['HOUR'])['POWER_ANN'].mean().values.tolist()
df_egh[df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str)]=genh
genh_pu=genh/df_eg.loc[i,'P_DISP']
nu.add("Generator",      df_eg.loc[i,'ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(str),
bus="bus",

        committable=df_eg.loc[i,'COMMITTABLE'],
        p_nom=df_eg.loc[i,'P_DISP'],
        marginal_cost=df_eg.loc[i,'MARGINAL_COST'],
        p_max_pu=genh_pu)
        nu.add("Load","load",bus="bus",p_set=tgenh)
df_opt=nu.generators_t.p
df_egh.drop('TYPE_OF_DAY',axis=1,inplace=True)
df_opt['RECORDING_DATE']=df_prod['RECORDING_DATE']
df_prod['ID_PRODUCER']=id_producer
df_prod['P_PCCB']=tgenh
df_prod['PT_DISP']=df_egh.sum(axis = 1, skipna = True)
df_prod['PT_OPT']=df_opt.sum(axis = 1, skipna = True)
df_prod['PT_AV']=round(df_prod['PT_DISP']-df_prod['PT_OPT'],2)
df_egh=df_egh.melt(id_vars='RECORDING_DATE')
df_opt=df_opt.melt(id_vars='RECORDING_DATE')
df_opt.rename(columns = {'variable':'ID_ELECTRIC_GROUP', 'value':'P_OPT'},
inplace = True)
df_egh.rename(columns = {'variable':'ID_ELECTRIC_GROUP', 'value':'P_DISP'},
inplace = True)
df_egh=df_egh.merge(df_opt,      'inner',      on=['RECORDING_DATE',
'ID_ELECTRIC_GROUP'])
df_egh['P_AV']=round(df_egh['P_DISP']-df_egh['P_OPT'],2)
df_egh['P_NOTIF']=df_egh['P_AV']
df_egh['ID_PRODUCER']=id_producer
#inserare in tabela T_MARKET_NOTIFICATIONS
#stergere notificari anterioare
stm="""delete from T_MARKET_NOTIFICATIONS
        WHERE to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy')=:ziua
        and id_producer=:id_producer"""
cursor=connection.cursor()
cursor.execute(stm, {"ziua":ziua, "id_producer":id_producer})
cursor.close()
connection.commit()
#inserare in tabela T_TARKET_NOTIFICATIONS
sql='INSERT INTO T_MARKET_NOTIFICATIONS (RECORDING_DATE, ID_ELECTRIC_GROUP,
P_DISP, P_OPTIM, P_AVAILABLE, P_NOTIFIED, ID_PRODUCER ) values (:1,:2,:3, :4, :5, :6,
:7)'
cursor=connection.cursor()

```



```

        cursor.executemany(sql,
(df_egr[df_egr['ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(float)!=10000].values.tolist())
        cursor.close()
        connection.commit()
        df_egr =
df_egr[df_egr['ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(float)!=10000].groupby(['ID_PRODUCER',
'RECORDING_DATE']).sum().reset_index()
        df_egr=df_egr.merge(df_tq,
left_on=(df_egr['RECORDING_DATE']).apply(lambda x: x.hour),
right_on=df_tq['DELIVERY_INTERVAL'])
        df_egr.drop('key_0',axis=1, inplace=True)
        df_egr['PT_TO_BUY']=list(-
round(df_egr.loc[df_egr['ID_ELECTRIC_GROUP'].astype(float)==10000, 'P_OPT'],2))
        #de inserat in tabela T_MARKET_AVAILABLE_POWER
        #stergere notificari anterioare
        stm="""delete from T_MARKET_AVAILABLE_POWER
        WHERE to_char(cast(recording_date as date), 'dd/mm/yyyy')=:ziua
        and id_producer=:id_producer"""
        cursor=connection.cursor()
        cursor.execute(stm, {"ziua":ziua, "id_producer":id_producer})
        cursor.close()
        connection.commit()
        #inserare in tabela T_MARKET_AVAILABLE_POWER
        sql='INSERT INTO T_MARKET_AVAILABLE_POWER (ID_PRODUCER, RECORDING_DATE,
PT_DISP, PT_OPTIM, PT_AVAILABLE, PT_NOTIFIED, TRADING_INTERVAL, PT_PCCB, PT_TO_BUY)
values (:1, :2, :3, :4, :5, :6, :7, :8, :9)'
        cursor=connection.cursor()
        cursor.executemany(sql, (df_egr.values.tolist()))
        cursor.close()
        connection.commit()
        connection.close()

```

Rezultatele obținute în urma optimizării pot fi vizualizate prin intermediul interfeței web (fig.28).

Etapa 5. Realizarea notificărilor și determinarea disponibilului pentru ziua următoare – în urma optimizării încărcării grupurilor sunt determinate cantitățile orare disponibile sau deficitul la nivelul producătorului, iar rezultatele sunt afișate tabelar și grafic în interfața aplicației pentru fiecare interval de tranzacționare (fig.29). Cantitățile orare disponibile (P_{DISP}^h) și deficitul ($P_{TO_BUY}^h$), conform ecuațiilor (47, 45), vor fi salvate în baza de date și transmise automat către PRE la care producătorul este afiliat și vor putea fi utilizate în cadrul modulului MSOP pentru simularea ofertelor de tranzacționare.

Etapa 6. Analiza indicatorilor referitori la producție – producătorul accesează rapoartele analitice dezvoltate în Microsoft PowerBI prin care poate analiza producția pe diferite intervale de timp și pe grupuri electrice, astfel încât să poată urmări în mod eficient indicatorii tehnici, conform ecuațiilor (48-50), definite anterior în cadrul modulului (fig.30).

Modulul MSOP este implementat sub forma unei componente web (aplicații), denumită *MTM Simulator* destinată producătorilor și furnizorilor de energie electrică și utilizează metoda de simulare a ofertelor de tranzacționare pe piețele de energie electrică (MET_SOT). Vom prezenta pe scurt modul de realizare a metodei parcurgând etapele prezentate anterior și reprezentate în fig.9 și fig.10.

Prin intermediul aplicației web, pot fi realizate unul sau mai multe scenarii de tranzacționare pe următoarele piețe de energie electrică: Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale PCCB (*Bilateral Market Contracts - BMC*), Piața pentru Ziua Următoare PZU (*Day Ahead Market - DAM*), Piața Serviciilor de Sistem PSS (*Ancillary Services Market - ASM*) și Piața de Echilibrare PE (*Balancing Market – BM*), în funcție de tipul participantului: furnizor sau producător. În scenariile următoare, vom prezenta modul de realizare a simulărilor pe termen scurt (1 zi) pentru cele două tipuri de participanți.

A. Realizarea simulărilor privind tranzacționarea pe piețe de către furnizor

Vom prezenta un scenariu de tranzacționare realizat de un furnizor pentru ziua următoare pornind de la notificările obținute din modulul MMC. Astfel, furnizorul va simula participarea pe PCCB pentru a achiziționa o cantitate cât mai mare de energie electrică deoarece riscul de tranzacționare și prețurile sunt mici față de PZU. În scenariul prezentat în fig.31, furnizorul selectează perioada și vizualizează în partea dreaptă a paginii cantitățile orare necesare a fi achiziționate.

În etapa A2, furnizorul simulează participarea pe PCCB și achiziționează pachetele produs-cantitate-preț prin selectarea tipurilor de produse standard disponibile pentru perioada selectată. De exemplu, în scenariul prezentat în fig.32, furnizorul optează pentru următoarele pachete:

- pachetul produs FWB-Z- NZ-NL-AN – cantitate 12 MW-preț 245 RON;
- pachetul produs FWVS1-Z- NZ- NL-AN – cantitate 5 MW-preț 260 RON;

Pentru toate pachetele, furnizorul a ales să oferteze la prețurile medii istorice corespunzătoare produselor selectate și calculate în etapa 2, pas 5 din modulul MPOD. Totodată, furnizorul a ales un coeficient de risc (r_{PCCB}) de 10%. Pachetele selectate se salvează în baza de date relațională sub forma $Q_{PCCB_{zi,pac}}^h$, $Pret_{PCCB_{zi,pac}}^h$, calculându-se costul aferent $COST_{PCCB}$, conform ecuației (53).

În etapa A.3, furnizorul simulează cumpărarea din PZU/PIZ, fiind calculate automat cantitățile rămase neacoperite ($Q_{PZU_{zi}}^h$), conform ecuației (54). În scenariul prezentat în fig.33, furnizorul alege să oferteze cantitățile rămase neacoperite la prețul mediu istoric pe fiecare interval, caz în care riscul de netranzacționare (r_{PZU}) considerat este de 20%.

După simularea pe PZU, furnizorul vizualizează gradul de acoperire a consumului din cantitățile ofertate pe cele două piețe. Se observă că pentru intervalul orar 17-8, furnizorul a ales să achiziționeze cantitățile necesare preponderent din PCCB, beneficiind de un preț mai

mic comparativ cu cel din PZU, iar în intervalul orar 9-16, este necesară participarea pe PZU. Se determină costul aferent $COST_{PZU}$, conform ecuației (55).

În etapa A.4, furnizorul analizează fluxul de numerar și costurile repartizate pe cele două piețe ($COST_{PCCB}$, $COST_{PZU}$), conform fig.34, iar în etapa A.5, furnizorul analizează scenariile simulate din punct de vedere al costurilor și al riscurilor de netranzaționare (fig.35) și selectează scenariul optim, conform ecuației (57).

B. Realizarea simulărilor privind tranzacționarea pe piețe de către producător

Vom prezenta un scenariu de vânzare realizat pentru un producător pe o perioadă de o zi, pornind de la o estimare a puterii medii orare generate (P_{EST}), conform ecuației (58), obținută cu ajutorul predicției pentru ziua următoare. În scenariul prezentat în fig.36, producătorul selectează perioada și vizualizează în partea dreaptă cantitățile orare disponibile pentru ofertare, rezultate din modulul MMP. Producătorul introduce puterea minimă tehnologică (2MW) sub care nu poate să reducă producția. În cazul producătorilor, puterea disponibilă se ajustează cu puterea necesară pentru asigurarea rezervei primare de aproximativ 3% și se obține puterea medie orară disponibilă (P_{DISP}), conform ecuației (59).

În etapa B.2, producătorul simulează ofertarea pe PCCB și formează pachetele pentru vânzare produs-cantitate-preț, astfel:

- pachetul produs FWB-L-NL-AN - cantitate 10 MW-preț 245 RON;
- pachetul produs FWV2-L-NL-AN - cantitate 6 MW-preț 255 RON

Pentru ambele pachete, producătorul a ales să oferteze la prețurile medii istorice corespunzătoare produselor selectate și calculate în etapa 2, pas 5 din modulul MPOD. Producătorul consideră un risc de netranzaționare (r_{PCCB}) diferit pe fiecare pachet, astfel pentru primul pachet consideră un risc de 5%, iar pentru al doilea pachet de 10%. Cantitățile oferite ($QV_{PCCB_{zi,pacV}}^h$), conform ecuației (60), sunt salvate în baza de date și se determină automat cantitățile orare rămase netranzaționate, afișate în partea dreaptă a pagini pe fiecare zi și interval de tranzacționare, așa cum se poate observa în fig.37. Venitul sau costul aferent PCCB, în funcție de tipul de ofertă, se calculează conform ecuației (61).

În etapa B.3, producătorul simulează tranzacționarea pe PZU/PIZ, în scenariul prezentat în fig.38, acesta introduce cantități orare diferite. Pentru prețuri, producătorul poate alege să tranzacționeze la prețul istoric pe fiecare interval, caz în care riscul de netranzaționare (r_{PZU}) considerat este de 20%. Cantitățile orare oferite pe PZU ($QV_{PZU_{zi}}^h$), conform ecuației (63), sunt salvate în baza de date și sunt determinate cantitățile orare netranzaționate. Venitul sau costul aferent PZU se calculează conform ecuației (64).

În etapa B.4, producătorul simulează tranzacționarea pe PSS și ofertează atât cantități orare de energie, cât și capacitate cu prețuri diferite pentru fiecare tip de pachet. În scenariul prezentat în fig.39, pentru pachetele cantitate-preț pentru energie, riscul de netranzacționare (r_{PSSSE}) este 70%, iar pentru pachetele cantitate-preț pentru capacitate, riscul de netranzacționare (r_{PSSC}) este de 50%. Cantitățile, conform ecuației (65), și prețurile oferite sunt salvate în baza de date și sunt determinate cantitățile rămase netranzacționate. Veniturile obținute din vânzarea capacității și a energiei (activare) se calculează conform ecuației (66).

În etapa B.5, producătorul ofertează pe PE corespunzător celor două tipuri de pachete: creștere și descreștere. Producătorul specifică prețul cerut pentru fiecare tip de pachet și interval orar, cantitățile orare oferite pentru creștere, conform ecuației (67), fiind cele rămase netranzacționate, iar pentru descreștere, conform ecuației (68), fiind suma cantităților oferite până în prezent din care se scade puterea minimă tehnologică, conform metodelor de calcul prezentate în cadrul descrierii modulului MSOP. Risc de netranzacționare (r_{PE}), specificat în scenariul din fig.40 este de 70%. Venitul aferent PE se calculează conform ecuațiilor (69). După salvarea simulării pe PE, producătorul vizualizează în partea dreaptă a paginii modul de repartizare a cantităților orare disponibile pe fiecare tip de piață (fig.40).

În etapa B.6, se calculează automat fluxul de numerar, venitul sau costul total conform ecuației (70), veniturile fiind repartizate pe tipuri de piețe (fig.41).

Producătorul poate realiza mai multe scenarii, iar la final compară scenariile din punct de vedere al veniturilor obținute și al riscurilor de tranzacționare, inclusiv al riscului mediu, conform ecuației (89), determinat la nivelul ofertei (fig.42). La etapa B.7, în funcție de gradul de risc asumat și de venitul estimat, din simulările efectuate, producătorul va alege oferta optimă, conform ecuațiilor (71).

Analiza indicatorilor de analiză a simulărilor pe piețele de energie electrică – producătorul accesează rapoartele analitice dezvoltate în Microsoft PowerBI, prin care poate analiza performanța simulărilor, conform ecuațiilor (72÷92), definite anterior în cadrul modulului (fig.43, fig.44).

Modul în care invenția este susceptibilă a fi aplicată industrial

Invenția este susceptibilă să fie aplicată industrial deoarece reprezintă un sistem informatic integrat ce susține sectorul energetic, unul dintre cele mai importante sectoare ale economiei naționale. Sistemul informatic integrează inovativ cazuri de utilizare, metode complementare și date stocate unitar la nivelul bazei de date. Acesta este susceptibil să fie aplicat industrial, în principal de către furnizorii și producătorii de energie electrică, pentru managementul consumului și producției de energie electrică în vederea simulării și realizării

eficiente a ofertelor pe piețele de energie electrică din România. Aderarea la Uniunea Europeană (UE) și la sistemele energetice europene (de exemplu: ENTSO-E), a condus la o uniformizare a caracteristicilor piețelor de energie electrică la nivel european. De aceea, invenția este susceptibilă să fie aplicată atât de către participanții la piața de energie electrică din România, cât și din Europa.

