

Universitatea POLITEHNICA din București
Școala Doctorală de Inginerie Electrică

TEZĂ DE DOCTORAT

Compatibilitatea electromagnetică în structuri Smart Grid

Rezumat

Cuvinte-cheie: Smart Grid, compatibilitate electromagnetică, surse de energie regenerabilă, consumatori activi, sisteme de stocare a energiei electrice, distorsiune armonică, modele matematice de optimizare.

Student doctorand: ing. Alexandra Cătălina SIMA

Profesor conducător de doctorat: Prof. dr. ing. Mihai Octavian POPESCU

București

2021

Cuprins

Index	4
Introducere.....	6
1. Smart Grid: funcțiuni și compatibilitate electromagnetică.....	8
1.1. Contoare Inteligente.....	8
1.2. Consumatori activi.....	8
1.3. Inteligența artificială.....	9
1.4. Surse regenerabile bazate pe energia vântului.....	9
1.5. Surse regenerabile bazate pe energia soarelui	9
1.6. Sisteme de distribuție în rețeaua de tip Smart Grid.....	9
1.7. Interconectarea surselor regenerabile de energie la rețeaua publică	11
1.8. Sisteme de stocare.....	11
1.9. Compatibilitatea electromagnetică	11
1.9.1. Influențare sau interferență	11
1.9.2. Fenomene perturbatoare electromagnetice	11
1.9.3. Tipuri de cuplaje	11
1.9.4. Calitatea energiei electrice	11
2. Modele matematice de optimizare și studii de caz în Smart Grids.....	13
2.1. Planificarea investițiilor în linii de transport și în unități generatoare (Generation and Transmission Expansion Planning – G&TEP)	13
2.1.1. Modelul matematic aferent problemei G&TEP	13
2.2. Planificarea investițiilor în linii de transport/Planificare extinderii rețelei de transport (Transmission Expansion Planning – TEP) considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei	15
2.2.1. Modelul matematic aferent problemei TEP considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei	15
2.3. Repartiția optimă a puterii într-o rețea inteligentă	18
2.3.1. Modelul matematic aferent problemei de repartiție optimă a puterii.....	18
2.4. Date rețea electrică inteligentă.....	19
2.5. Rezultate	19
2.5.1. Rezultatele problemei G&TEP.....	19
2.5.2. Rezultatele problemei TEP considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei	20
2.5.3. Rezultatele problemei repartiției optime a puterii.....	21
3. Analiza funcționării instalației pilot de tip Smart Grid	24

3.1. Date rețea inteligentă UMC	24
3.1.1. Date caracteristice ale componentelor rețelei inteligente	24
3.1.2. Modelarea componentelor rețelei electrice inteligente	25
3.2. Rezultatele simulării funcționării rețelei inteligente.....	28
3.2.1. Analiza rezultatelor obținute utilizând software-ul Homer Pro.....	28
3.2.2. Rezultate experimentale privind regimul deformant în Smart Grid	30
4. Concluzii și contribuții personale	33
Bibliografie.....	39

Index

Notatii aferente problemelor de optimizare

Indici:

b	– noduri;
d	– utilizatori alimentați;
ESS	– sistemele de stocare a energiei;
h	– unitățile generatoare hidro;
l	– linii de transport;
s	– scenariile considerate;
so	– condițiile de operare ale sistemului;
th	– unitățile generatoare termo;
wp	– unitățile generatoare eoliene.

Mulțimi:

d_b	– utilizatori alimentați de la nodul b ;
h_b	– unități generatoare hidro racordate la nodul b ;
l_p	– liniile de transport ce sunt posibile să fie construite;
$r(l)$	– nod consumator;
$s(l)$	– nod generator;
t	– timpul;
th_b	– unitatea generatoare termo racordată la nodul b ;
wp_b	– unitatea generatoare eoliană racordată la nodul b .

Parametri:

π_s	– probabilitatea scenariilor s [p.u.];
B_l	– susceptanța liniei de transport l [S];
c_{ESS}	– costul de producție a sistemelor de stocare a energiei ESS [€/MWh];
c_h	– costul de producție al unității de generare hidro h [€/MWh];
C_l	– capacitatea maximă de transport a liniei l [MW];
c_{LS}^d	– costul de deconectare al sarcinii d [€/MWh];
c_{th}	– costul de producție al unității de generare termo th [€/MWh];
c_{wp}	– costul de producție al unității de generare eoliană wp [€/MWh];
G_{ESS}^{ch}	– limita de încărcare a ESS [MW];
G_{ESS}^{disch}	– limita de descărcare a ESS [MW];
G_h	– capacitatea unității de generare hidro h [MW];
G_{th}	– capacitatea unității de generare termo th [MW];
G_{wp}	– capacitatea unității de generare eoliană wp [MW];
L_t	– consumul de energie electrică la momentul t ;
IB_{ESS}	– bugetul de investiții pentru sistemele de stocare a energiei [€];
IB_L	– bugetul de investiții pentru liniile de transport noi [€];
IB_{wp}	– bugetul de investiții pentru unitățile de generare eoliene [€];
IC_{ESS}	– costul de investiții pentru construcția unității de stocare ESS ;
IC_L	– costul de investiții pentru construcția liniei de transport nouă l [€];
IC_{wp}	– costul de investiție pentru construcția unităților de generare eoliene wp [€/MW];
L_d	– consumul sarcinii d [MW];
LV_{ESS}^{min}	– nivelul minim de descărcare a sistemelor de stocare a energiei ESS [MWh];
LV_{ESS}^{max}	– nivelul maxim de încărcare a sistemelor de stocare a energiei ESS [MWh];
LWP	– costul asociat energiei eoliene neutilizate;

P_{wp}^{max}	– capacitatea maximă de producție a noii unități eoliene wp [MW];
P_{max}^{ch}	– limita maximă de încărcare a sistemelor de stocare la momentul t ;
P_{min}^{ch}	– limita minimă de încărcare a sistemelor de stocare la momentul t ;
P_{max}^{dch}	– limita maximă de descărcare a sistemelor de stocare la momentul t ;
P_{min}^{dch}	– limita minimă de descărcare a sistemelor de stocare la momentul t ;
P_h^{max}	– capacitatea maximă de producție a unităților generatoare hidro h la momentul t ;
P_{th}^{max}	– capacitatea maximă de producție a unităților generatoare termo th la momentul t ;
P_h^{min}	– capacitatea minimă de producție a unităților generatoare hidro h la momentul t ;
P_{th}^{min}	– capacitatea minimă de producție a unităților generatoare termo th la momentul t ;
RU_h	– panta de încărcare a unităților generatoare hidro h ;
RU_{th}	– panta de încărcare a unităților generatoare termo th ;
RD_h	– panta de descărcare a unităților generatoare hidro h ;
RD_{th}	– panta de descărcare a unităților generatoare termo th ;
E_{max}	– energia maximă înmagazinată în sistemele de stocare a energiei [kWh];
E_{min}	– energia minimă înmagazinată în sistemele de stocare a energiei [kWh];
σ_{so}	– ponderea condiției de operare a sistemului so [h];
η_{ESS}	– eficiența conversiei care reprezintă pierderile de energie asociate cu procesele de încărcare și descărcare;
η_{ch}	– eficiența de încărcare a sistemelor de stocare;
η_{dch}	– eficiența de descărcare a sistemelor de stocare;
τ	– intervalul de timp (1 h).

Variabile binare:

u_l	– variabila binară este 1 dacă linia de transport nouă l se construiește și 0 dacă nu se construiește o nouă linie l ;
Λ_t^{wp}	– disponibilitatea unităților generatoare eoliene wp la momentul t .

Variabile continue:

G_{wp}	– capacitatea noii unități eoliene wp [MW];
LS_d	– reducerea consumului utilizatorului d [MW];
LV_{ESS}	– nivelul de încărcare a sistemului de stocare a energiei ESS [MWh];
P_t^{ch}	– puterea de încărcare a sistemelor de stocare la momentul de timp t ;
P_t^{dch}	– puterea de descărcare a sistemelor de stocare la momentul de timp t ;
P_{ESS}^{ch}	– încărcarea sistemelor de stocare a energiei ESS [MW];
P_{ESS}^{dch}	– descărcarea sistemelor de stocare a energiei ESS [MW];
P_{wp}	– puterea produsă de unitatea eoliană wp [MW];
P_h	– puterea produsă de unitatea de generare hidro h [MW];
$P_{h,t}$	– puterea produsă de unitățile de generare hidro h la momentul t ;
P_{th}	– puterea produsă de unitatea de generare termo th [MW];
$P_{th,t}$	– puterea produsă de unitățile de generare termo th la momentul t ;
P_t^{wpcr}	– puterea neutilizată produsă de generatoarele eoliene la momentul t ;
$P_{wp,t}$	– puterea produsă de unitățile de generare eoliene wp la momentul t ;
PF_l	– circulația de putere prin linia de transport l [MW];
E_t	– energia înmagazinată în sistemele de stocare a energiei la momentul t ;
θ_b	– unghiul de defazaj al tensiunii la nodul b [rad].