Invenția poate fi personalizată suplimentar pentru un anumit tip de participant la piață pentru dezvoltarea unui sistem complex de suport pentru decizii în vederea eficientizării procesului de realizare a ofertelor pe piață. Utilizarea invenției (sistemului informatic integrat) de către participanți nu implică taxe de licențiere sau instalarea pachetului de programe utilizate în dezvoltare (JDeveloper, Oracle, MongoDB, Python, Power BI etc.), fiind realizată în arhitectura cloud computing.

Invenția este susceptibilă de aplicare industrială, în special de către furnizorii și producătorii de energie electrică, deoarece metodele integrate în cadrul sistemului informatic sunt intercorelate, având ca scop eficientizarea tranzacțiilor (ofertelor) de către participanți pe piața de energie electrică, cunoscându-se faptul că realizarea ofertelor are un impact semnificativ asupra proceselor de afaceri ale participanților. De exemplu, în cazul furnizorilor de energie electrică, achiziționarea unor cantități diferite de necesarul real duce la producerea unor dezechilibre, care pot fi soluționate la prețuri mari pe piața de echilibrare. De asemenea, în cazul producătorilor, oferirea unor cantități care nu pot fi acoperite duce, de asemenea, la dezechilibre costisitoare care se transformă în pierderi financiare însemnate. De aceea, invenția este susceptibilă de aplicare industrială deoarece este deosebit de utilă în asistarea deciziilor de tranzacționare pe piețe, având impact financiar major asupra afacerii potențialilor beneficiari, dar și asupra prețului energie electrice, acesta influențând toate sectoarele economice.

Invenția este susceptibilă de aplicare industrială deoarece metodele propuse sunt performante, fiind dezvoltate în corelație cu realizările tehnologice curente, literatura de specialitate și testate de către potențiali beneficiari (furnizori, producători), recomandările acestora fiind înglobate în sistemul propus. De asemenea, metodele propuse au fost validate prin publicarea acestora în reviste de prestigiu indexate în Science Citation Index Expanded sau Social Sciences Citation Index.

Invenția este susceptibilă de aplicare industrială deoarece susține o integrare cât mai bună a resurselor regenerabile, în corelație cu programele *demand response*, coroborate cu instalarea la scară largă a sistemelor de măsurare inteligentă și a dispozitivelor *IoT*, care vizează implicarea consumatorilor/prosumerilor prin optimizarea consumului de energie electrică.

BIBLIOGRAFIE

- [1] L. Niu, F. Ren, and M. Zhang, "Feasible negotiation procedures for multiple interdependent negotiations," in *Proceedings of the International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems, AAMAS*, 2018.
- [2] A. M. Foley, B. P. Ó Gallachóir, J. Hur, R. Baldick, and E. J. McKeogh, "A strategic review of electricity systems models," *Energy*, 2010.
- [3] Z. Zhou, W. K. Chan, and J. H. Chow, "Agent-based simulation of electricity markets: A survey of tools," *Artif. Intell. Rev.*, 2007.
- [4] E. Guerci, M. A. Rastegar, and S. Cincotti, "Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets," 2010.
- [5] J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, and H. Morais, "Survey on complex optimization and simulation for the new power systems paradigm," *Complexity*. 2018.
- [6] A. Martini, P. Pelacchi, L. Pellegrini, M. V. Cazzol, A. Garzillo, and M. Innorta, "A simulation tool for short term electricity markets," in *IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, 2001.
- [7] R. D. Zimmerman and R. J. Thomas, "POWERWEB: A tool for evaluating economic and reliability impacts of electric power market designs," in *2004 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004.
- [8] G. Conzelmann, G. Boyd, V. Koritarov, and T. Veselka, "Multi-agent power market simulation using EMCAS," in *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
- [9] D. Batten and G. Grozev, "NEMSIM: Finding Ways to Reduce Greenhouse Gas Emissions Using Multi-Agent Electricity Modelling," in *Complex Science for a Complex World: Exploring Human Ecosystems with Agents*, 2006.
- [10] Z. Vale, T. Pinto, I. Praça, and H. Morais, "MASCEM: Electricity markets simulation with strategic agents," *IEEE Intell. Syst.*, 2011.
- [11] B. Teixeira, F. Silva, T. Pinto, I. Praça, G. Santos, and Z. Vale, "Data mining approach to support the generation of Realistic Scenarios for multi-agent simulation of electricity markets," in *IEEE SSCI 2014 - 2014 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence - IA 2014: 2014 IEEE Symposium on Intelligent Agents, Proceedings*, 2015.
- [12] David Cournapeau et. al., "scikit-learn Machine Learning in Python." [Online]. Available: <https://scikit-learn.org/stable/>. [Accessed: 20-May-2020].
- [13] S. V. Oprea and A. Bara, "Machine Learning Algorithms for Short-Term Load

Forecast in Residential Buildings Using Smart Meters, Sensors and Big Data Solutions,” *IEEE Access*, 2019.

- [14] S. V. Oprea and A. Bara, “Setting the Time-of-Use Tariff Rates with NoSQL and Machine Learning to a Sustainable Environment,” *IEEE Access*, 2020.
- [15] S. V. Oprea, A. Bâra, G. A. Ifrim, and L. Coroianu, “Day-ahead electricity consumption optimization algorithms for smart homes,” *Comput. Ind. Eng.*, 2019.
- [16] S. V. Oprea, A. Bâra, and G. Ifrim, “Flattening the electricity consumption peak and reducing the electricity payment for residential consumers in the context of smart grid by means of shifting optimization algorithm,” *Comput. Ind. Eng.*, vol. 122, 2018.
- [17] S. V. Oprea and A. Bâra, “Ultra-short-term forecasting for photovoltaic power plants and real-time key performance indicators analysis with big data solutions. Two case studies - PV Agigea and PV Giurgiu located in Romania,” *Comput. Ind.*, 2020.
- [18] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, “PyPSA: Python for power system analysis,” *J. Open Res. Softw.*, 2018.
- [19] Tom Brown et. al., “PyPSA.”
- [20] OPCOM, “Produce standard PCCB.” [Online]. Available: https://www.opcom.ro/tranzactii_produce/tranzactii_prod.php?lang=ro&id=100.

REVENDICĂRI

1. Metoda pentru estimarea, optimizarea consumului comunității și determinarea necesarului de consum la nivelul furnizorului (MET_EON), **caracterizată prin aceea că** este realizată în șase etape succesive (fig.6) după cum urmează: în prima etapă sunt determinate profilurile de consum pe baza consumului istoric și a caracteristicilor locurilor de consum, în a doua etapă este estimat consumul de energie electrică pentru următoarele 24 de ore pentru fiecare profil determinat în prima etapă în funcție de consumul anterior și valorile meteorologice estimate, în a treia etapă sunt determinate planurile tarifare aplicate consumatorilor din cadrul fiecărui profil, în a patra etapă este optimizat programul de consum pe baza opțiunilor și a planificării dispozitivelor de către consumatori, având ca obiectiv aplatizarea curbei de sarcină, în a cincea etapă este determinat necesarul de consum pentru următoarele 24 de ore pe baza programului optim realizat în etapa 4 pentru a fi utilizat în realizarea ofertelor de cumpărare pe piețele de energie electrică, iar în a șasea etapă sunt calculați și analizați indicatorii de consum la nivelul comunității.
2. Metoda pentru monitorizarea, controlul și optimizarea consumului la nivelul consumatorului de energie electrică (MET_MCO), **caracterizată prin aceea că** este realizată în cinci etape succesive (fig.7) după cum urmează: în prima etapă sunt configurate și clasificate dispozitivele în funcție de tipul de control și de flexibilitate, în a doua etapă este planificată funcționarea dispozitivelor controlabile și sunt precizate restricțiile de funcționare ale acestora, în a treia etapă se optimizează programul de consum, având ca obiectiv minimizarea cheltuielilor în funcție de planurile tarifare stabilite de furnizor, în a patra etapă sunt controlate dispozitivele, astfel încât să fie implementat programul optim de funcționare, iar în etapa a cincea este analizat repartiția consumului orar înainte și după optimizare și sunt calculate beneficiile înregistrate ca urmare a optimizării.
3. Metoda de estimare și optimizare a funcționării grupurilor generatoare (MET_EOG) la nivelul unui producător de energie electrică, **caracterizată prin aceea că** este realizată în șase etape succesive (fig.8) după cum urmează: în prima etapă sunt configurați parametrii de funcționare ai grupurilor electrice, în a doua etapă se monitorizează funcționarea grupurilor și sunt calculați indicatorii de eficiență și performanță, în a treia etapă este estimată puterea orară generată pentru următoarele 24 de ore de fiecare grup eolian sau fotovoltaic în funcție de valorile meteorologice estimate, parametrii de funcționare și de indicatorii de eficiență, în etapa a patra se determină funcționarea optimă a generatoarelor în funcție de puterea medie orară estimată anterior, astfel încât să fie acoperite cantitățile orare contractate pe piața PCCB și minimize costurile de producție, în etapa a cincea se

125
125

determină puterea orară disponibilă, respectiv deficitul pentru următoarele 24 de ore pentru a fi tranzacționate pe piețele de energie electrică, iar în a șasea etapă sunt calculați și analizați indicatorii referitori la producția generată de grupurile electrice.

4. Metoda de simulare a ofertelor de tranzacționare pe piețele de energie electrică (MET_SOT) pentru diferite perioade de timp, **caracterizată prin aceea că** simularea ofertelor de cumpărare de către furnizor se realizează în cinci etape succesive (fig.9) după cum urmează: în prima etapă este stabilită perioada de tranzacționare și sunt determinate cantitățile orare necesare de achiziționat, în etapa a doua sunt simulate tranzacțiile pe PCCB, în etapa a treia sunt simulate tranzacții de cumpărare pe PZU/PIZ, cantitățile neacoperite fiind determinate automat, în etapa a patra sunt calculate fluxurile de numerar repartizate pe cele două piețe, în etapa a cincea este selectată oferta optimă de cumpărare care minimizează costurile de achiziție de pe piețe.
5. Metoda de simulare a ofertelor de tranzacționare pe piețele de energie electrică (MET_SOT) pentru diferite perioade de timp, **caracterizată prin aceea că** simularea ofertelor de vânzare/cumpărare de către producător se realizează în șapte etape succesive (fig.10) după cum urmează: în prima etapă este stabilită perioada de tranzacționare și sunt determinate cantitățile orare disponibile sau necesare pentru acoperirea deficitului, în etapa a doua sunt simulate tranzacțiile pe PCCB atât pentru vânzare, cât și pentru cumpărare, în etapa a treia sunt simulate tranzacții de vânzare/cumpărare pe PZU/PIZ, în etapa a patra sunt simulate ofertele de vânzare pe PSS atât pentru energie, cât și pentru capacitate, în etapa a cincea sunt simulate ofertele de vânzare pe PE atât pentru creștere, cât și pentru descreștere, în etapa a șasea sunt calculate fluxurile de numerar repartizate pe piețe, în etapa a șaptea este selectată oferta optimă care maximizează veniturile obținute și minimizează costurile de achiziție de pe piețe.
6. Metoda de simulare a ofertelor de tranzacționare pe piețele de energie electrică pentru diferite perioade de timp, conform revendicărilor 4 și 5, **caracterizată prin aceea că** atât tranzacțiile de cumpărare, cât de vânzare a energiei electrice pot fi simulate prin intermediul participanților la piață (furnizori și producători) care pot utiliza rezultatele obținute prin aplicarea metodei MET_EON conform revendicării 1, respectiv a metodei MET_EOG conform revendicării 3 pentru stabilirea cantităților orare ofertate pentru ziua următoare (fig.9 și fig.10).
7. Metoda de extragere, transformare și prelucrare a datelor (MET_ETP) colectate din următoarele surse: stații/servicii meteorologice, dispozitive și contoare electrice, echipamente existente în cadrul grupurilor electrice, **caracterizate prin aceea că** într-o

primă etapă datele semi-structurate sunt stocate inițial într-o bază de date NoSQL distribuită sub formă de colecții de date, iar în a doua etapă colecțiile sunt transformate, prelucrate și încărcate într-o bază de date relațională sub formă de tabele (fig.4) de unde sunt utilizate de către: metoda MET_EON, conform revendicării 1; metoda MET_MMC, conform revendicării 2; metoda MET_EOG, conform revendicării 3; metoda MET_SOT, conform revendicării 4.

8. Modulul pentru prelucrarea și organizarea datelor (MPOD) dezvoltat în scopul aplicării metodei MET_ETP conform revendicării 7, **caracterizat prin aceea că** implementează sub formă de seturi de proceduri în limbaje de programare (Python și PL/SQL) fluxurile de colectare și prelucrare a datelor conform metodei MET_ETP și organizează datele în colecții de documente într-o bază de date NoSQL și sub formă de tabele într-o bază de date relațională (fig.4).
9. Modulul pentru managementul consumului de energie electrică (MMC) dezvoltat sub formă de componentă software în scopul aplicării metodelor MET_EON, conform revendicării 1 și MET_MCO, conform revendicării 2, **caracterizat prin aceea că** implementează sub formă de proceduri în limbaje de programare (Python și PL/SQL) algoritmi utilizați în cadrul metodelor după cum urmează:
 - metoda MET_EON (fig.6): procedura *Det_profiluri(f, s, k)* pentru determinarea profilurilor de consum, procedura *Predictie_consum(f, pk, zi)* pentru estimarea consumului pentru următoarele 24 ore, procedura *Det_ToU(f, pk, zi)* pentru determinarea planurilor tarifare pe fiecare profil, procedura *Optim_comunitate(f, zi)* pentru optimizarea consumului la nivelul comunității, procedura *Notificare_consum(f, zi)* pentru determinarea necesarului de consum pentru următoarele 24 de ore;
 - metoda MET_MCO (fig.7): procedura *Optim_consumator(i, zi)* pentru optimizarea consumului la nivelul locului de consum, procedura *Control_dispozitiv(i, zi, d_{i,j})* pentru controlul și monitorizarea funcționării dispozitivelor la nivelul locului de consum pentru următoarele 24 de ore;
10. Modulul pentru managementul consumului de energie electrică (MMC) conform revendicării 9, **caracterizat prin aceea că** implementează interdependent cele două metode (fig. 5), astfel: metoda MET_MCO utilizează în etapele 2 și 3 planurile tarifare determinate în cadrul metodei MET_EON în etapa 3; metoda MET_EON utilizează în etapa 4 pentru optimizarea comunității programul optim al dispozitivelor flexibile determinat în cadrul metodei MET_MCO în etapa 3; metoda MET_MCO utilizează în

119
123

etapa 4 pentru controlul și programarea finală a dispozitivelor flexibile programul optim final transmis de furnizor și determinat în cadrul metodei MET_EON în etapa 4.

11. Modulul pentru managementul producției de energie electrică (MMP) dezvoltat sub formă de componentă software în scopul aplicării metodei MET_EOG, conform revendicării 3, **caracterizat prin aceea că** implementează sub formă de proceduri în limbaje de programare (Python și PL/SQL) algoritmi utilizați în cadrul metodei după cum urmează: procedura *Predictie_eolian(g, zi)* pentru estimarea puterii orare generate pentru următoarele 24 de ore de grupurile eoliene, procedura *Predictie_foto(g, zi)* pentru estimarea puterii orare generate pentru următoarele 24 de ore de grupurile fotovoltaice, procedura *OPTIM_GEN(p, zi)* pentru determinarea funcționării optime a grupurilor electrice pentru ziua următoare, procedura *Notificare_producator(p, zi)* pentru determinarea cantităților orare disponibile, respectiv a deficitului producătorului pentru următoarele 24 de ore.
12. Modulul pentru simularea și ofertarea pe piețele de energie electrică (MSOP) dezvoltat sub formă de componentă software în scopul aplicării metodei MET_SOT, conform revendicărilor 4 și 5, **caracterizat prin aceea că** implementează în limbaje de programare (Python și PL/SQL) algoritmi pentru simularea ofertelor de către furnizor și simularea ofertelor de către producător.
13. Sistemul informatic integrat bazat pe metode pentru managementul consumului și producției de energie electrică în vederea eficientizării realizării tranzacțiilor pe piața de energie electrică, conform prezentei invenții, în scopul aplicării noilor metode conform revendicărilor 1 ÷ 7, **caracterizat prin aceea că** este alcătuit din modulul MPOD conform revendicării 8, modulul MMC conform revendicării 9, modulul MMP conform revendicării 11, modulul MSOP conform revendicării 12.
14. Sistemul informatic integrat, conform revendicării 13, **caracterizat prin aceea că** este dezvoltat sub formă de componente web interconectate care combină și înglobează într-o manieră originală metodele conform revendicărilor 1 ÷ 7 prin care se dezvoltă o sinergie specifică realizării unui scop comun privind asistarea deciziilor de ofertare și tranzacționare pe piețele de energie electrică.

118
122

DESENE

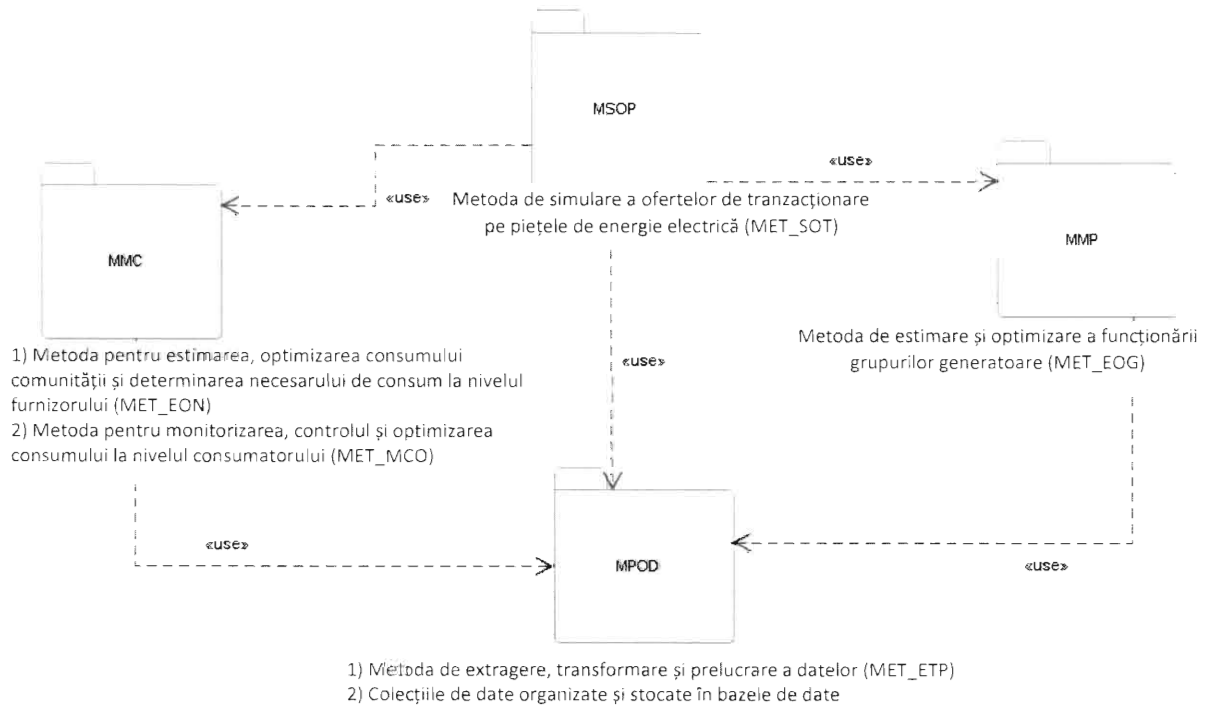


fig.1.

119
121

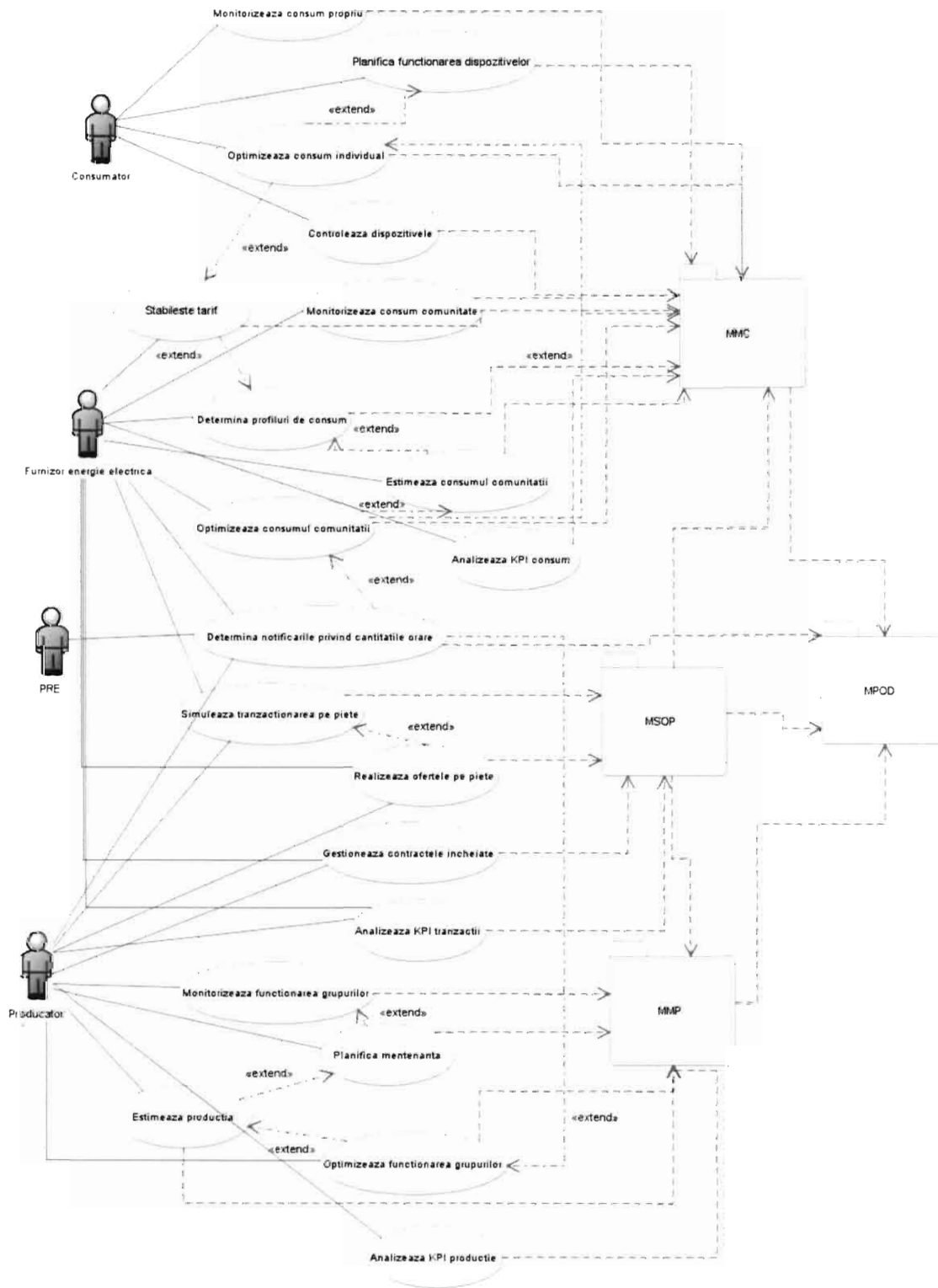


fig.2.

HO
RO

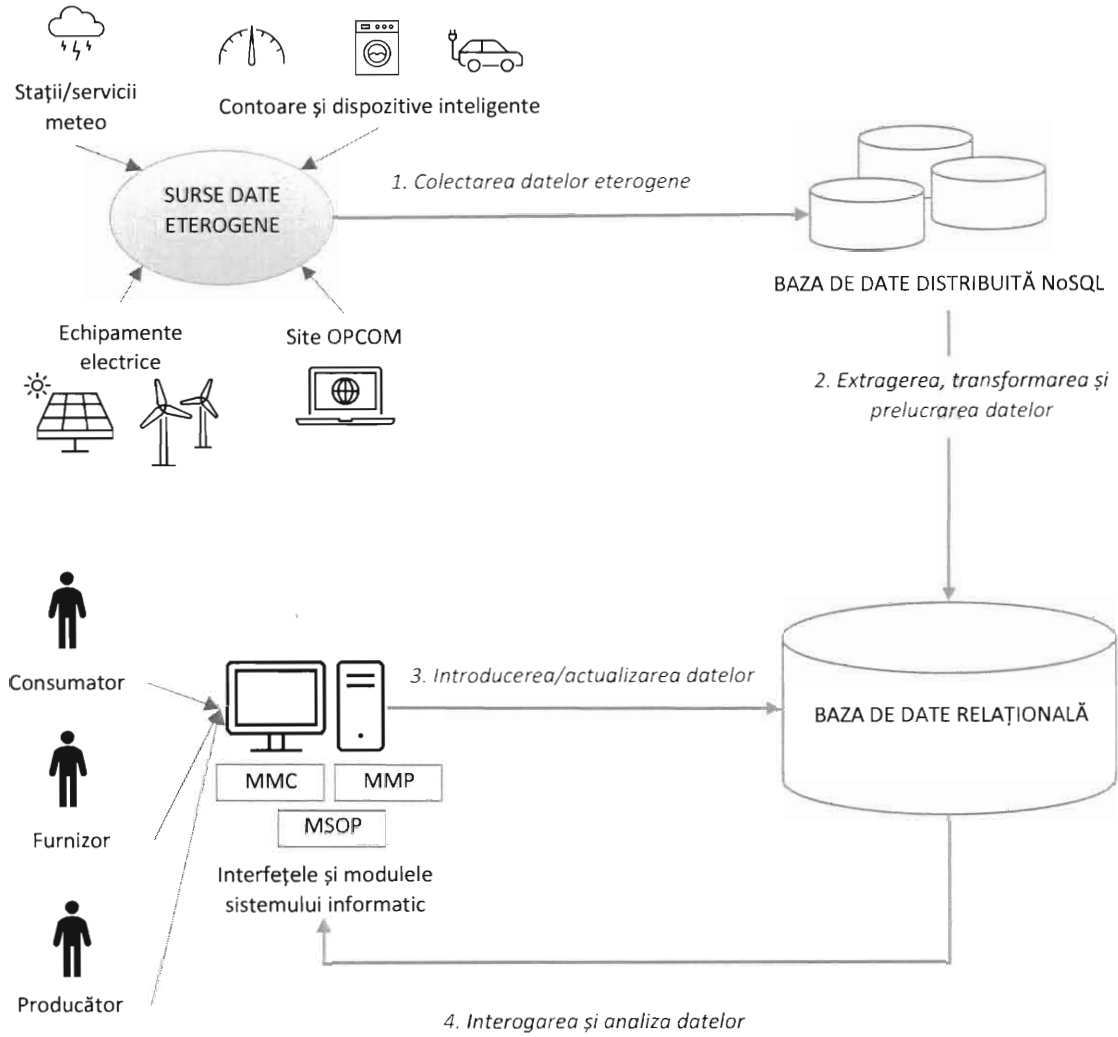


fig.3.

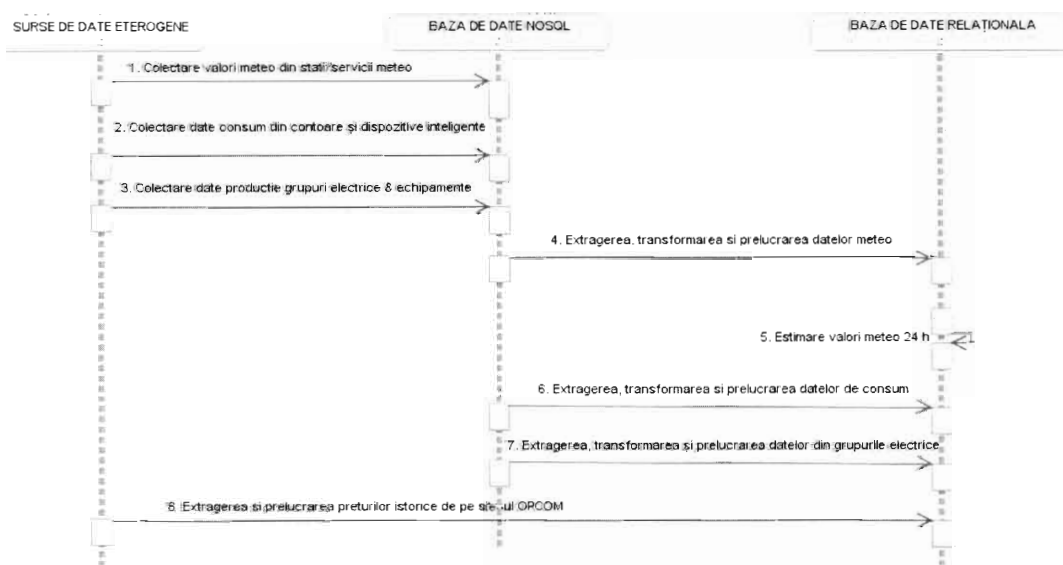


fig.4.

145
119

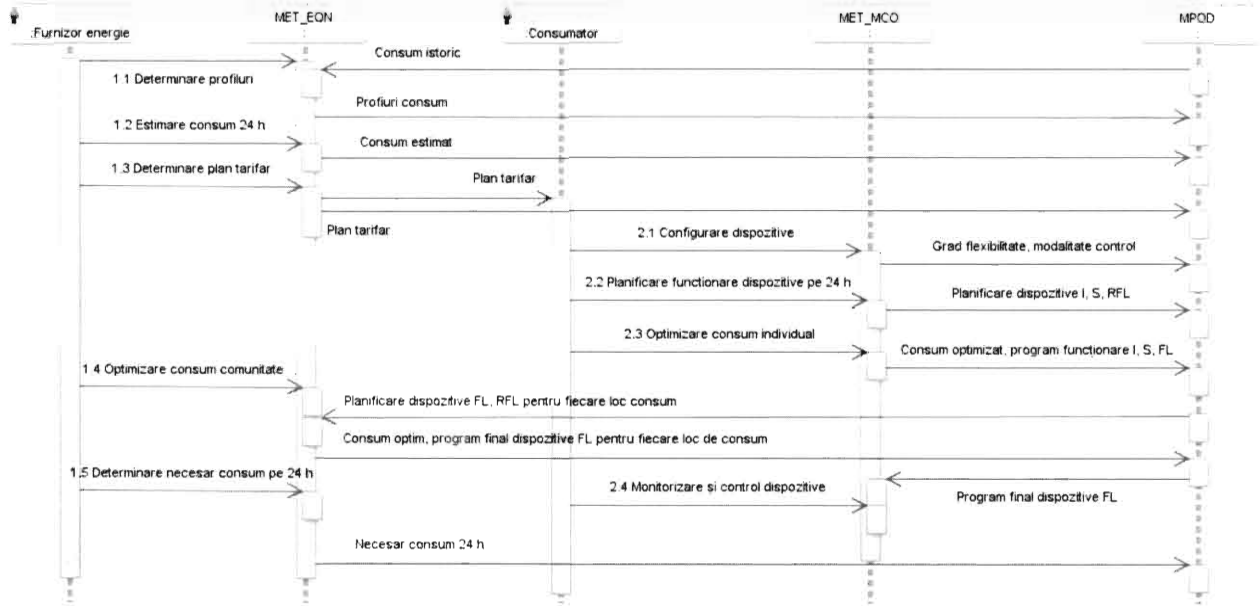


fig.5.