Introducere

În Europa s-a stabilit o reducere de cel puțin 55% a emisiilor poluante, față de anul 1990, ce trebuie să se atingă până în anul 2050. Prin pachetul ecologic european se dorește ca până în 2050 Europa să fie primul continent în care producția energiei să se realizeze fără emisii poluante [1]. Pentru reducerea noxelor se încurajează instalarea de noi surse de energie regenerabilă (SRE) ce pot asigura o scădere majoră a nivelului de poluare determinat de generarea și utilizarea energiei electrice [2]. Energia regenerabilă este energia produsă prin conversia energiei naturale regenerabile în energie ce poate fi utilizată de către consumatori. Unul dintre avantajele acestor surse este faptul că nu degajă emisii poluante, dar un mare dezavantaj este caracterul intermitent ce nu oferă siguranță în alimentare, în acest context se pot utiliza sistemele de stocare [3], [4].

Rețeaua electrică de transport este un monopol natural (în care concurența nu are sens) și este utilizată de toți producătorii și consumatorii pentru a realiza un schimb de energie electrică. Consumul este în continuă creștere, infrastructura sistemului electroenergetic (SEE) îmbătrânește, limitările privind emisiile poluante ce determină închiderea anumitor centrale ce nu îndeplinesc cerințele conduc la necesitatea planificării investițiilor în linii de transport, în unități generatoare precum și în unități de stocare a energiei. Operatorul de transport (în România, Transelectrica) dorește să faciliteze schimbul de energie între producător și consumator, să crească siguranța în alimentare și să maximizeze bunăstarea socială concomitent cu minimizarea costurilor totale de operare și celor de investiție. Dispecerul energetic național (DEN) este responsabil pentru funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic, având în vedere prezența pieței de energie electrică și apariția dezechilibrelor între consum și producție acoperite de piața de echilibrare. Operatorul pieței de energie electrică (OPCOM) este responsabil pentru programarea funcționării generatoarelor de energie, în timp ce dispecerul energetic național repartizează economic puterea produsă pentru a menține echilibrul între producție și consum, luând în considerare restricțiile din sistemul electroenergetic.

Rețelele electrice inteligente integrează într-un mod eficient energetic și al comunicațiilor de date utilizatorii conectați la aceasta în scopul minimizării costurilor de funcționare ale acestuia. Rețelele inteligente au un număr mare de utilizatori și realizează un management eficient economic al echipamentelor [2], [5].

Teza de doctorat „Compatibilitatea electromagnetică în structuri Smart Grid” propune diferite modele de optimizare care sunt implementate și au ca scop studiul dezvoltării rețelelor Smart Grid când sunt necesare investiții în unitățile de generare și în elementele de rețea pentru alimentarea consumatorilor astfel încât să fie minimizeze costurile investiție și de funcționare în prezența surselor regenerabile care au un caracter stocastic și a sistemelor de stocare a energiei electrice a căror integrare în rețelele electrice va crește semnificativ în viitori ani datorită pachetului ecologic european. Este propusă și o rețea Smart Grid de capacitate limitată cu surse regenerabile, sisteme de stocare, grup electrogen ce alimentează un campus universitar. Rețeaua Smart Grid este analizată din punct de vedere al funcționării optime, cu costuri minime, precum și a compatibilității electromagnetice a dispozitivelor interconectate la aceasta. Rețeaua Smart Grid de mică putere poate fi considerată parte integrantă a unei rețele de mari dimensiuni ce necesită investiții optime în transport și generare astfel încât să fie asigurată reziliență sistemului considerând incertitudinea producției de energie din surse regenerabile. Analiza realizată este destinată validării prin simulare a structurii rețelei inteligente implementată la Baza Maritimă din Constanța. Sunt analizate diferite cazuri de funcționare ale rețelei Smart Grid, funcționare On și Off Grid, la variația parametrilor de intrare ceea ce ar fi aproape imposibil de realizat în practică.

Structura tezei de doctorat urmărește logica naturală a dezvoltării fenomenului: în prezența surselor regenerabile de energie, o serie de dispozitive cu profile de funcționare diferite, sunt parte componentă a rețelei Smart Grid. Această rețea necesită o funcționare optimă cu costuri minime și un grad ridicat de compatibilitate electromagnetică. Integrarea acestor rețele inteligente de mici dimensiuni în sistemul electroenergetic necesită modele matematice adecvate pentru optimizarea dezvoltării instalațiilor de transport și generare pentru asigurarea rezilienței și adecvanței sistemului energetic.

În Capitolul 1 intitulat *Smart Grid: funcțiuni și compatibilitate electromagnetică* este descrisă rețeaua electrică inteligentă împreună cu componentele sale și consumatorii activi. Ulterior sunt descrise separat sursele regenerabile bazate pe energia vântului, a soarelui și sisteme de stocare cât și modul acestora de conectare la rețea. De asemenea, este definită compatibilitatea electromagnetică, sunt analizate tipurile de cuplaje (inductiv, capacitiv și prin radiație electromagnetică) și distorsiunea armonică.

În Capitolul 2 intitulat *Modele matematice de optimizare și studii de caz în Smart Grid* sunt descrise mai multe probleme de optimizare și anume, problema de investiție în unități generatoare și linii de transport, problema de investiție în extinderea rețelei de transport considerând sisteme de stocare a energiei și problema repartiției optime a puterii. Aceste probleme sunt dezvoltate în prezența surselor de energie regenerabilă și aplicate pe o rețea inteligentă, similară cu o rețea electrică reală localizată în sud-estul României. Sunt descrise modelele matematice elaborate în cazul fiecărei probleme cât și rezultatele aplicării acestora pe rețeaua inteligentă analizată. Este prezentată soluția optimă rezultată cât și valoarea funcției obiectiv pentru cazurile analizate. Problemele de optimizare propuse și implementate au ca scop studiul dezvoltării rețelelor Smart Grid când sunt necesare investiții în unitățile de generare și în elementele de rețea pentru alimentarea consumatorilor astfel încât să fie minimizate costurile investiție și de funcționare în prezența surselor regenerabile care au un caracter stocastic și a sistemelor de stocare a energiei electrice a căror integrare în rețelele electrice va crește semnificativ în viitori ani datorită pachetului ecologie european.

În Capitolul 3 intitulat *3 Analiza funcționării instalației pilot de tip Smart Grid* este analizată o rețea electrică inteligentă reală, localizată la Baza Maritimă din Constanța parte a Universității Maritime din Constanța. Este considerată funcționarea conectată la rețea și funcționarea insularizată. Se prezintă situația în care se injectează energie electrică în rețeaua electrică publică, contra cost, Baza Maritimă din Constanța devenind un consumator activ. Este analizată și posibilitatea de extindere a rețelei inteligente subliniind importanța consumatorilor activi pentru ca sistemul să fie profitabil. De asemenea este realizată o analiză a distorsiunii armonice din rețeaua electrică inteligentă prezentată. Analiza realizată este destinată validării prin simulare a structurii rețelei inteligente implementată la Baza Maritimă din Constanța ce conține atât surse regenerabile cât și surse clasice ce utilizează combustibili fosili. În cadrul acestei analize au fost realizate diferite cazuri de funcționare ale rețelei Smart Grid, la variația parametrilor de intrare ceea ce ar fi aproape imposibil de realizat în practică. Rezultatele simulărilor demonstrează corecta funcționare a întregului sistem în funcționare On și Off Grid.

1. Smart Grid: funcțiuni și compatibilitate electromagnetică

Într-o rețea de tip Smart Grid (Figura 1.2) există o comunicare bidirecțională între sursa de generare și consumator, consumatorul (consumatorul activ) putând să realizeze un schimb de energie cu rețeaua. Informațiile referitoare la producție, consum și starea unității de stocare sunt necesare a fi cunoscute în timp real, pentru o bună funcționare a sistemului, astfel intervine necesitatea utilizării echipamentelor Smart Meters [8], [9].

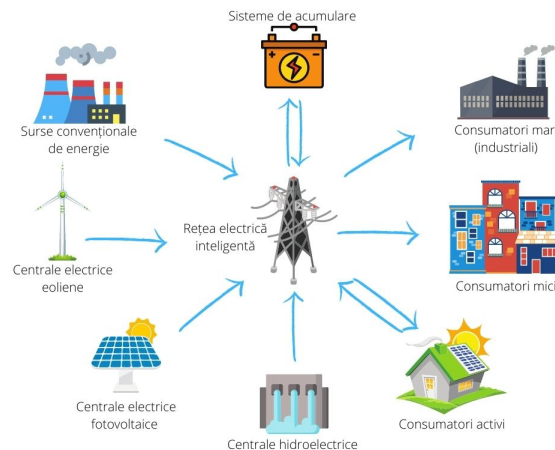


Figura 1.2 Structura rețelei inteligente

Definiția oficială a rețelelor inteligente la nivel internațional este: „Rețelele inteligente sunt rețele electrice, care cu ajutorul unui management concret, susțin pentru cerințele din viitorul apropiat, comunicația bidirecțională, în timp real, între componentele rețelei: producători, unități de stocare și consumatori prin intermediul unui sistem eficient din punct de vedere atât energetic cât și economic” [8].

Necesitatea ca sistemul electroenergetic să fie sigur în funcționare, eficient energetic și durabil prin utilizarea surselor regenerabile de energie și a sistemelor de stocare, având schimburi bidirecționale de energie și date a condus la apariția și dezvoltarea rețelei inteligente (Smart Grid). Rețeaua inteligentă este un sistem eficient energetic, dinamic și cu caracteristici tehnologice dificile [8].

1.1. Contoare Inteligente

Contoarele inteligente sunt parte din rețelele electrice inteligente care sunt necesare pentru procesare automată, transfer, management și utilizarea datelor măsurate. Acestea furnizează informații relevante și la timp despre consum și sistemele lor, participanților din rețea, inclusiv consumatorului [11]. Existența comunicației bidirecționale oferă posibilitatea de a transforma consumatorul în consumator activ.

1.2. Consumatori activi

Un element de bază în sistemele de tip Smart Grid sunt consumatorii activi (prosumatorii) care consumă/produc servicii și produse. Acest tip de consumator necesită o legătură bidirecțională pentru a putea consuma și injecta energie din și în rețea. Participarea activă a consumatorilor la funcționarea sistemului energetic crește concurența pe piața de energie și pot contribui la scăderea prețurilor la energia electrică, astfel se îmbunătățește siguranța în alimentarea cu energie electrică. De asemenea schimbul de energie între consumatori activi și rețea este necesar pentru a crește eficiența energetică (realizarea

echilibrului între producție și consum eficient) și totodată utilizarea eficientă a rețelei electrice publice pentru producerea și stocarea descentralizată a energiei electrice utilizând sursele regenerabile de energie care contribuie la scăderea emisiilor poluante și îndeplinirea Țintelor referitoare la reducerea acestora. Schimbul de energie între consumatorii activi poate reduce necesitatea realizării extinderilor de rețele electrice de distribuție. Legăturile între utilizatori fiind existente, surplusul consumatorului activ poate fi schimbat cu un consumator activ care se află în deficit [12]. Pentru a realiza schimbul de energie cu rețeaua, un consumator activ poate utiliza panouri fotovoltaice, turbine eoliene de mici dimensiuni, astfel contribuind la reducerea emisiilor poluante.

1.3. Inteligența artificială

În rețelele inteligente tehnologiile de comunicație și informație existente reacționează în mod automat la schimbările care apar și cresc eficiența, fiabilitatea și sustenabilitatea producției și distribuției energiei electrice [17]. Tehnicile de inteligență artificială, cum ar fi sistemele expert, logica fuzzy și rețelele neuronale artificiale au contribuit la dezvoltarea domeniului electronicii de putere și electroenergeticii. Aceste tehnici oferă instrumente puternice pentru proiectarea, simularea, controlul, estimarea, diagnosticarea defectelor și controlul care permite trecerea peste defect în rețelele inteligente și în rețelele care utilizează surse regenerabile de energie [18].

1.4. Surse regenerabile bazate pe energia vântului

Deplasarea maselor de aer determină rotirea palelor turbinei care acționează generatorul electric transformând energia cinetică a vântului în energie mecanică și electrică. Generatorul electric transformă energia mecanică în energie electrică, curentul electric obținut fiind curent alternativ.

Centralele electrice eoliene (CEE) s-au dezvoltat cel mai mult comparativ cu celelalte surse de energie regenerabilă. Începând cu anul 2010, puterea instalată în CEE crește și ajunge în anul 2011 la aproximativ 820 MW instalați, în anul 2016 la aproximativ 2978 MW instalați, iar în 2020 la 3024 MW instalați. În general, puterea unei turbine eoliene este între aproximativ 2MW și 4MW.

1.5. Surse regenerabile bazate pe energia soarelui

Conversia energiei solare în energie electrică se bazează pe fenomenul fotoelectric intern, energia solară se utilizându-se într-un mod direct. Curentul electric rezultat din conversia energie solare este curent electric continuu. Aceste sisteme s-au dezvoltat intens datorită reglementărilor privind protecția mediului. Prima utilizare a acestor instalații a fost înregistrată la alimentarea cu energie electrică a primilor sateliți americani [2]. În anul 2013 puterea instalată în centralele electrice fotovoltaice a fost de 1124 MW, iar în 2020 de 1392 MW.

Orientarea panourilor este importantă pentru o utilizare optimă a echipamentului, acesta trebuie poziționat astfel ca razele soarelui să fie incidente pe suprafața panoului.

1.6. Sisteme de distribuție în rețeaua de tip Smart Grid

Utilizarea unei rețele la tensiune continuă (**Error! Reference source not found.** (a)) poate oferi avantaje în comparație cu utilizarea unei rețele la tensiune alternativă (**Error! Reference source not found.** (b)). În caz de defecțiune a rețelei publice rețeaua locală de producție este deconectată prin intermediul dispozitivului de interfață (2) din **Error! Reference source not found.** (a) și (b), în urma acestui lucru generatoarele pot continua, dacă sunt corect dimensionate, să alimenteze sarcinile locale în starea de funcționare în insulă. În cazul rețelei la tensiune continuă, convertorul t.a./t.c. (1) din **Error! Reference source not found.** (a) decuplează rețeaua la 50 Hz de rețeaua de t.c., aceasta poate să fie alimentată în continuare de

generatoarele existente și sistemele de stocare. Controlul rețelei de t.c. în insulă este mai simplu deoarece este necesară urmărirea unui singur parametru, tensiunea și nu este necesară menținerea frecvenței de 50 Hz. Rețeaua la t.a. folosește mai multe convertoare decât rețeaua de t.c. chiar dacă în cazul rețelei la t.c. este necesar a utiliza convertorul de interfață t.a./t.c. (1), dimensionat pentru sarcina totală. Convertoarele t.c./t.c. sunt mai simple și utilizează în construcția lor mai puține elemente semiconductoare decât convertoarele t.a./t.c. sau t.c./t.a. Un număr mare de convertoare influențează în mod negativ calitatea energiei electrice, așadar din punct de vedere al eficienței energetice, utilizarea unei rețele la tensiune continuă poate fi mai avantajoasă. Convertorul unic t.a./t.c. care realizează interfața utilizatorilor sensibili și/sau a generării distribuite, permite un control mai ușor al perturbațiilor armonice care, în mod obișnuit, sunt injectate de sarcini și generatoare în rețeaua la 50 Hz. Într-o rețea de tensiune continuă, calitatea energiei electrice este mai ridicată având o tensiune stabilizată și neinfluențată de variațiile de tensiune din rețeaua publică de alimentare. S-ar putea compensa chiar și golurile de tensiune (de durată mică și adâncime mică) chiar și fără existența instalațiilor de stocare, în rețeaua de 50 Hz, urmând anumite strategii de control ale tensiunii continue în cazul convertorului de interfață (1) și de asemenea utilizarea unor condensatoare [2].

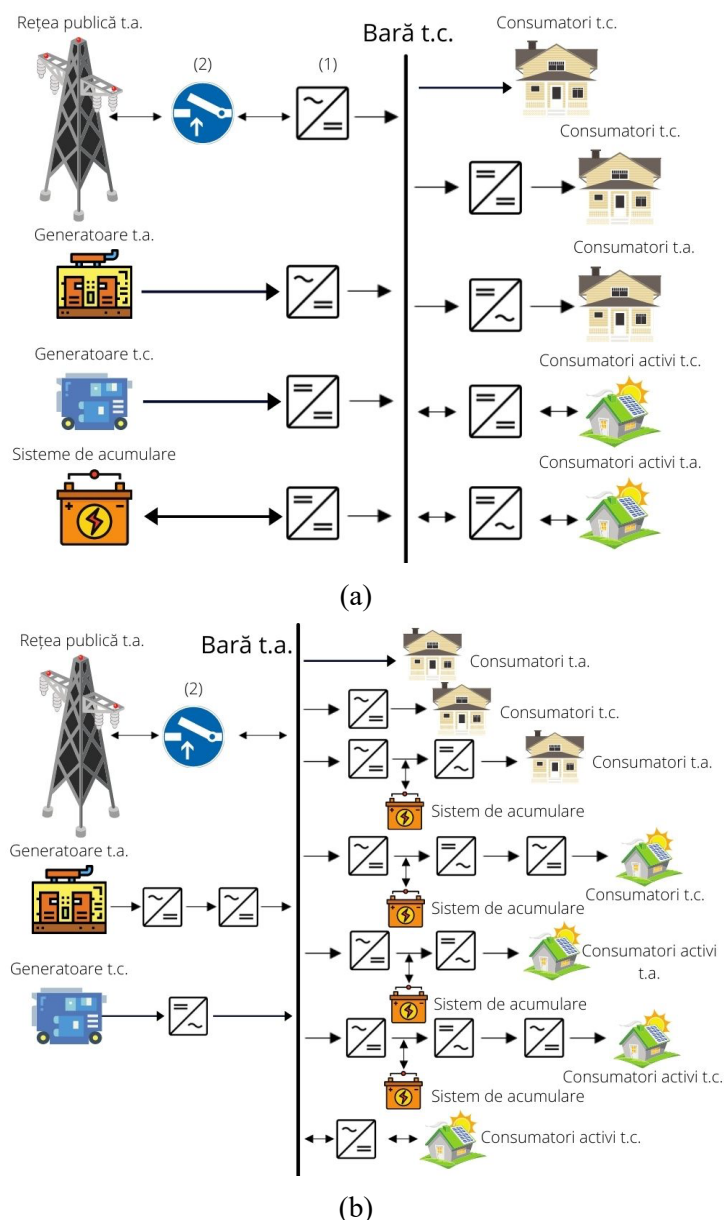


Figura 1.8 Comparatie între sistem de distribuție la t.c. (a) și la t.a. (b)

1.7. Interconectarea surselor regenerabile de energie la rețeaua publică

Conectarea surselor regenerabile în SEN se face [2]:

- În rețelele de 20 kV pentru puteri instalate sub 10 MW;
- În rețelele de 110 kV pentru puteri instalate de până la 100...150 MW;
- În rețeaua de transport (220kV și 400 kV pentru puteri instalate de 300...1000 MW.