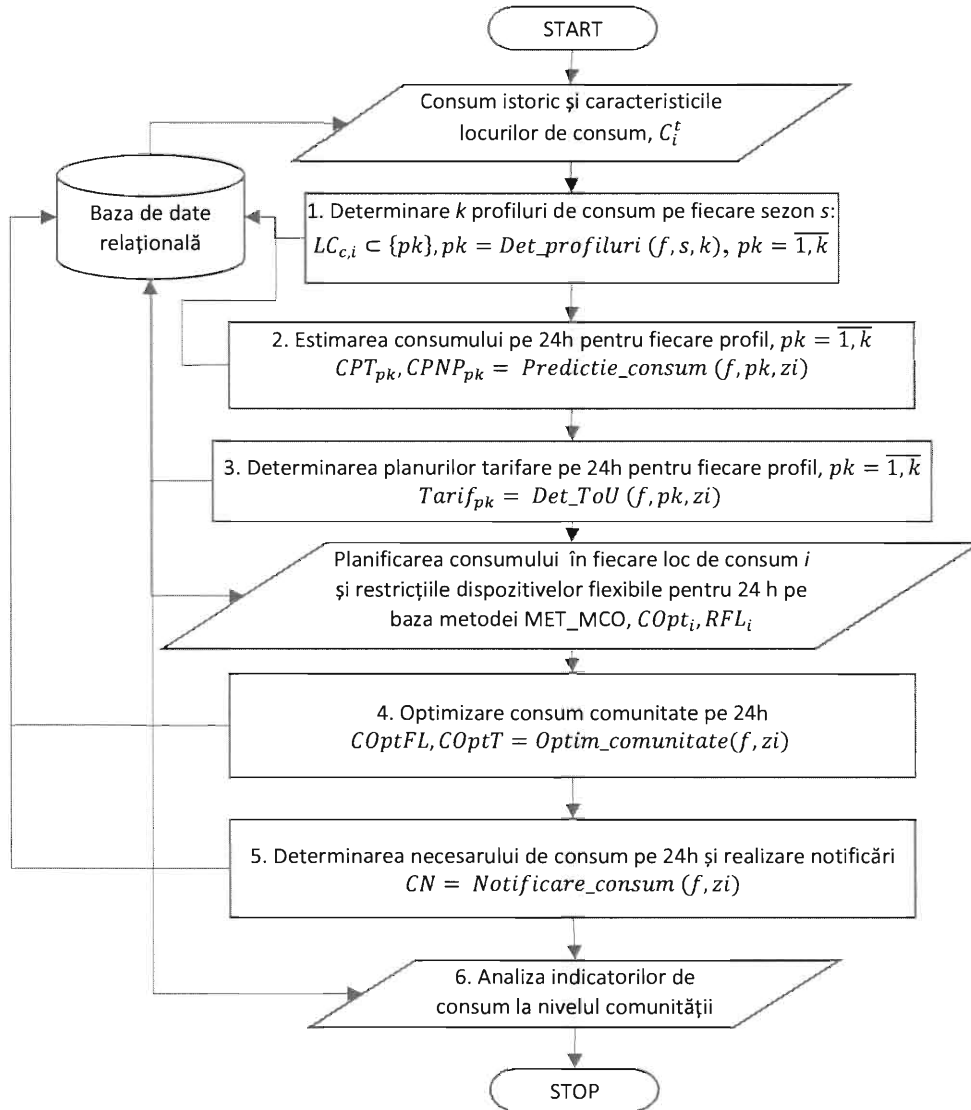


fig.6

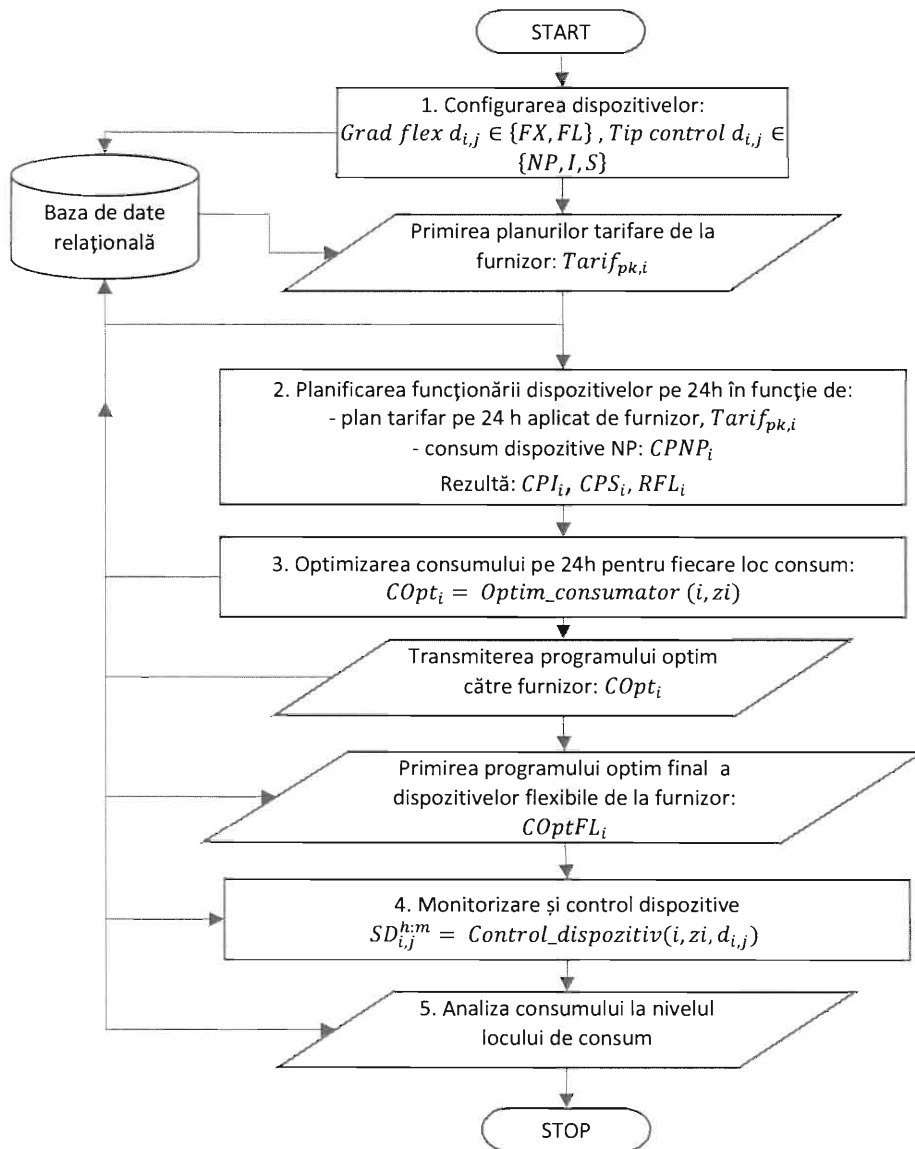


fig.7.

Hz
116

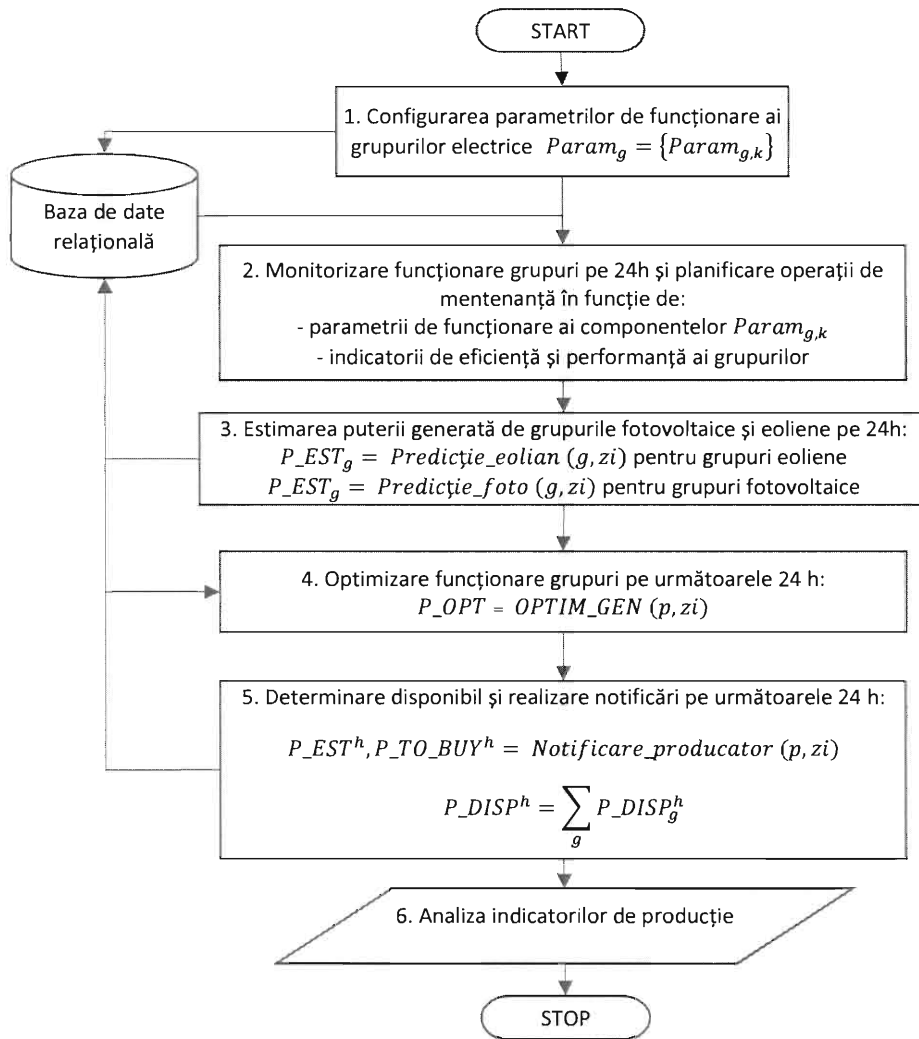


fig.8.

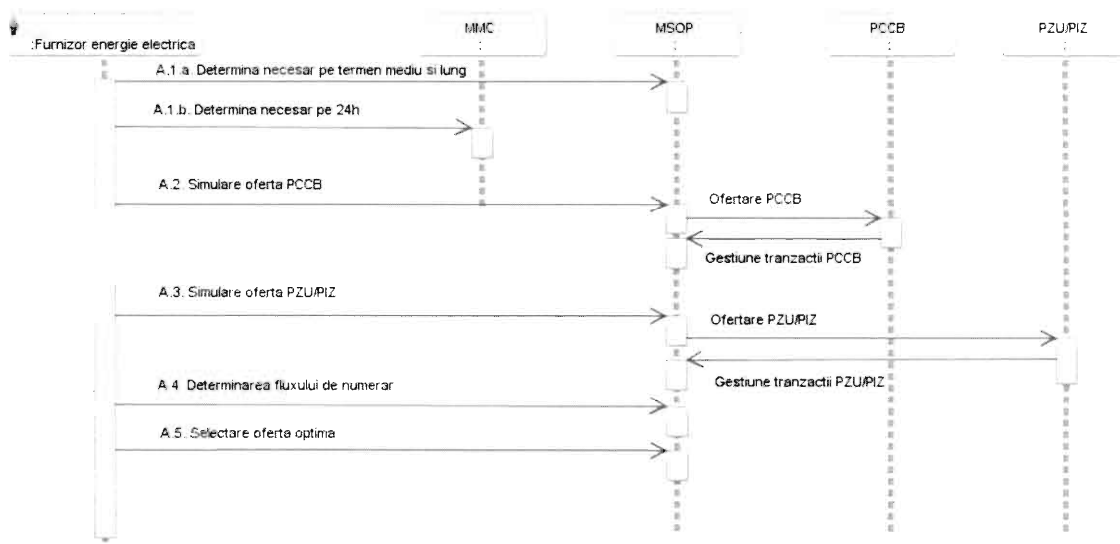


fig.9.

HH
115

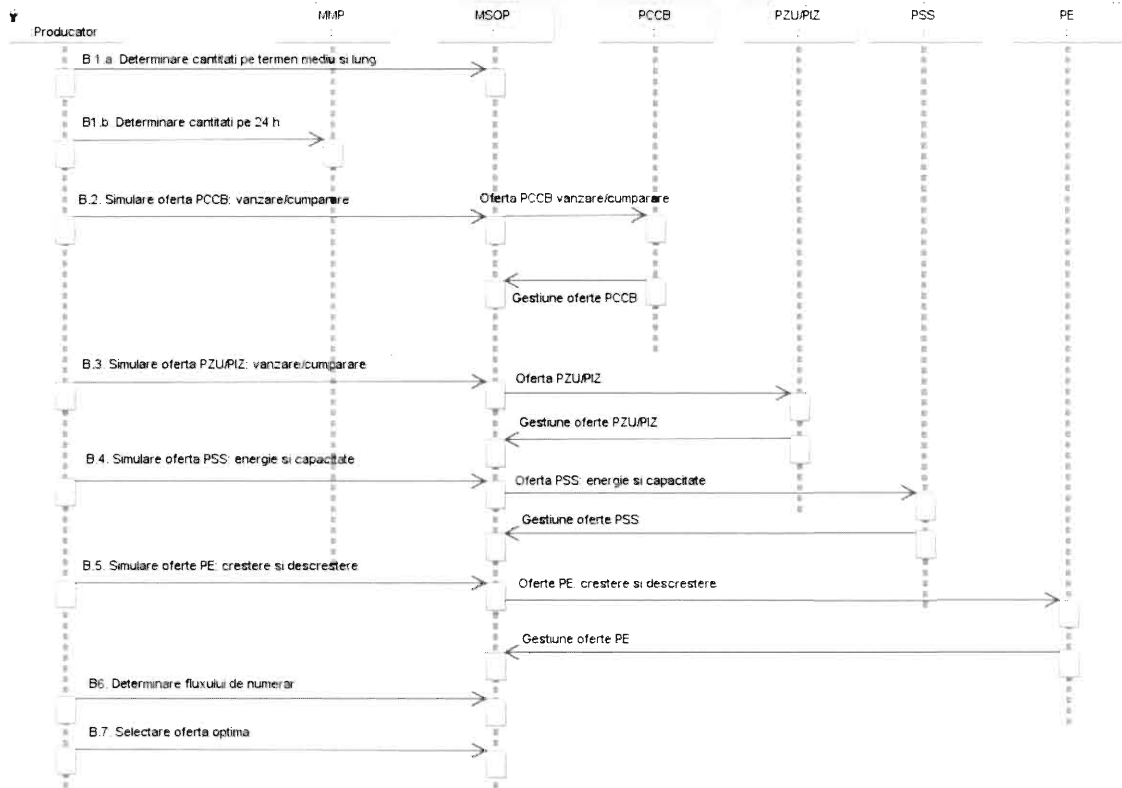


fig.10.