1.8. Sisteme de stocare

Reglementările privind degajarea de emisii poluante sunt din ce în ce mai stricte, ponderea surselor regenerabile de energie este în continuă creștere. Includerea centralelor electrice care utilizează energie regenerabilă determină ca centralele clasice să funcționeze la sarcină parțială sau să fie oprite, sursele regenerabile având prioritate în acoperirea curbei de sarcină. Aceste surse regenerabile sunt surse de energie intermitente și pentru a putea oferi o siguranță crescută în alimentarea consumatorilor este necesară existența unor rezerve de putere. Această necesitate apare deoarece între producerea și consumul de energie, între disponibil și necesar există nepotriviri de timp și cantitate. Funcționarea la sarcină parțială, pornirea și oprirea centralelor convenționale determină o creștere a costurilor și scade durata de viață a echipamentelor din centrale. Astfel, utilizarea dispozitivelor de acumulare de energie devin din ce în ce mai utilizate, mai importante și îmbunătățite [2].

1.9. Compatibilitatea electromagnetică

Comisia Electrotehnică Internațională definește CEM ca fiind „capacitatea unui echipament sau sistem de a funcționa satisfăcător în mediul său electromagnetic fără a introduce perturbații electromagnetice intolerabile în mediul din jurul său” [10].

1.9.1. Influențare sau interferență

Interferența este resimțită la receptor, această afirmație se referă la faptul că energia electromagnetică provenită de la alte emițătoare (în afară de emițătorul destinat receptorului în cauză) influențează (modifică sau interferează) un semnal util [24].

1.9.2. Fenomene perturbatoare electromagnetice

Sarcinile nelineare (electronica de putere) determină curenți electrici armonici care circulând prin impedanțele rețelei electrice de alimentare conduc la distorsiunea armonică a tensiunii. În cazul rețelelor de joasă tensiune există un număr ridicat de dispozitive bazate pe electronica de putere.

1.9.3. Tipuri de cuplaje

Cuplajele produc influențarea sau chiar interferența semnalului util [24].

Cuplajul galvanic ce apare între două circuite electrice care au comună o porțiune de circuit.

Cuplajul inductiv, apare datorită influenței câmpurilor magnetice statice sau variabile în timp. Cuplajul inductiv se numește și „cuplaj transformatoric” deoarece estimarea interfeței este posibilă cu ajutorul expresiilor de funcționare ale transformatorului.

Cuplajul capacitiv, apare datorită influenței câmpurilor electrice statice sau variabile în timp. Cuplajul capacitiv este determinat de existența capacităților parazite.

Cuplajul prin radiație electromagnetică apare când semnalul de interferență este cauzat de câmpul de radiație electromagnetică.

1.9.4. Calitatea energiei electrice

Sursele regenerabile de energie produc distorsiuni armonice, acestea sunt conectate la rețeaua electrică prin intermediul convertoarelor. Panourile fotovoltaice, turbinele eoliene cu

generatoare funcționând la frecvențe variabile, sisteme de stocare a energiei electrice cuprind surse la t.c. care necesită convertoare (invertoare), comandat de frecvență tensiunii rețelei electrice la care se conectează sursa [9].

Evaluarea regimului nesinusoidal determinat de prezența convertoarelor se realizează cu ajutorul distorsiunii totale armonice de tensiune și de curent. Factorul total de distorsiune THD (Total Harmonic Distorsion) se bazează pe valoarea efectivă a amplitudinii armonicilor din curba curentului [23].

Distorsiunea armonică totală de tensiune este exprimată ca:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} \quad (1.28)$$

unde h este rangul armonice, iar 1 este armonica fundamentală.

Distorsiunea armonică totală de curent este exprimată ca:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (1.29)$$

Filtrele pasive sunt echipamente ce are în componență bobine și condensatoare acordate pe frecvența corespunzătoare unor armonice de rang inferior. Filtrele active sunt dispozitive bazate pe electronica de putere care injectează o mărime în opoziție de fază cu mărimea nesinusoidală și de aceeași amplitudine pentru compensarea regimului nesinusoidal. Pentru reducerea impactului distorsiunii armonice se pot utiliza filtre pasive și active la utilizatori, precum și sisteme de comandă a pulsurilor dispozitivelor bazate pe electronica de putere folosind modulația în lățime a pulsurilor ce determină ca spectrul armonic generat de convertoarele surselor regenerabile și ale dispozitivelor de stocare să fie în domeniul frecvențelor înalte, având amplitudine redusă [23].

2. Modele matematice de optimizare și studii de caz în Smart Grids

În acest capitol sunt descrise mai multe probleme de optimizare: problema de investiție în unități generatoare și linii de transport (G&TEP), problema de investiție în extinderea rețelei de transport considerând sisteme de stocare a energiei și problema repartiției optime a puterii. Aceste probleme sunt dezvoltate în prezența surselor de energie regenerabilă. Pentru calculul soluției optime, în cazul problemelor analizate în cadrul acestui capitol, este utilizat programul de optimizare GAMS (The General Algebraic Modeling System) care utilizează pentru a rezolva problemele descrise în cadrul acestei lucrări algoritmul branch-and-bound. Problemele de optimizare propuse și implementate au ca scop studiul dezvoltării rețelelor Smart Grid când sunt necesare investiții în unitățile de generare și în elementele de rețea pentru alimentarea consumatorilor astfel încât să fie minimizate costurile de investiție și de funcționare în prezența surselor regenerabile care au un caracter stocastic și a sistemelor de stocare a energiei electrice a căror integrare în rețelele electrice va crește semnificativ în viitori ani datorită pachetului ecologie european.

Analiza efectuată în cadrul acestui capitol este realizată pe o rețea inteligentă similară cu o rețea electrică reală, situată în partea de sud-est a României, unde există condiții favorabile de vânt pentru integrarea unităților de generare eoliană.

În cadrul acestei lucrări sunt utilizate sisteme de stocare cu baterii Li – Ion cu eficiența de conversie de 0,9 și este considerată capacitatea de stocare agregată.

2.1. Planificarea investițiilor în linii de transport și în unități generatoare (Generation and Transmission Expansion Planning – G&TEP)

În problema G&TEP analizată este considerată creșterea consumului până în anul 2030. De asemenea, sunt luate în considerare trei scenarii cu privire la această creștere ce țin cont de utilizarea autoturismelor electrice și a echipamentelor electrice pentru utilizatorii finali [51]. În cazuri reale, scenariile cu o evoluție ale consumului aleator până în anul 2030 prezintă interes. Decizia privind investiția se face la începutul orizontului de planificare, în acest caz orizontul de planificare este considerat egal cu 11 ani (începând cu 2019). Modelul matematic prezentat este utilizat de către operatorul de transport.

2.1.1. Modelul matematic aferent problemei G&TEP

Funcția obiectiv (2.1) a modelului matematic este minimizarea costurilor de generare, costurilor aferente întreruperii consumatorilor și costurile de investiție este:

$$\begin{aligned}
 [MIN]f = & \sum_{wp} IC_{wp}G_{wp} + \sum_{l \in l_p} IC_L u_l + \sum_s \pi_s \cdot \left\{ \sum_{so} \sigma_{so} \cdot \left[\sum_t c_{th} P_{th,so} + \right. \right. \\
 & \left. \left. + \sum_h c_h P_{h,so} + \sum_{wp} c_{wp} P_{wp,so} + \sum_d c_{LS}^d L S_{d,so} \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Modelul matematic este format din funcția obiectiv (2.1) și restricțiile (2.2)-(2.13).