fig.11.

110
114

Oracle SQL Developer

Database: <db>@localhost

Table: <table>

COLUMN_NAME	DATA_TYPE	NULLABLE	DATA_DEFAULT	COLUMN_ID	COMMENTS
1 WEATHER_STATION	NUMBER(1,0)	Yes		1	
2 RECORDING_DATE	VARCHAR2(15)	Yes		2	
3 COOPERATIVE	NUMBER(24,5)	Yes		3	
4 WIND_DIRECTION_1	VARCHAR2(12)	Yes		4	
5 WIND_DIRECTION_2	VARCHAR2(12)	Yes		5	Relative wind direction
6 WIND_DIRECTION_3	NUMBER(24,5)	Yes		6	
7 WIND_SPEED_1	NUMBER(24,5)	Yes		7	
8 WIND_SPEED_2	NUMBER(24,5)	Yes		8	
9 PRESSURE	NUMBER(24,4)	Yes		9	
10 HUMIDITY	NUMBER(24,5)	Yes		10	
11 SOLAR_IRRADIATION	NUMBER(24,5)	Yes		11	
12 IRRADIATION	NUMBER(24,5)	Yes		12	
13 VISIBILITY	NUMBER(24,5)	Yes		13	
14 APPARENT_TEMPERATURE	NUMBER(24,5)	Yes		14	
15 PRECIPROBABILITY	NUMBER(24,5)	Yes		15	
16 TIME	VARCHAR2(15)	Yes		16	
17 STIMART	VARCHAR2(15)	Yes		17	
18 WIND_DIRECTION_1	NUMBER(24,5)	Yes		18	
19 WIND_DIRECTION_2	NUMBER(24,5)	Yes		19	
20 WIND_DIRECTION_3	NUMBER(24,5)	Yes		20	
21 VISIBILITY	NUMBER(24,5)	Yes		21	
22 PRECIPITENSITY	NUMBER(24,5)	Yes		22	
23 DEWPOINT	NUMBER(24,5)	Yes		23	
24 GRADES	VARCHAR2(12)	Yes		24	
25 DAY_CODE	VARCHAR2(1)	Yes		25	
26 TIMESTAMP_B	TIMESTAMP	Yes		26	

fig.12.

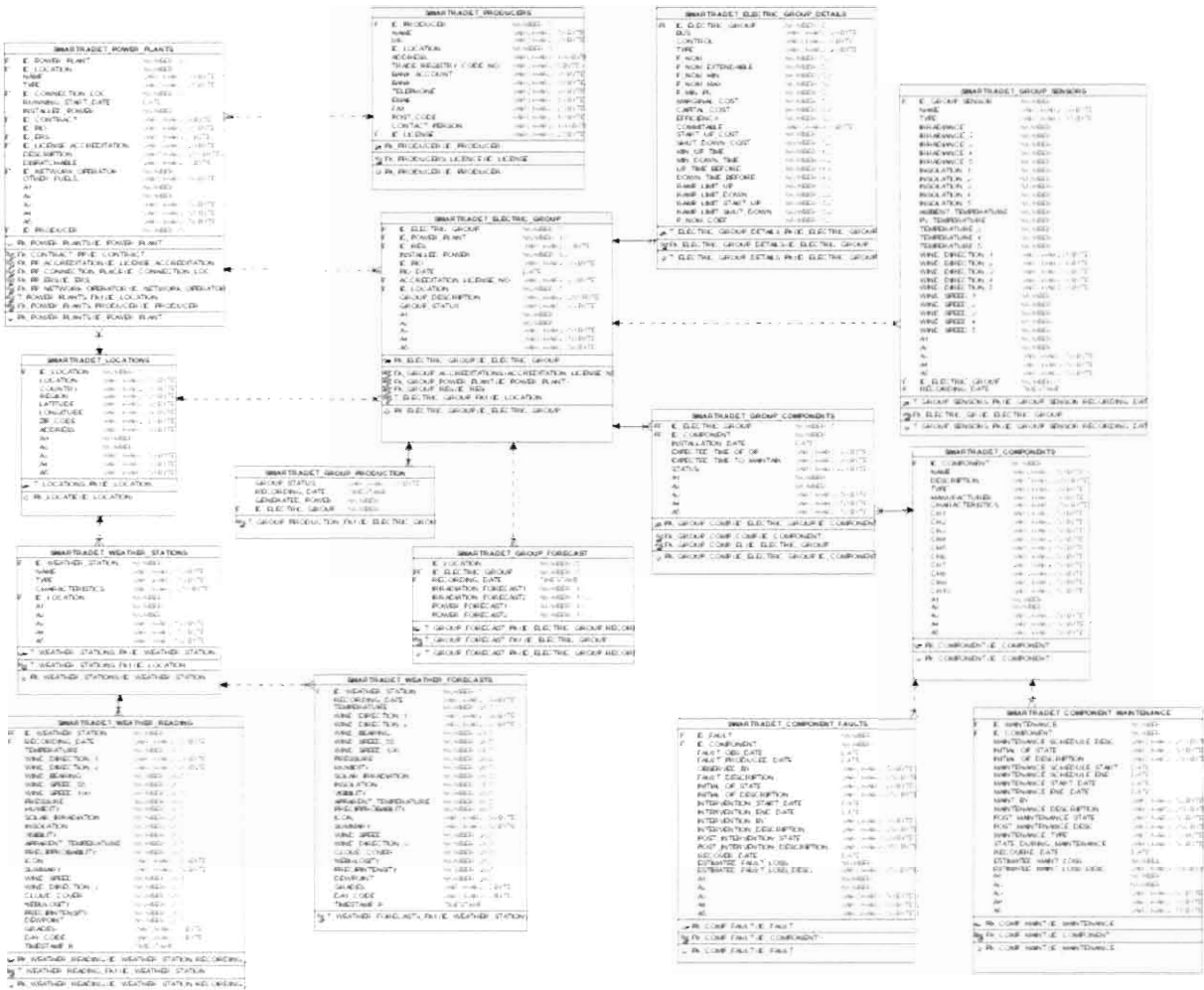


fig.13.

109
113

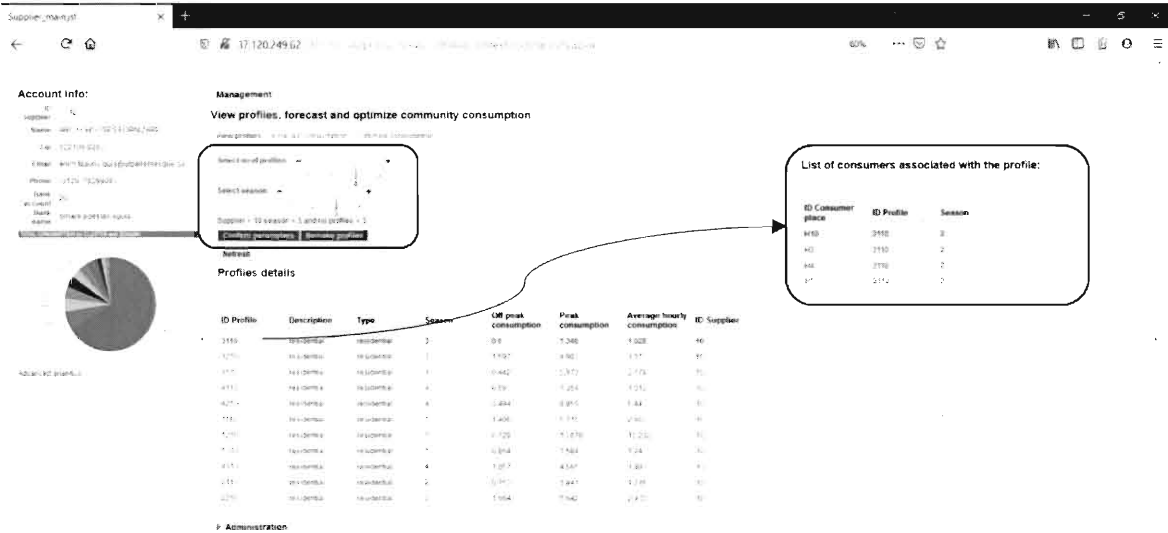


fig.14.

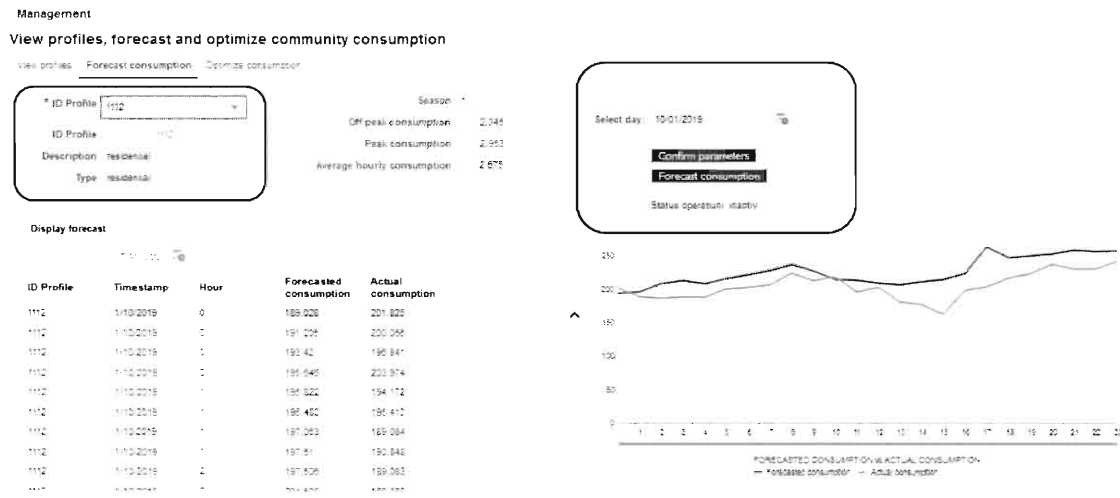


fig.15.

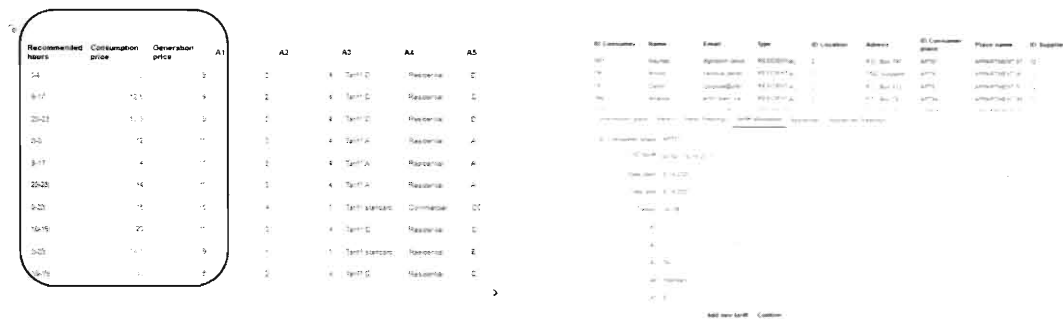


fig.16.

108
112

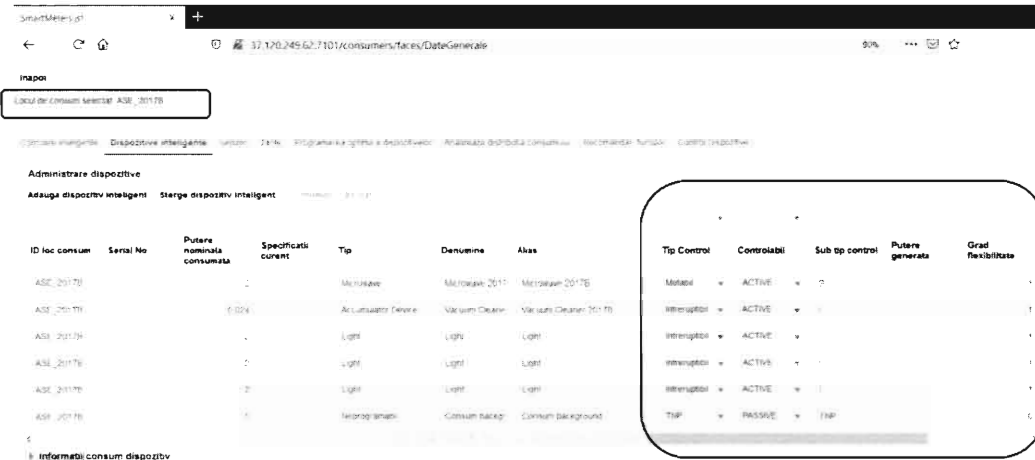


fig.17.

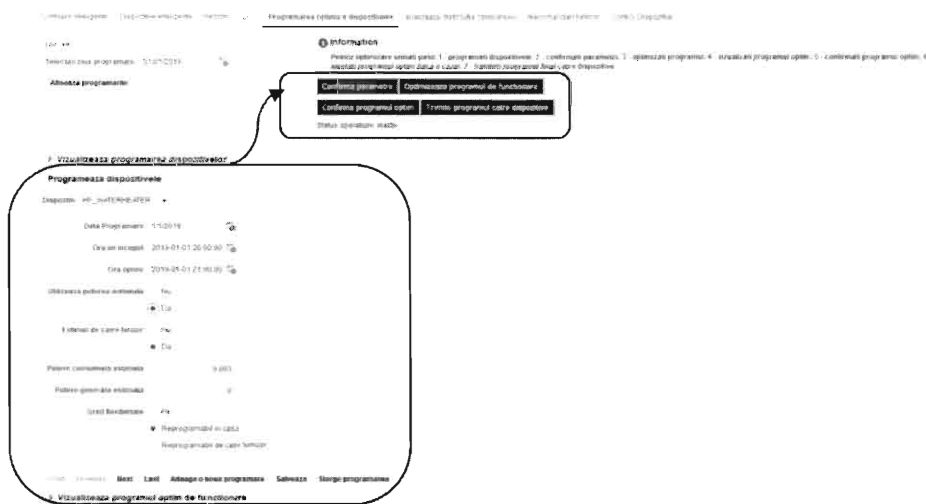


Fig.18.

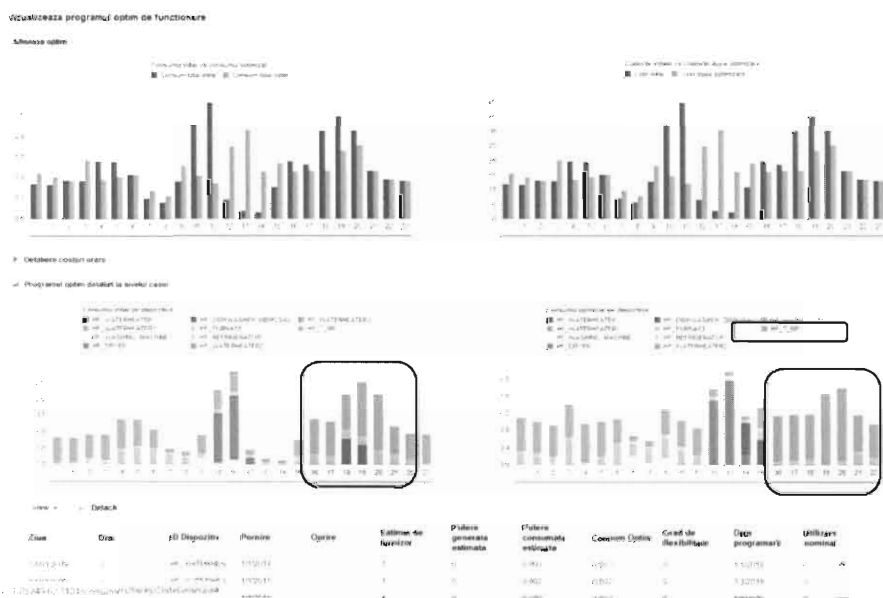


Fig.19.

107
111

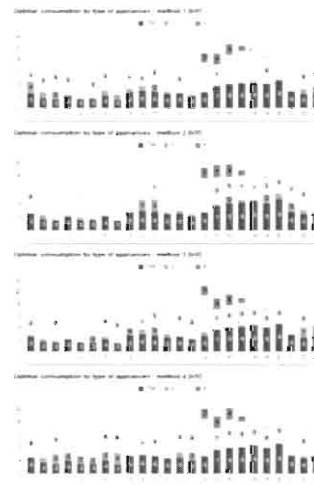
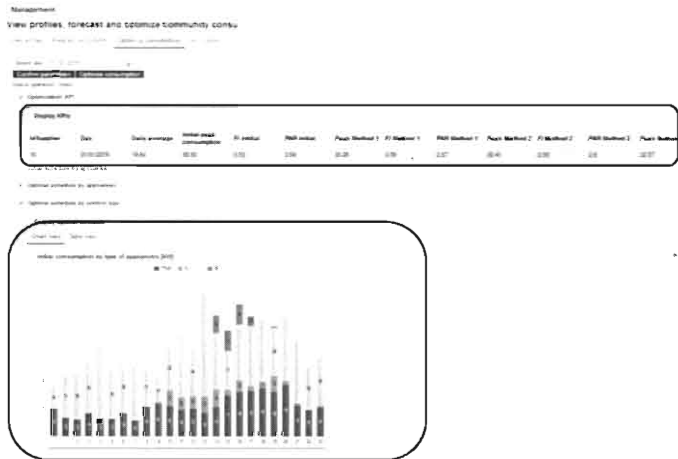


Fig.20.

Management
View profile, forecast and optimize community consumption

Select date: 01/01/2019

Display optimal consumption

ID Supplier	Day	Hour	ID Appliance	Type	Initial consumption	Optimal consumption C1	Optimal consumption C2	Optimal consumption C3	Optimal consumption C4
10	01/01/2019	0	HC_THERMISM	T	0	0.677	0	0	0.28
11	01/01/2019	0	HC_FRIIDGE	F	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
19	01/01/2019	0	HC_FURNACE1	F	0.229	0.229	0.229	0.229	0.229
40	01/01/2019	0	HC_FURNACE2	F	0.315	0.315	0.315	0.315	0.315
14	01/01/2019	0	HC_STOVE_B	B	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
10	01/01/2019	0	HC_T_LAMP	LAMP	0.175	0.175	0.175	0.175	0.175
19	01/01/2019	0	HC_WASHER	W	0	0	0	0	0
14	01/01/2019	0	HC_DOMESTIC	D	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
15	01/01/2019	0	HC_DOMESTIC	D	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
10	01/01/2019	0	HC_DISHWASH	D	0	0	0	0	0
10	01/01/2019	0	HC_DRYER	D	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
10	01/01/2019	0	HC_SUSTHEAT	S	0	0	0	0	0.003
16	01/01/2019	0	HC_FRIIDGE	F	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
10	01/01/2019	0	HC_FURNACE1	F	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
19	01/01/2019	0	HC_FURNACE2	F	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
10	01/01/2019	0	HC_T_LAMP	LAMP	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124
18	01/01/2019	0	HC_WASHING	W	0	0	0.001	0	0
10	01/01/2019	0	HC_LAC	L	0	0	0	0	0
14	01/01/2019	0	HC_DISHWASH	D	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001

Fig.21.

Controlare inteligenta Dispozitive inteligente Person Tarifuri Programarea optima a dispozitivelor Analizarea consumului consumatorilor Raspunderea furnizorilor Controlul consumului

Selecție ziua: 01/01/2019

Data Programare	ID Dispozitiv	Ora de inceput	Ora oprire	Estimat de catre furnizor	Putere consumata estimata	Putere generata estimata	Grad fiabilitate	Utilizarea puterea nominale	SentToFog	Stare programare
	HC_FURNACE	2019-01-01 08:00:00	2019-01-01 11:00:00	1	0.21	0	1	0	0	Salveaza
	HC_FURNACE	2019-01-01 17:00:00	2019-01-01 18:00:00	1	0.147	0	1	0	0	Salveaza
	HC_FURNACE	2019-01-01 20:00:00	2019-01-02 00:00:00	1	0.000	0	1	0	0	Salveaza
	HC_FURNACE	2019-01-01 24:00:00	2019-01-01 00:00:00	1	0.000	0	1	0	0	Salveaza

Fig.22.

100
110



Fig.23.

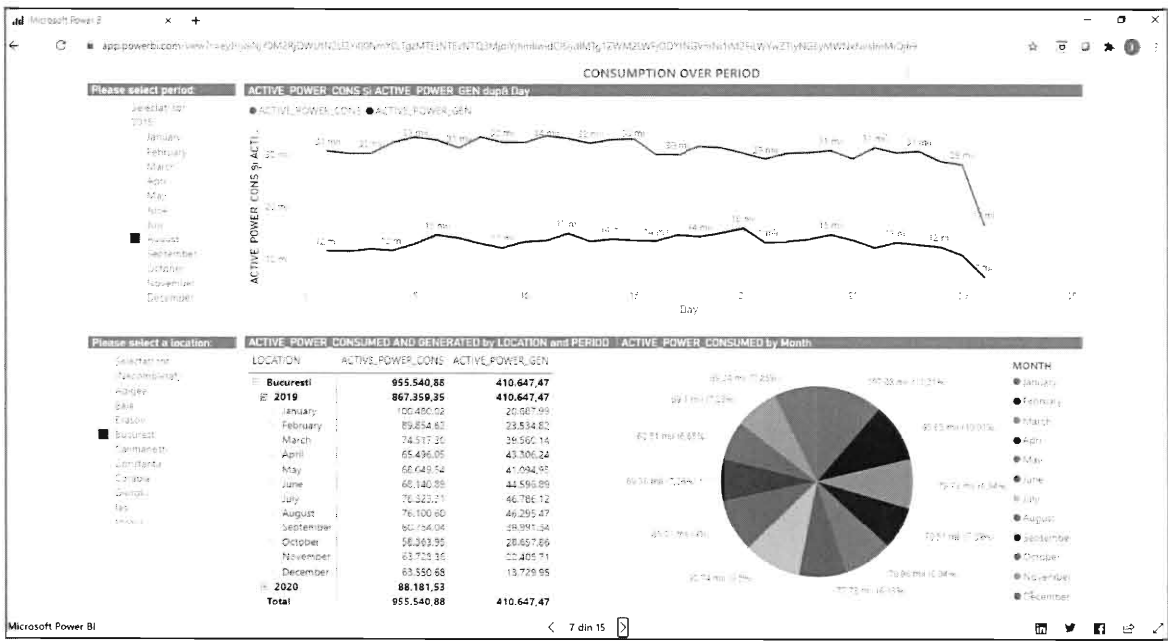


Fig.24.

105
109

Back to Dashboard

PRODUCERS AND POWER PLANTS

Account info
 ID: 10
 Producer: ST HLP SA
 Name: TUCSA
 Address: TUCSA
 Email: INFO@TUCSA.COM
 Contact Person: Tom Green

Available power plants
 ID Power plant: 2, Base: 0.000, Type: ATC
 Name: Base
 Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

Electric groups
 ID Electric Group: 1, Base: 2.000, Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

ELECTRIC GROUPS MANAGEMENT

Please select day: 01/01/2018

Refresh

Generation by: AK | Generation by group | Group parameters | Optimize group generation | Status availability | Information by group | RES Forecast

Information
 Please configure group parameters for optimize your generation | Scheduled maintenance operations

Customize operation parameters

ID Electric Group	1
Base	2.000
Control	1.000
Type	ATC
Residual power (MW)	0
Expendable from power (MW)	0
Minimum power (MW)	0
Maximum power (MW)	0
Minimum power per unit	0
Marginal Cost	0.0
Capital Cost	0
Efficiency	0
Dispatchable	True
DispatchCost	0
ShutdownCost	0
Min up time (hours)	0
Min down time (hours)	0
Up time before (hours)	0

Type	ID Component	Name	Maintenance Description	Initial Operation State	Start Date	End Date	Post Maintenance State	Estimated Loss
MAINTENANCE	20	Component_3	update	OFF	01/01/2018	04/01/2018	ON	100

Fig.25.

Back to Dashboard

PRODUCERS AND POWER PLANTS

Account info
 ID: 10
 Producer: ST HLP SA
 Name: TUCSA
 Address: TUCSA
 Email: INFO@TUCSA.COM
 Contact Person: Tom Green

Available power plants
 ID Power plant: 2, Base: 0.000, Type: ATC
 Name: Base
 Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

Electric groups
 ID Electric Group: 1, Base: 2.000, Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

ELECTRIC GROUPS MANAGEMENT

Please select day: 01/01/2018

Refresh

Generation by: AK | Generation by group | Group parameters | Optimize group generation | Status availability | Information by group | RES Forecast

Information
 Please select a PE in Wind group forecast (forecast)

Forecast by electric group

ID Electric Group	Day	Hour	Power Forecast ADP (MW)	Power Forecast Required (MW)
1	01/01/2018	0	0.000	0.000
1	01/01/2018	1	0.000	0.000
1	01/01/2018	2	0.000	0.000
1	01/01/2018	3	0.000	0.000
1	01/01/2018	4	0.000	0.000
1	01/01/2018	5	0.000	0.000
1	01/01/2018	6	0.000	0.000
1	01/01/2018	7	0.000	0.000
1	01/01/2018	8	0.000	0.000
1	01/01/2018	9	0.000	0.000
1	01/01/2018	10	0.000	0.000
1	01/01/2018	11	0.000	0.000
1	01/01/2018	12	0.000	0.000
1	01/01/2018	13	0.000	0.000
1	01/01/2018	14	0.000	0.000
1	01/01/2018	15	0.000	0.000
1	01/01/2018	16	0.000	0.000
1	01/01/2018	17	0.000	0.000
1	01/01/2018	18	0.000	0.000
1	01/01/2018	19	0.000	0.000
1	01/01/2018	20	0.000	0.000
1	01/01/2018	21	0.000	0.000
1	01/01/2018	22	0.000	0.000
1	01/01/2018	23	0.000	0.000
1	01/01/2018	24	0.000	0.000

Fig.26.

Back to Dashboard

PRODUCERS AND POWER PLANTS

Account info
 ID: 10
 Producer: ST HLP SA
 Name: TUCSA
 Address: TUCSA
 Email: INFO@TUCSA.COM
 Contact Person: Tom Green

Available power plants
 ID Power plant: 2, Base: 0.000, Type: ATC
 Name: Base
 Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

Electric groups
 ID Electric Group: 1, Base: 2.000, Type: ATC
 Installed: YES
 Power (MW): 10
 ID RES: 1
 Description: Renewable energy (wind stations)
 Dispatchable: YES
 Generation: 10
 ID Producer: 2

ELECTRIC GROUPS MANAGEMENT

Please select day: 01/01/2018

Refresh

Generation by: AK | Generation by group | Group parameters | Optimize group generation | Status availability | Information by group | RES Forecast

Information
 Please select a PE in Wind group forecast (forecast)

Forecast by electric group

ID Electric Group	Day	Hour	Power Forecast ADP (MW)	Power Forecast Required (MW)
1	01/01/2018	0	0.000	0.000
1	01/01/2018	1	0.000	0.000
1	01/01/2018	2	0.000	0.000
1	01/01/2018	3	0.000	0.000
1	01/01/2018	4	0.000	0.000
1	01/01/2018	5	0.000	0.000
1	01/01/2018	6	0.000	0.000
1	01/01/2018	7	0.000	0.000
1	01/01/2018	8	0.000	0.000
1	01/01/2018	9	0.000	0.000
1	01/01/2018	10	0.000	0.000
1	01/01/2018	11	0.000	0.000
1	01/01/2018	12	0.000	0.000
1	01/01/2018	13	0.000	0.000
1	01/01/2018	14	0.000	0.000
1	01/01/2018	15	0.000	0.000
1	01/01/2018	16	0.000	0.000
1	01/01/2018	17	0.000	0.000
1	01/01/2018	18	0.000	0.000
1	01/01/2018	19	0.000	0.000
1	01/01/2018	20	0.000	0.000
1	01/01/2018	21	0.000	0.000
1	01/01/2018	22	0.000	0.000
1	01/01/2018	23	0.000	0.000
1	01/01/2018	24	0.000	0.000

105
108

Fig.27.

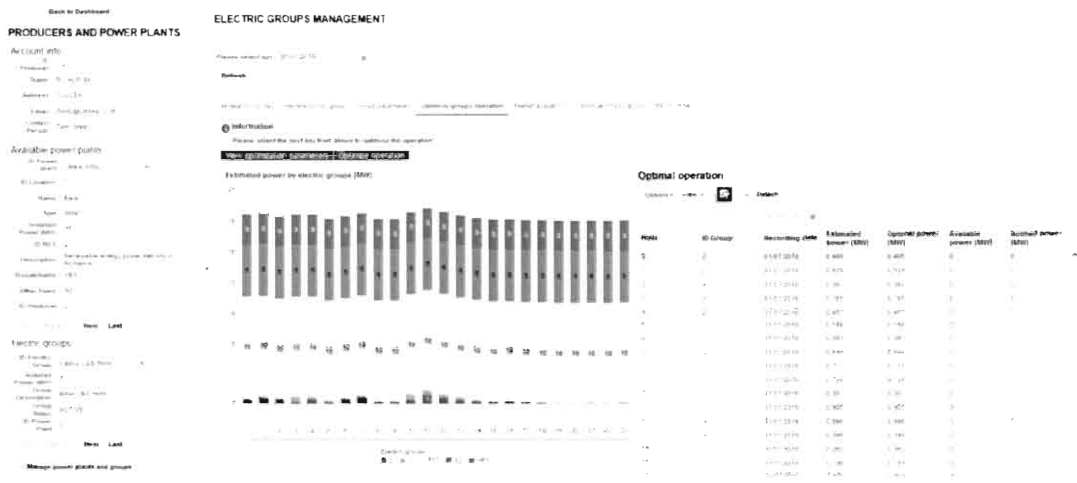


Fig.28.