Limitarea capacității de producție pentru fiecare generator eolian ce poate fi construit este:

$$0 \leq G_{wp} \leq P_{wp}^{max}, \forall wp \tag{2.2}$$

Variabila binară ce determină construcția liniilor de transport; $u_l = 1$ dacă lina se construiește și $u_l = 0$ dacă nu se construiește este:

$$u_l \in \{0,1\}, \forall l \in l_p \quad (2.3)$$

Restricția (2.4) limitează costul de investiție pentru generatoarele eoliene noi. Acesta trebuie să fie mai mic decât bugetul de investiție aferent generatoarelor noi.

$$\sum_{wp} IC_{wp} G_{wp} \leq IB_{wp} \quad (2.4)$$

Restricția (2.5) limitează costul de investiție pentru liniile de transport noi. Acesta trebuie să fie mai mic decât bugetul de investiție aferent liniilor de transport noi.

$$\sum_{l \in l_p} IC_L u_l \leq IB_L \quad (2.5)$$

Echilibrul dintre producție și consum în fiecare nod al sistemului este:

$$\begin{aligned} \sum_{t \in t_b} P_{th,so,s} + \sum_{h \in h_b} P_{h,so,s} + \sum_{wp \in wp_b} P_{wp,so,s} - \sum_{l|s(l)=b} PF_{l,so,s} + \\ + \sum_{l|r(l)=b} PF_{l,so,s} = \sum_{d \in d_n} (L_{d,so,s} - LS_{d,so,s}), \forall b \end{aligned} \quad (2.6)$$

Circulația de putere prin fiecare linie de transport existentă este exprimată ca:

$$PF_{l,so,s} = B_l (\theta_{s(l),so,s} - \theta_{r(l),so,s}), \forall l \in l_p \quad (2.7)$$

Restricțiile ce definesc circulația de putere prin liniile de transport noi sunt restricții nelineare și sunt exprimate astfel:

$$PF_{l,so,s} = u_l B_l (\theta_{s(l),so,s} - \theta_{r(l),so,s}), \forall l \in l_p \quad (2.8')$$

Modelul descris este un model de circulație de putere la tensiune continuă în care pierderile sunt neglijate. Această ipoteză este des întâlnită deoarece se consideră că amplitudinea tensiunii dintre două noduri conectate este aproximativ constantă. Ținând cont de cele spuse, se pot reformula restricțiile nelineare ce definesc circulația de putere prin liniile de transport (2.8') și se transformă în restricții lineare echivalente, astfel se liniarizează produsele dintre variabilele binare și continue, iar restricția nelineară (2.8') devine:

Expresiile lineare rezultate unde M este o constantă pozitivă, suficient de mare și egală cu 300000:

$$\begin{aligned} -u_l C_l \leq PF_{l,so,s} \leq u_l C_l, \forall l \in l_p \\ -(1-u_l)M \leq PF_{l,so,s} - B_l (\theta_{s(l),so,s} - \theta_{r(l),so,s}) \leq \\ \leq (1-u_l)M, \forall l \in l_p \end{aligned} \quad (2.8)$$

Circulația de putere este limitată de capacitatea fiecărei linii de transport:

$$-C_l \leq PF_{l,so,s} \leq C_l, \forall l \quad (2.9)$$

Puterea produsă de fiecare tip de generator este limitată de capacitatea sa:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{th,so,s} \leq G_{th}, \forall t \\ 0 &\leq P_{h,so,s} \leq G_h, \forall h \\ 0 &\leq P_{wp,so,s} \leq G_{wp}, \forall wp \end{aligned} \quad (2.10)$$

Cantitatea de putere nelivrată a consumatorului d este mai mică decât consumul său:

$$0 \leq LS_{d,so,s} \leq L_{d,so,s}, \forall d \quad (2.11)$$

Unghiul de defazaj al tensiunii este limitat de:

$$-\pi \leq \theta_{b,so,s} \leq \pi, \forall b \quad (2.12)$$

Unghiul de defazaj al tensiunii la nodul de referință:

$$\theta_{b,so,s} = 0, \text{ la nodul de referinta.} \quad (2.13)$$

Modelul matematic este aplicat unei rețele similare cu o rețea reală localizate în Sud-Estul României. Această problemă de optimizare este o problemă de programare lineară în numere întregi. Modelul (2.1)-(2.13) [52] este un model de circulație de putere la tensiune continuă.

Soluția optimă a modelului matematic determină numărul optim de linii de transport necesare a fi construite și locația acestora precum și numărul de unități generatoare eoliene necesare, capacitatea acestora și locația minimizând costurile de investiție, de deconectare a consumatorilor și de asemenea costurile de generare.

2.2. Planificarea investițiilor în linii de transport/Planificare extinderii rețelei de transport (Transmission Expansion Planning – TEP) considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei

În acest capitol formularea problemei TEP considerând integrarea surselor de stocare a energiei este realizată considerând modelul de circulație de putere la tensiune continuă. Deciziile privind investițiile se iau o singură dată, la începutul orizontului de planificare. Modelul matematic prezentat este utilizat de către operatorul de transport.

2.2.1. Modelul matematic aferent problemei TEP considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei

Funcția obiectiv (2.14) a modelului matematic este minimizarea costurilor de investiție aferent construcției de noi linii de transport și sistemelor de stocare a energiei, costurilor de operare ale unităților generatoare și costurilor aferente deconectării consumatorilor de la rețea:

$$[MIN]f = \sum_{l \in l_p} IC_L \cdot u_l + \sum_{ESS} IC_{ESS} \cdot G_{ESS}^{ch} + \quad (2.14)$$

$$+ \tau \cdot \left[\sum_{th} c_{th} \cdot P_{th}(t) + \sum_h c_h \cdot P_h(t) + \sum_{wp} c_{wp} \cdot P_{wp}(t) + \sum_d c_{LS}^d \cdot LS_d(t) + \sum_{ESS} c_{ESS} \cdot LV_{ESS}(t) \right]$$

Modelul matematic este format din funcția obiectiv (2.14) și restricțiile (2.15)-(2.27).

Costul de investiții aferent construcției noilor linii de transport este mai mic decât bugetul de investiții disponibil pentru construcția acestora. A doua relație din setul de relații (2.15) definește variabila binară ce indică construcția noilor linii de transport, $u_l = 1$ sau în caz contrar, dacă linia nu se construiește, $u_l = 0$.

$$\sum_{l \in l_p} IC_L u_l \leq IB_L \quad (2.15)$$

$$u_l = \{0,1\}, \forall l \in l_p$$

Costul de investiții asociat noilor unități de stocare a energiei este:

$$\sum_{ESS} IC_{ESS} \cdot G_{ESS}^{ch} \leq IB_{ESS} \quad (2.16)$$

Nivelul de încărcare al sistemelor de stocare a energiei [MWh] este:

$$LV_{ESS}(t) = LV_{ESS}(t - \tau) + P_{ESS}^{ch}(t) \cdot \eta_{ESS} \cdot \tau - \frac{P_{ESS}^{disch}(t)}{\eta_{ESS}} \cdot \tau \quad (2.17)$$

Nivelul de încărcare [MWh] este limitat de limita de descărcare și de încărcare a sistemului de stocare:

$$LV_{ESS}^{min} \leq LV_{ESS}(t) \leq LV_{ESS}^{max}, \forall ESS \quad (2.18)$$

Puterea de încărcare și de descărcare a sistemului de stocare sunt limitate prin:

$$0 \leq P_{ESS}^{ch}(t) \leq G_{ESS}^{ch}, \forall ESS$$

$$0 \leq P_{ESS}^{disch}(t) \leq G_{ESS}^{disch}, \forall ESS \quad (2.19)$$

Echilibrul dintre producție și consum în fiecare nod al sistemului este dat de:

$$\tau \cdot \left[\sum_{t \in t_b} P_{th}(t) + \sum_{h \in h_b} P_h(t) + \sum_{ESS} P_{ESS}^{disch}(t) + \sum_{wp \in wp_b} P_{wp}(t) - \sum_{l|s(l)=b} PF_l(t) + \sum_{l|r(l)=b} PF_l(t) \right] =$$

$$= \tau \cdot \left[\sum_{d \in d_n} (L_d(t) - LS_d(t)) + \sum_{ESS} P_{ESS}^{ch}(t) \right], \forall b \quad (2.20)$$

Circulația de putere prin fiecare linie de transport existentă este:

$$PF_l = B_l(\theta_{s(l)} - \theta_{r(l)}), \forall l \in l_p \quad (2.21)$$

Restricțiile ce definesc circulația de putere prin liniile de transport noi sunt restricții nelineare și sunt exprimate astfel:

$$PF_l = u_l B_l(\theta_{s(l)} - \theta_{r(l)}), \forall l \in l_p \quad (2.22')$$

Modelul descris este un model de circulație de putere la tensiune continuă în care pierderile sunt neglijate. Această ipoteză este des întâlnită deoarece se consideră că amplitudinea tensiunii dintre două noduri conectate este aproximativ constantă (tensiunea este considerată egală cu 1 p.u.). Ținând cont de cele spuse, se pot reformula restricțiile nelineare ce definesc circulația de putere prin liniile de transport (2.22') și se transformă în restricții lineare echivalente, astfel se liniarizează produsele dintre variabilele binare și continue, iar restricția nelineară (2.22') devine:

$$\begin{aligned} -u_l C_l &\leq PF_l \leq u_l C_l, \forall l \in l_p \\ -(1-u_l)M &\leq PF_l - B_l(\theta_{s(l)} - \theta_{r(l)}) \leq (1-u_l)M, \forall l \in l_p \end{aligned} \quad (2.22)$$

unde M este o constantă suficient de mare și egală cu 300000.