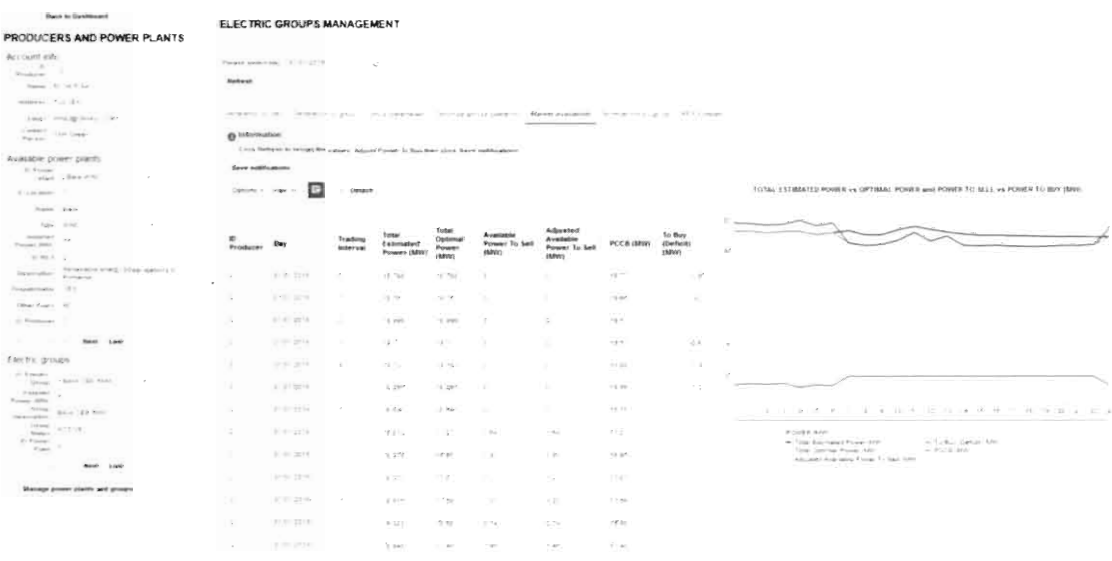


Fig.29.

103
107

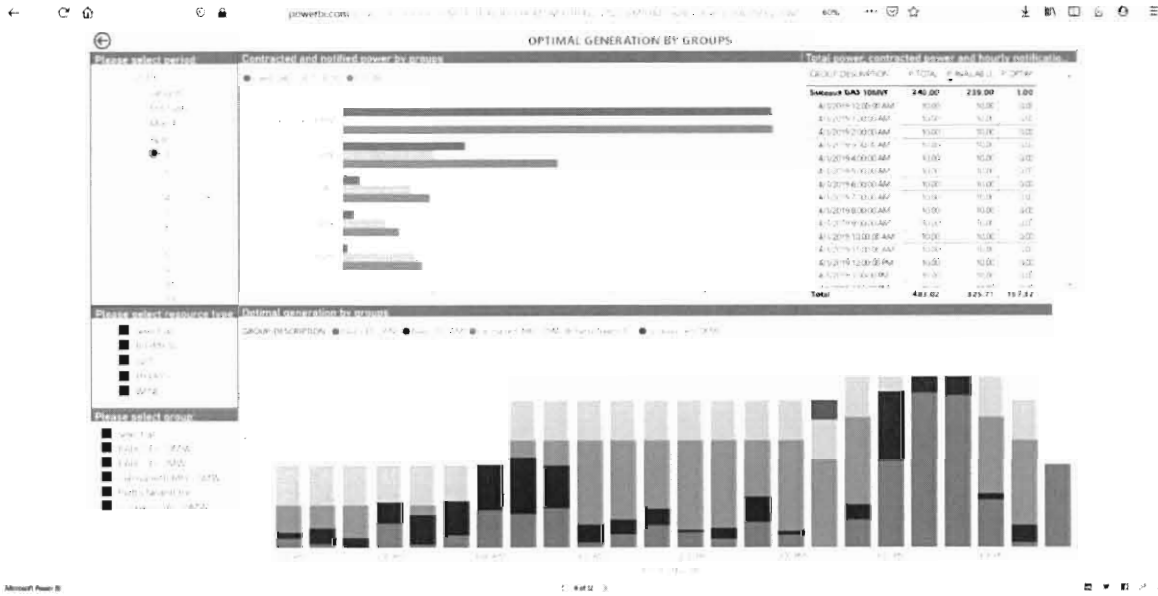


Fig.30.

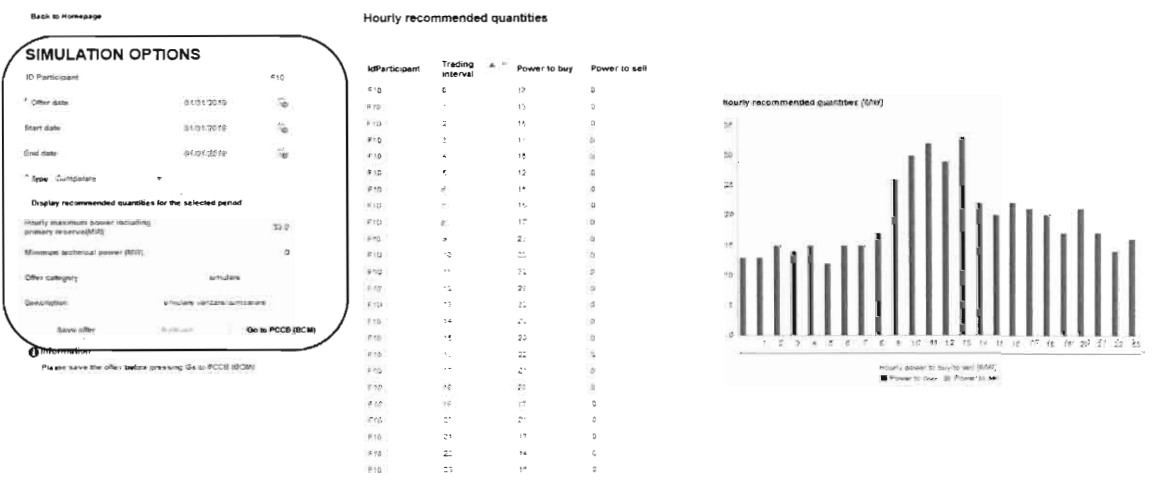
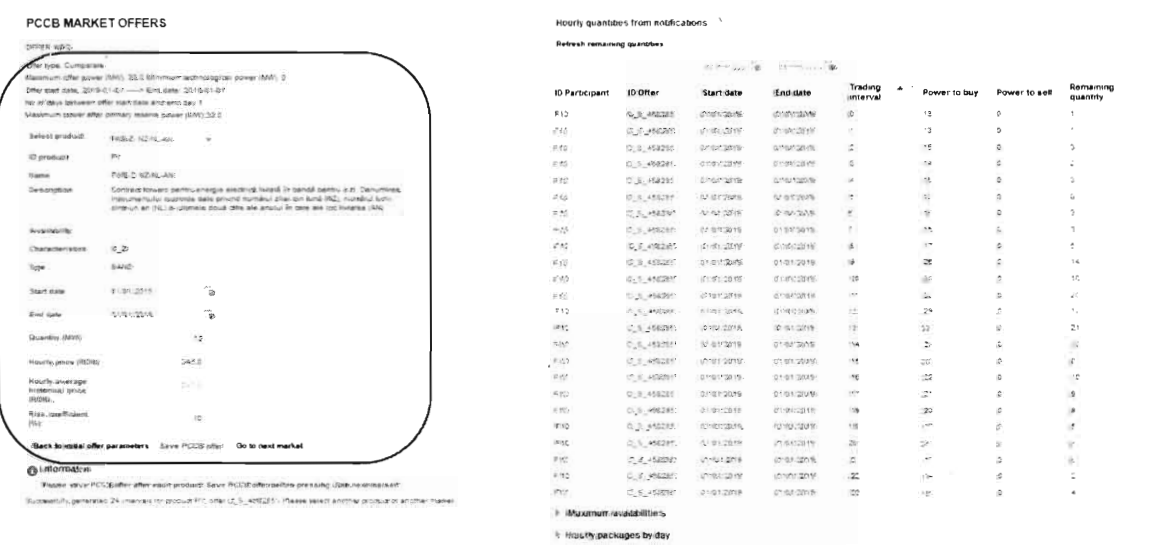


Fig.31.



102
106

Fig.32.

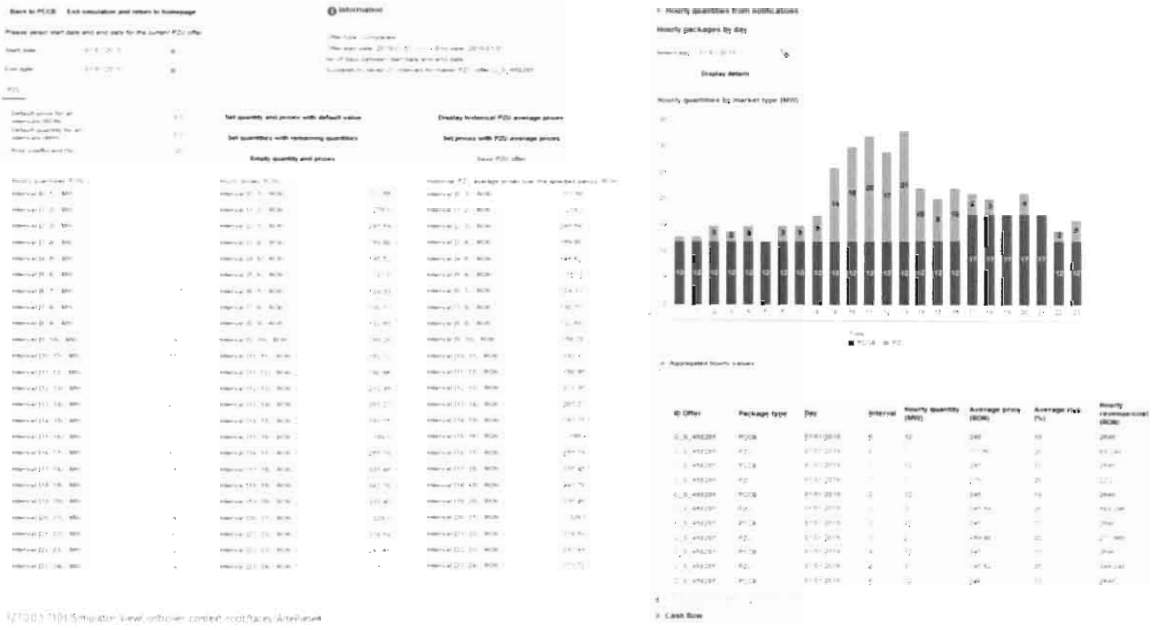


Fig.33.

▶ Hourly quantities from notifications

▶ Hourly packages by day

Cash flow

Refresh Cash Flow

▲ Cash flow markets

ID Offer	ID Market	Package type	Description	Offered volume (MW)	Average price (RON)	Risc coefficient (%)	Offer value (MW)	Estimated loss values due to risks (MW)	Estimated revenue/cost (RON)
O_S1_458285	1	PCCB	Comparative PCCB	313	247.858	10	77389	7786	94788
O_S1_458285	2	PZU	Comparative PZU	156	308.115	20	31653.66	6330.732	37984.392

▲ Cash flow total

ID Offer	Total offered volume (MW)	Average price (RON)	Estimated revenue/cost (RON)	Risk coefficient (%)
O_S1_458285	469	227.86	122759.392	15.66

Fig.34.

105



Fig.35.

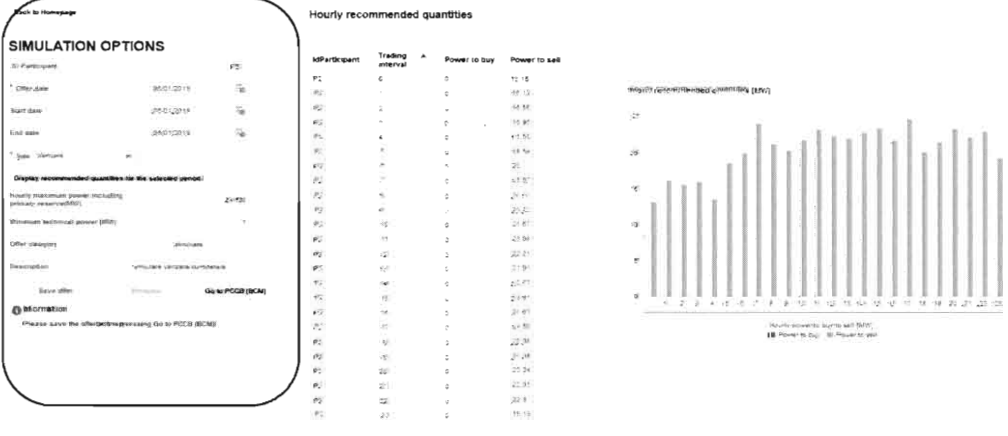


Fig.36.

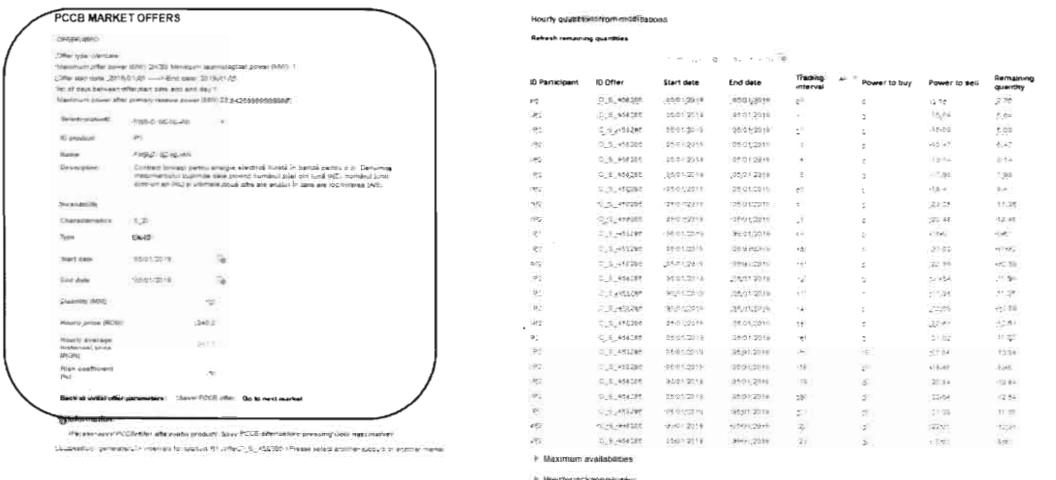


Fig.37.