Circulația de putere este limitată de capacitatea fiecărei linii de transport:

$$-C_l \leq PF_l \leq C_l, \forall l \quad (2.23)$$

Puterea produsă de fiecare tip de generator este limitată de capacitatea sa:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_t \leq G_t, \forall t \\ 0 &\leq P_h \leq G_t, \forall t \\ 0 &\leq P_{wp}(t) \leq G_{wp}, \forall wp \end{aligned} \quad (2.24)$$

Reducerea consumului utilizatorului d trebuie să fie mai mică decât consumul său:

$$0 \leq LS_d \leq L_d, \forall d \quad (2.25)$$

Unghiul de defazaj al tensiunii este limitat de:

$$-\pi \leq \theta_b \leq \pi, \forall b \quad (2.26)$$

Unghiul de defazaj al tensiunii la nodul de referință este dat de:

$$\theta_b = 0, \text{ la nodul de referință.} \quad (2.27)$$

Modelul matematic este aplicat unei rețele similare cu o rețea reală, localizate în Sud-Estul României. Această problemă de optimizare este de programare lineară în numere întregi. Modelul (2.14)-(2.27) [52] este un model de circulație de putere la tensiune continuă.

Soluția optimă a modelului matematic determină numărul optim de linii de transport necesare a fi construite și locația acestora precum și numărul de unități de stocare a energiei și locația acestora minimizând costurile de investiție, de deconectare a consumatorilor și de asemenea costurile de generare.

2.3. Repartiția optimă a puterii într-o rețea inteligentă

În acest subcapitol se va descrie problema repartiției optime a puterii într-o rețea inteligentă. Această problemă este dezvoltată plecând de la rezultatele obținute pentru problemele prezentate anterior (G&TEP și TEP considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei). Soluțiile optime conduc la integrarea în rețeaua localizată în sud-estul României a surselor de energie eoliene și surselor de stocare a energiei realizând primul pas de transformare a rețelei localizate în sud-estul României într-o rețea inteligentă [53].

În cadrul acestei analize sunt considerate două scenarii pentru care se realizează repartiția optimă a puterii într-o rețea electrică inteligentă [56]-[59]. Este determinată funcționarea optimă a rețelei inteligente într-o zi de referință din anul 2018 și, de asemenea, funcționarea optimă a sistemului în anul 2030 în care este prognozată o creștere a consumului cu 20% față de anul 2018. Acest scenariu este considerat ținând cont de prognoza oferită de Transelectrica referitoare la Sistemul Electroenergetic Național [7].

2.3.1. Modelul matematic aferent problemei de repartiție optimă a puterii

Funcția obiectiv a modelului matematic este minimizarea costurilor de generare în timp ce modelul de optimizare determină funcționarea optimă a întregii rețele inteligente:

$$[\text{MIN}] f = \sum_{th,t} c_{th} \cdot P_{th,t} \cdot 1 + \sum_{h,t} c_h \cdot P_{h,t} \cdot 1 + \sum_t LWP \cdot P_t^{wpcr} \cdot 1 \quad (2.28)$$

Puterea optimă produsă de unitățile generatoare termo și hidro este între limita de generare inferioară și cea superioară:

$$\begin{aligned} P_{th}^{min} &\leq P_{th,t} \leq P_{th}^{max} \\ P_h^{min} &\leq P_{h,t} \leq P_h^{max} \end{aligned} \quad (2.29)$$

Puterea optimă produsă de unitățile de generare termo și hidro la ore succesive este limitată de panta de încărcare a unităților generatoare:

$$\begin{aligned} P_{th,t} - P_{th,t-1} &\leq RU_{th} \\ P_{h,t} - P_{h,t-1} &\leq RU_h \end{aligned} \quad (2.30)$$

Puterea optimă produsă de unitățile de generare termo și hidro la ore succesive este limitată de panta de descărcare a unităților generatoare:

$$\begin{aligned} P_{th,t-1} - P_{th,t} &\leq RD_{th} \\ P_{h,t-1} - P_{h,t} &\leq RD_h \end{aligned} \quad (2.31)$$

Energia înmagazinată în sistemele de stocare este influențată de puterea de încărcare și descărcare și eficiența de încărcare și descărcare:

$$E_t = E_{t-1} + \left(P_t^{ch} \cdot \eta_{ch} - \frac{P_t^{dch}}{\eta_{dch}} \right) \cdot \Delta_t \quad (2.32)$$

Puterea de încărcare a sistemelor de stocare a energiei este limitată de valoarea maximă și, respectiv, minimă de încărcare:

$$P_{min}^{ch} \leq P_t^{ch} \leq P_{max}^{ch} \quad (2.33)$$

Puterea de descărcare a sistemelor de stocare este limitată de limita maximă și, respectiv, minimă de descărcare. Pentru a menține o bună funcționare a bateriei și durata de viață a bateriei este recomandat să nu se descarce mai mult de 20% din capacitatea totală.

$$P_{min}^{dch} \leq P_t^{dch} \leq P_{max}^{dch} \quad (2.34)$$

Energia înmagazinată în sistemele de stocare este de asemenea limitată de valoarea maximă și, respectiv, minimă a stării de încărcare:

$$E_{min} \leq E_t \leq E_{max} \quad (2.35)$$

Bilanțul dintre producție și consum:

$$P_{wp,t} + \sum_{th} P_{th,t} + \sum_h P_{h,t} + P_t^{dch} \geq L_t - P_t^{ch} \quad (2.36)$$

Puterea generată de unitățile generatoare eoliene este limitată de disponibilitatea lor:

$$P_{wp,t} + P_t^{wpcr} \leq \Lambda_t^{wp} \quad (2.37)$$

Modelul matematic (2.28)-(2.37) [60] este construit fără a ține cont de pierderile de putere reactivă din rețeaua inteligentă.

Soluția optimă a modelului matematic determină funcționarea optimă a rețele inteligente prezentând, de asemenea, și încărcarea și descărcarea orară a sistemelor de stocare în ziua de referință din cei doi ani considerați (2018 și 2030).

2.4. Date rețea electrică inteligentă

Datele aferente rețelei electrice inteligente sunt prezentate în cadrul tezei de doctorat.

2.5. Rezultate

Rezultatele obținute în urma aplicării modelelor matematice pe rețeaua reală localizată în sud-estul României sunt prezentate în continuare.

2.5.1. Rezultatele problemei G&TEP

Se poate observa că valoarea FOB din **Error! Reference source not found.** scade concomitent cu creșterea bugetului de investiții. Odată cu creșterea bugetului, pot fi construite mai multe linii de transport noi și noi centrale eoliene, astfel încât consumatorii sunt alimentați și costul total de deconectare al consumatorilor scade. În plus, centralele electrice eoliene au un cost de producție de 0€/MWh, celelalte centrale care au cel mai ridicat cost de producție nu vor genera energie electrică dacă centralele cu cost mai mic pot genera atâta timp cât se menține echilibrul între producție și consum, astfel, costurile de generare sunt minimizate utilizând producția SRE. Valoarea minimă a FOB este înregistrată pentru bugetele de 75 mil. € și 1500 mil. €, respectiv 100 mil. € și 2200 mil. € pentru că nu există consumatori deconectați, astfel costurile de deconectare a consumatorilor sunt 0 €/MW.

Numărul optim de noi linii de transport care este necesar a fi construit este de trei (liniile 16, 11, 13) și numărul optim și capacitatea WPP-urilor sunt prezentate în **Error! Reference source not found.** (WPP3 – 600 MW, WPP20 – 207 MW, WPP21 – 200 MW, WPP22 – 89 MW și WPP24 – 291 MW), astfel, se poate observa că bugetul de fi modificat.

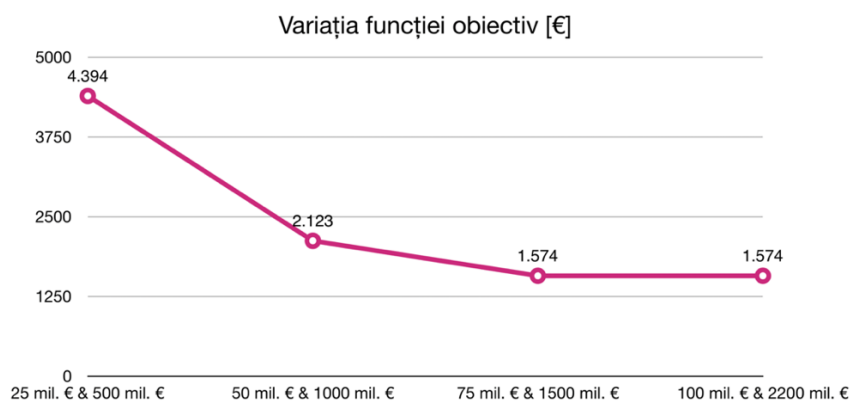


Figura 2.4 Variația funcției obiectiv

Bugetul necesar pentru a construi toate elementele noi necesare pentru ca toți consumatorii să fie alimentați este de 50 mil. € (pentru liniile de transport noi) și 1500 mil. € (pentru noile WPP-uri). Cu bugetul de 50 mil. € și 1500 mil. € valoarea FOB (costul anualizat) este de 1574 mil. €. Acest buget a fost recalculat cunoscând costurile de investiție ale fiecărui element nou. Pentru noile linii de transport, costul investiției este de 400 000 €/km, iar pentru noile WPP-uri este de 1000 000 €/MW, aceste valori sunt utilizate în extinderea sistemului energetic real în anul 2018, în România.