100
104

Back to PCCB Exit simulation and return to homepage

Please select start date and end date for the current market offer:

Start date: 01.05.2019
End date: 01.05.2019

Information
Offer type: Vanzere
Offer start date: 2019-01-05
End date: 2019-01-05
No. of days between start date and end date: 1
Successfully saved 24 intervals for market PZU offer_C_0_498288

PSS	PZU	PE
Default quantity for all intervals (MWh)	2.0	
Default price for all intervals (ROE)	500.0	
Risk coefficient (%)	20	

Set quantities and prices with default value

Display historical PZU average prices

Set quantities with remaining quantities

Set prices with PZU average prices

Empty quantities and prices

Save PZU offer

Hourly quantities (MWh)	Hourly prices (ROE)	Historical PZU average prices over the selected period (ROE)
Interval [0..1] - MW	0.76	Interval [0..1] - ROE: 216.07
Interval [1..2] - MW	3.64	Interval [1..2] - ROE: 289.66
Interval [2..3] - MW	3.09	Interval [2..3] - ROE: 238.17
Interval [3..4] - MW	3.47	Interval [3..4] - ROE: 209.7
Interval [4..5] - MW	1.14	Interval [4..5] - ROE: 182.21
Interval [5..6] - MW	5.98	Interval [5..6] - ROE: 182.21
Interval [6..7] - MW	1.4	Interval [6..7] - ROE: 221.64
Interval [7..8] - MW	5.25	Interval [7..8] - ROE: 207.63
Interval [8..9] - MW	2.48	Interval [8..9] - ROE: 209.0
Interval [9..10] - MW	1.61	Interval [9..10] - ROE: 359.0
Interval [10..11] - MW	3.02	Interval [10..11] - ROE: 326.77
Interval [11..12] - MW	4.39	Interval [11..12] - ROE: 326.77
Interval [12..13] - MW	3.54	Interval [12..13] - ROE: 329.0
Interval [13..14] - MW	3.25	Interval [13..14] - ROE: 318.48
Interval [14..15] - MW	4.09	Interval [14..15] - ROE: 289.75
Interval [15..16] - MW	4.51	Interval [15..16] - ROE: 289.7
Interval [16..17] - MW	3.02	Interval [16..17] - ROE: 302.65
Interval [17..18] - MW	3.94	Interval [17..18] - ROE: 450.0
Interval [18..19] - MW	1.48	Interval [18..19] - ROE: 349.0
Interval [19..20] - MW	2.94	Interval [19..20] - ROE: 349.0
Interval [20..21] - MW	2.54	Interval [20..21] - ROE: 339.0
Interval [21..22] - MW	1.39	Interval [21..22] - ROE: 303.95
Interval [22..23] - MW	6.21	Interval [22..23] - ROE: 272.75
Interval [23..24] - MW	6.61	Interval [23..24] - ROE: 251.07

Fig.38.

Back to PCCB Exit simulation and return to homepage

Please select start date and end date for the current market offer:

Start date: 01.05.2019
End date: 01.05.2019

Information
Offer type: Vanzere
Offer start date: 2019-01-05
End date: 2019-01-05
No. of days between start date and end date: 1
Successfully saved 24 intervals for market PSS offer_C_0_498288 (05-JAN-19 05-JAN-19, type 1)
Successfully saved 24 intervals for market PZU offer_C_0_498288 (05-JAN-19 05-JAN-19, type 2)

PSS	PZU	PE
Default quantity for all intervals (MWh)	2.0	
Default capacity price for all intervals (ROE)	500.0	
Default energy price for all intervals (ROE)	450.0	
Risk coefficient for capacity (%)	20	
Risk coefficient for energy (%)	20	

Set quantities and prices with default values

Empty quantities and prices

Save PZU offer

Hourly quantities (MWh)	Hourly prices for capacity (ROE)	Hourly prices for energy (ROE)
Interval [0..1] - MW	2.0	Interval [0..1] - ROE: 450.0
Interval [1..2] - MW	2.0	Interval [1..2] - ROE: 450.0
Interval [2..3] - MW	2.0	Interval [2..3] - ROE: 450.0
Interval [3..4] - MW	2.0	Interval [3..4] - ROE: 450.0
Interval [4..5] - MW	2.0	Interval [4..5] - ROE: 450.0
Interval [5..6] - MW	2.0	Interval [5..6] - ROE: 450.0
Interval [6..7] - MW	2.0	Interval [6..7] - ROE: 450.0
Interval [7..8] - MW	2.0	Interval [7..8] - ROE: 450.0
Interval [8..9] - MW	2.0	Interval [8..9] - ROE: 450.0
Interval [9..10] - MW	2.0	Interval [9..10] - ROE: 450.0
Interval [10..11] - MW	2.0	Interval [10..11] - ROE: 450.0
Interval [11..12] - MW	2.0	Interval [11..12] - ROE: 450.0
Interval [12..13] - MW	2.0	Interval [12..13] - ROE: 450.0
Interval [13..14] - MW	2.0	Interval [13..14] - ROE: 450.0
Interval [14..15] - MW	2.0	Interval [14..15] - ROE: 450.0
Interval [15..16] - MW	2.0	Interval [15..16] - ROE: 450.0
Interval [16..17] - MW	2.0	Interval [16..17] - ROE: 450.0
Interval [17..18] - MW	2.0	Interval [17..18] - ROE: 450.0
Interval [18..19] - MW	2.0	Interval [18..19] - ROE: 450.0
Interval [19..20] - MW	2.0	Interval [19..20] - ROE: 450.0
Interval [20..21] - MW	2.0	Interval [20..21] - ROE: 450.0
Interval [21..22] - MW	2.0	Interval [21..22] - ROE: 450.0
Interval [22..23] - MW	2.0	Interval [22..23] - ROE: 450.0
Interval [23..24] - MW	2.0	Interval [23..24] - ROE: 450.0

Fig. 39.

99
103

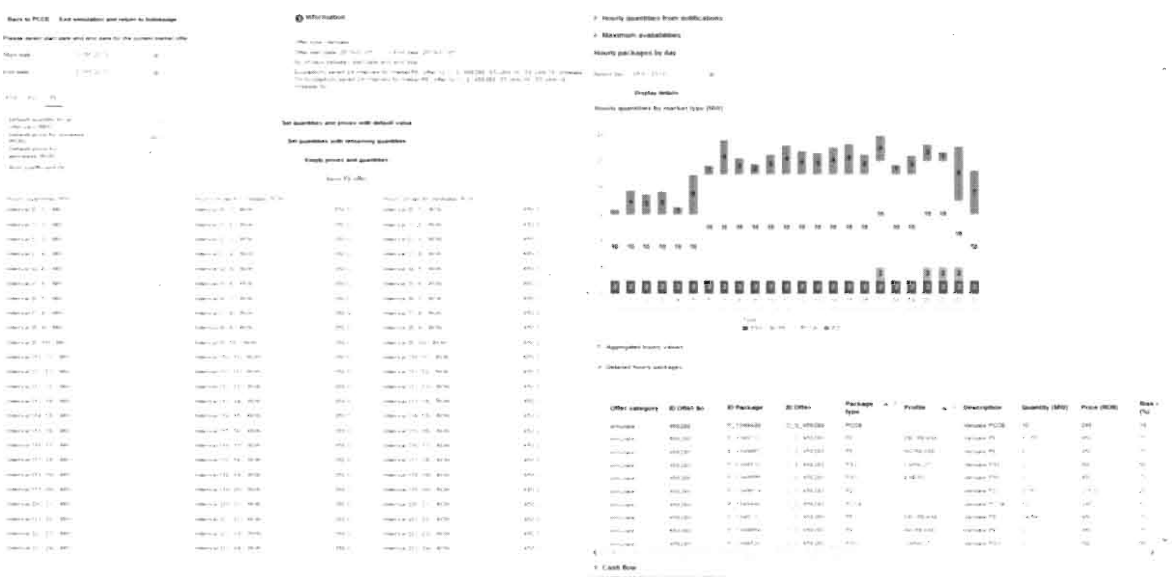


Fig.40.

⚡ Cash flow markets

ID Offer	ID Market	Package type	Profile	Description	Offered volume (MW)	Average price (RON)	Risc coefficient (%)	Estimated revenue/cost (RON)
O_S_4_1	1	PCCB		Vanzare PCCB	336	249	10	74952
O_S_4_2	2	PE	DECREASE	Vanzare PE	441.65	450	70	59822.75
O_S_4_3	2	PE	INCREASE	Vanzare PE	8	350	70	840
O_S_4_4	2	FZU		Vanzare FZU	81.65	289.825	20	18860.02
O_S_4_5	6	PSS	CAPACITY	Vanzare PSS	48	500	50	12000
O_S_4_6	6	FSS	ENERGY	Vanzare PSS	48	450	70	6480

⚡ Cash flow total

ID Offer	Total offered volume (MW)	Average price (RON)	Estimated revenue/cost (RON)	Risk coefficient (%)
O_S_4_...	690.475	381.47	142523.395	37.12

Fig.41.

98
102

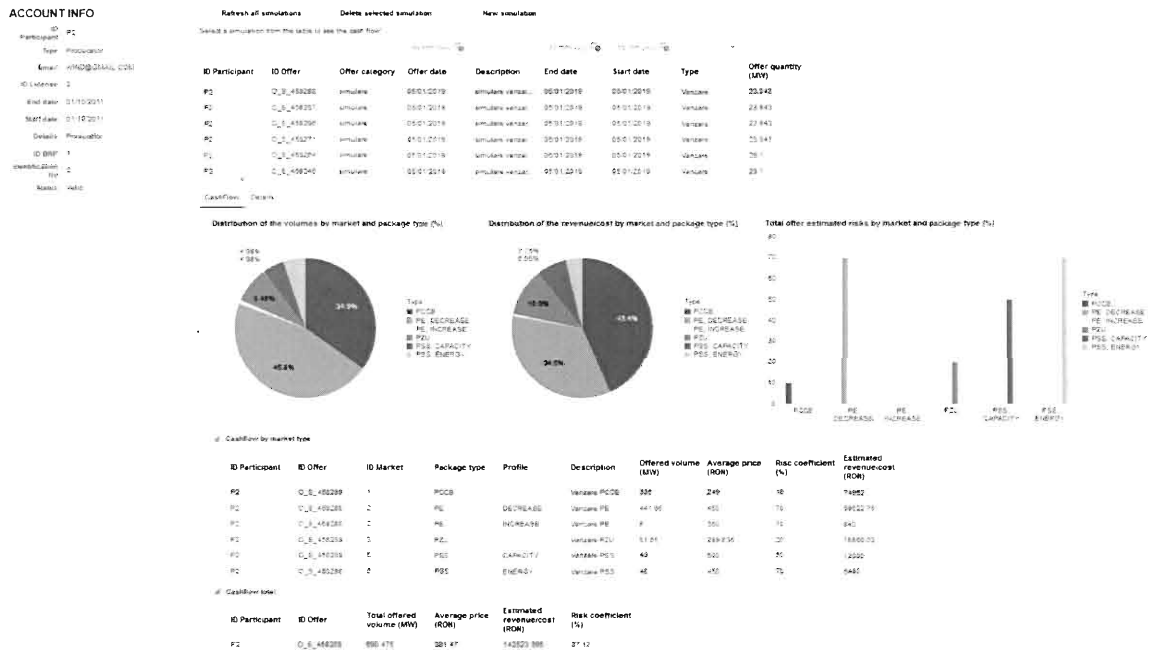


Fig.42.

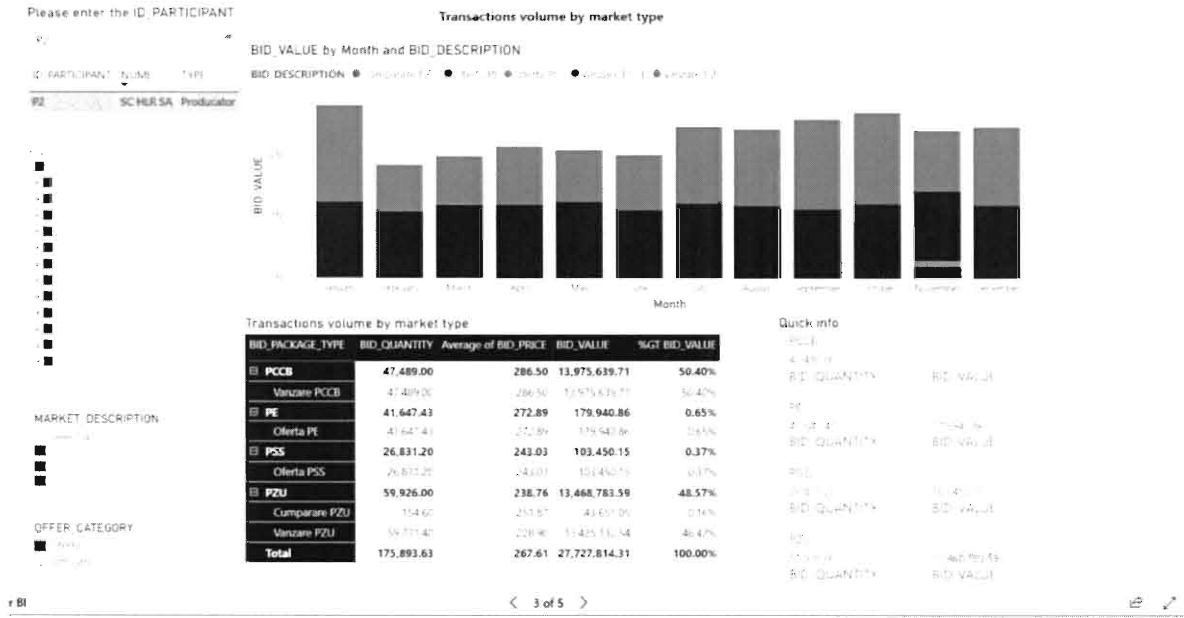


Fig.43.

97
101

Please enter the ID_PARTICIPANT

P2

ID_PARTICIPANT NUME TYPE
P2 SC_HLR SA Productor

OFFER_CATEGORY
alpha
simulare

- Year
- 2018
 - 2019
 - January
 - February
 - March
 - April
 - May
 - June
 - July
 - August
 - September
 - October
 - November
 - December

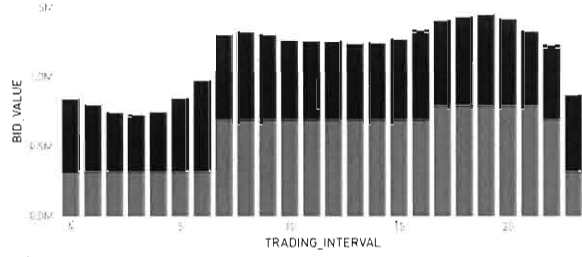
Transactions over period

Year	BID_QUANTITY	Average of BID_PRICE	BID_VALUE
2019	175,893.63	267.61	27,727,814.31
Qtr 1	40,613.26	274.21	6,607,231.14
January	14,505.45	311.66	2,796,650.37
February	11,529.82	264.51	1,832,922.15
March	14,177.99	244.48	1,975,658.72
Qtr 2	43,426.50	251.32	6,192,240.65
April	14,179.92	258.58	2,127,502.36
May	14,465.66	250.74	2,074,037.87
June	14,780.92	244.53	1,990,700.43
Qtr 3	44,324.66	283.06	7,423,445.93
July	14,940.73	277.19	2,445,830.74
August	14,407.88	285.65	2,410,831.77
September	14,976.05	286.52	2,566,783.40
Qtr 4	47,529.21	261.93	7,504,896.59
October	15,747.11	281.59	2,074,899.31
November	14,785.12	253.91	2,367,890.51
December	17,076.98	250.40	2,442,102.76
Total	175,893.63	267.61	27,727,814.31

Transactions over period

BID_VALUE by TRADING_INTERVAL and OFFER_PACKAGE_TYPE

OFFER_PACKAGE_TYPE ● PCCE ● BE ● PSS ● #ZU



BID_VALUE by Month

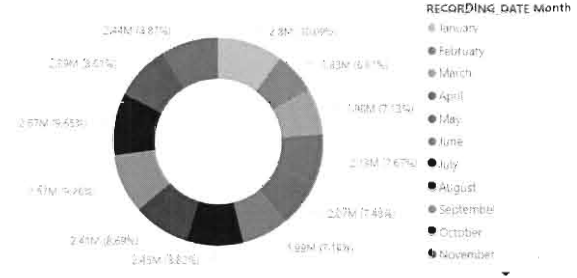


Fig.44.