Soluția optimă este prezentată în **Error! Reference source not found.** și **Error! Reference source not found.**. Aplicarea soluției optime rețelei electrice considerate implică alimentarea tuturor consumatorilor în fiecare condiție de funcționare a sistemului și în fiecare scenariu considerat pentru anul 2030.

Soluția optimă - Construcția noilor linii de transport

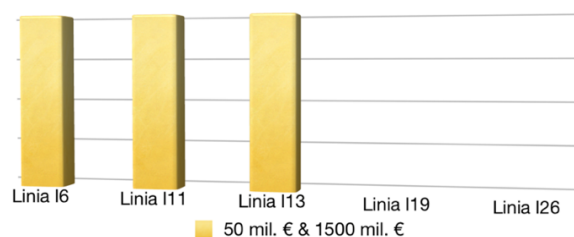


Figura 2.6 Construcția noilor linii de transport

Soluția optimă - Capacitatea noilor centrale eoliene (WPP) [MW]

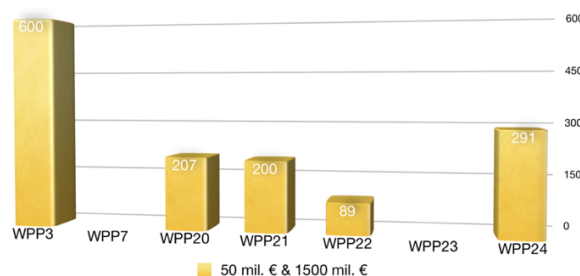


Figura 2.7 Capacitatea noilor centrale eoliene

2.5.2. Rezultatele problemei TEP considerând integrarea sistemelor de stocare a energiei

În cadrul acestei probleme se pot construi noi linii de transport și noi sisteme de stocare a energiei. Noile linii de transport ce pot fi construite sunt aceleași cu cele considerate în cadrul problemei G&TEP.

Soluția optimă a modelului matematic este de a construi toate ESS fără a construi linii de transport, valoarea funcției obiectiv fiind de 353 938. Sistemele de stocare se încarcă de la centralele electrice eoliene atunci când consumul este mic și se descarcă atunci când consumul crește. Toți consumatorii sunt alimentați, astfel costurile de deconectare sunt minimizate, costurile de investiție sunt de asemenea minimizate deoarece noile linii de transport nu sunt construite și se construiesc numai sistemele de stocare deoarece au un cost de investiție mai mic. Costurile de generare sunt, de asemenea, minimizate datorită utilizării centralelor electrice eoliene și sistemelor de stocare a energiei electrice, atunci când este posibil, în loc de unitățile termice care au un cost de generare mai ridicat.

2.5.3. Rezultatele problemei repartiției optime a puterii

După instalarea unităților generatoare eoliene care reduc emisiile poluante se poate considera instalarea sistemelor de stocare a energiei electrice astfel minimizând costurile de investiție și realizând primul pas de transformare a rețelei localizate în sud-estul României într-o rețea inteligentă.

După implementarea modelului matematic prezentat în cadrul acestei lucrări este determinată funcționarea optimă a întregului sistem analizat ce conține unități generatoare eoliene și sisteme de stocare a energiei electrice. Două scenarii sunt luate în considerare, în primul scenariu se analizează funcționarea sistemului în 2018, iar în cel de-al doilea scenariu, în 2030, se preconizează că sarcina va crește cu 20% față de 2018.

Funcționarea optimă a sistemului în 2018

În Fig este reprezentată puterea optimă generată de unitățile de generare termo în 2018, în timp ce în Figura este reprezentată puterea optimă generată de unitățile de generare hidro.

În Figura este reprezentată puterea optimă generată de unitățile generatoare eoliene. Se poate observa că, atunci când condițiile meteorologice sunt favorabile pentru generatoarele eoliene, puterea maximă este produsă de acest tip de unități, deoarece costul de producție este mai mic (0 €/ MWh) decât costul de generare al celorlalte tipuri de generatoare.

În Figura este reprezentată încărcarea și descărcarea sistemelor de stocare în 2018, iar în Figura este prezentată energia înmagazinată în ESS. ESS-urile se încarcă atunci când producția este mai mare decât consumul și se descarcă atunci când consumul este mai mare decât producția.

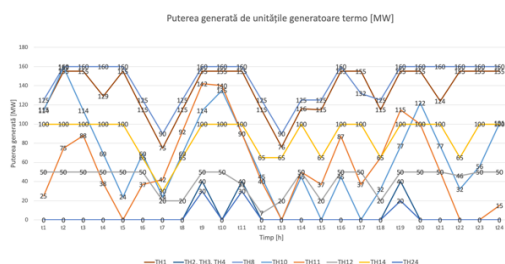


Figura 2.12 Puterea generată de unitățile generatoare termo în 2018

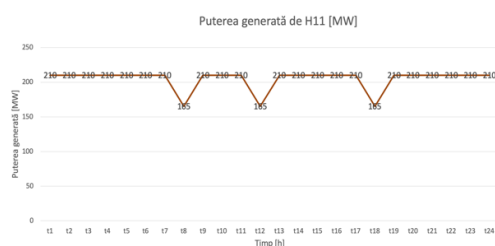


Figura 2.13 Puterea generată de unitățile generatoare hidro în 2018

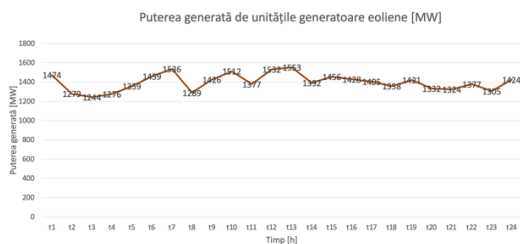


Figura 2.14 Puterea generată de unitățile generatoare eoliene

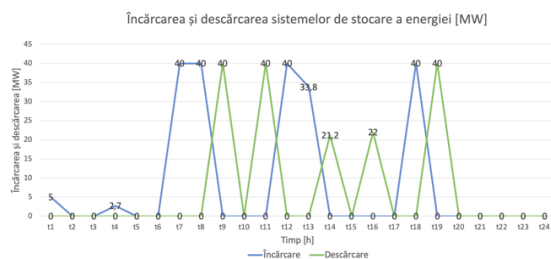


Figura 2.15 Încărcarea și descărcarea sistemelor de stocare a energiei în 2018

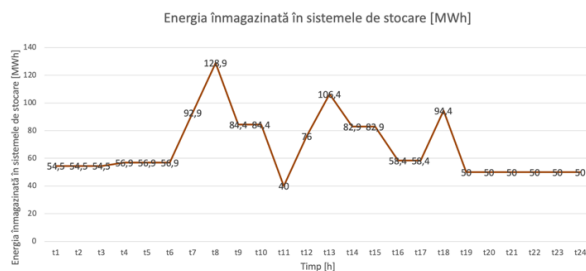


Figura 2.16 Energia înmagazinată în sistemele de stocare a energiei în 2018

Funcționarea optimă a sistemului în 2030

În Figura și Figura sunt reprezentate puterea optimă generată de unitățile generatoare termo și hidro în 2030. Se poate observa că producția a crescut în comparație cu anul 2018 din cauza creșterii consumului. Creșterea puterii produse a fost necesară datorită creșterii consumului.

În Figura este reprezentată puterea optimă generată de unitățile generatoare eoliene în 2030. Se poate observa că, în Figura și Figura (ambele scenariile), puterea generată de unitățile de generare eoliene este utilizată la maximum datorită costului redus de generare. Prin urmare, costul total de generare este minimizat.

În Figura este reprezentată încărcarea și descărcarea sistemelor de stocare a energiei în 2030, iar în Figura este prezentată energia înmagazinată în ESS. Față de anul 2018, puterea de încărcare și descărcare crește și, de asemenea, energia înmagazinată în sistemele de stocare. În 2018, sistemele de stocare nu sunt atât de utilizate ca în 2030 deoarece funcționarea optimă a sistemului pentru a crește durata de viață a sistemelor de stocare considerând ciclurile de încărcare/descărcare este atinsă.

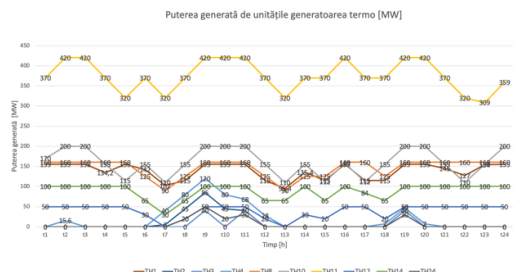


Figura 2.17 Puterea generată de unitățile termo în 2030

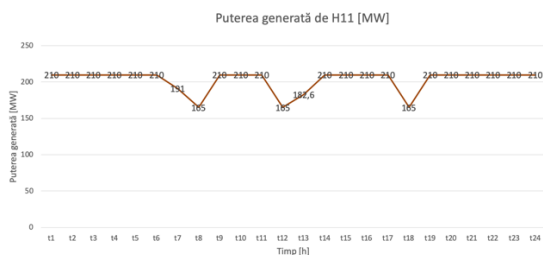


Figura 2.18 Puterea generată de unitățile hidro în 2030

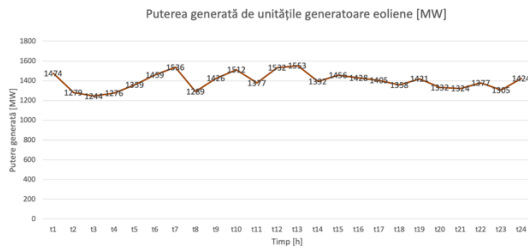


Figura 2.19 Puterea generată de unitățile eoliene

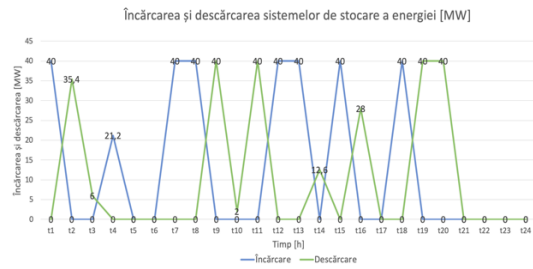


Figura 2.20 Puterile de încărcare și descărcare a sistemelor de stocare a energiei în 2030

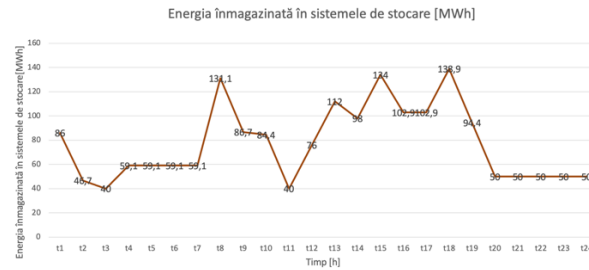


Figura 2.21 Energia înmagazinată în sistemele de stocare a energiei în 2030

Modelul matematic al problemei de optimizare determină funcționarea optimă a rețelei inteligente analizate. Acesta poate fi modificat pentru a determina funcționarea optimă a oricărei alte rețele de transport.

Sistemul poate satisface cerințele consumatorilor chiar și în 2030, deoarece puterea produsă este suficientă, de asemenea și capacitatea liniilor de transport este suficientă.

Integrarea sistemelor de stocare a energiei este necesară pentru a avea o rezervă de energie, datorită volatilității surselor regenerabile de energie și a variației cererii. În ultimii ani, utilizarea sistemelor de stocare a energiei a crescut. În acest capitol se folosesc baterii Li-Ion.

3. Analiza funcționării instalației pilot de tip Smart Grid

În cadrul acestui capitol este analizată o rețea electrică de tip Smart Grid localizată la Baza Maritimă din Constanța care face parte din Universitatea Maritimă din Constanța. Rețeaua inteligentă poate funcționa conectat sau deconectat de la rețea, schema sistemului este ilustrată în Figura . În **Error! Reference source not found.** se poate observa amplasamentul rețelei inteligente pe Strada Cuarțului nr. 2, Constanța, România, imagine furnizată de către software-ul Homer Pro. Analiza realizată în Homer Pro este destinată validării prin simulare a structurii rețelei inteligente implementată la Baza Maritimă din Constanța ce conține atât surse regenerabile cât și surse clasice ce utilizează combustibili fosili. În cadrul acestei analize au fost realizate diferite cazuri de funcționare ale rețelei Smart Grid, la variația parametrilor de intrare ceea ce ar fi aproape imposibil de realizat în practică. Rezultatele simulărilor demonstrează corecta funcționare a întregului sistem în funcționare On și Off Grid.

Analizând Figura se poate observa că rețeaua electrică inteligentă are în componența sa un sistem de stocare a energiei electrice, panouri fotovoltaice, o turbină eoliană, convertoare, un grup electrogene, un tablou de automatizare și un contor inteligent bidirecțional.

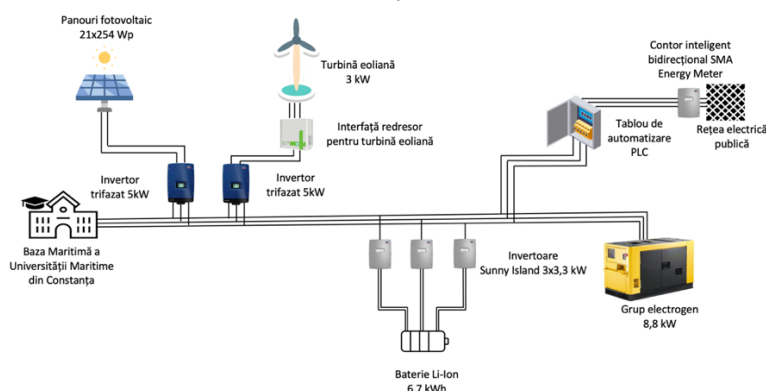


Figura 3.1 Schema rețelei de tip Smart Grid din cadrul Bazei Maritime din Constanța

3.1. Date rețea inteligentă UMC

Turbinele eoliene sunt amplasate lângă lacul de lângă Baza Maritimă din Constanța, iar panourile fotovoltaice sunt amplasate pe acoperișul clădirilor din cadrul bazei. Generatorul Diesel de 8,8kW este amplasat în exterior, iar restul elementelor în interior.

3.1.1. Date caracteristice ale componentelor rețelei inteligente

Parametrii nominali ai rețelei inteligente sunt prezentați în teza de doctorat.

După implementarea rețelei inteligente în software-ul Homer Pro este determinată soluția optimă privind costurile sistemului, funcționarea și dimensionarea. Schema rețelei inteligente implementată în software-ul Homer Pro este prezentată în Figura .

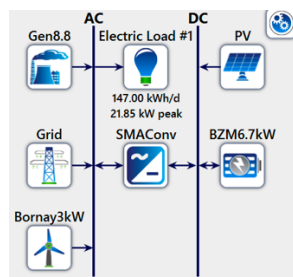


Figura 3.13 Schema rețelei electrice de tip Smart Grid din cadrul UMC furnizată de software-ul Homer Pro

Datele privind radiația solară și datele meteorologice măsurate pentru zona analizată, Strada Cuarțului, nr. 2, Constanța, România (44°13'N; 28°37,2'E) sunt colectate de la NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER). Rețeaua inteligentă este analizată prin strategia de repartiție a puterii denumită Load Following (LF) atât pentru funcționarea on-grid, cât și off-grid.

Funcția obiectiv este reprezentată de costul net actualizat, strategia de repartiție a puterii LF consideră soluția optimă, soluția cu cel mai mic cost net actualizat. Costul net actualizat este valoarea actualizată a tuturor costurilor de instalare și utilizare a sistemului pe durata de viață a proiectului, minus valoarea actualizată a tuturor veniturilor obținute pe aceeași durată de viață a proiectului. HOMER calculează costul net actualizat al fiecărei componente din sistem și al sistemului în ansamblu [75], [76].

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (3.3)$$

Cu $C_{ann,tot}$ este notat costul total actualizat. Cu i este notată rata anuală de actualizare, iar R_{proj} este durata de viață a proiectului (în acest caz 20 ani). CRF este factorul de recuperare a costului capital și este calculat cu [76]:

$$CRF(i, R_{proj}) = \frac{i(1+i)^{R_{proj}}}{(1+i)^{R_{proj}} - 1} \quad (3.4)$$

Prin urmare, funcția obiectiv utilizată de software-ul Homer este [76]:

$$[MIN]C_{NPC} = \sum_{componente} \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (3.5)$$

3.1.2. Modelarea componentelor rețelei electrice inteligente

Modelarea componentelor rețelei electrice inteligente este descrisă conform software-ului Homer Pro care este utilizat în cadrul acestei analize [75], [76].

Sistemul fotovoltaic:

Puterea produsă de sistemul fotovoltaic este:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})] \quad (3.6)$$

Este considerată modelarea efectului temperaturii asupra sistemului fotovoltaic considerând datele caracteristice ale sistemului, menționate anterior.

Capacitatea nominală a sistemului fotovoltaic, mai exact puterea sa în condiții standard de testare este notată cu Y_{PV} [kW]. Factorul de reducere a puterii este notat cu f_{PV} [%]. La fiecare moment de timp este calculată radiația solară globală incidentă pe suprafața panoului fotovoltaic $\bar{G}_T$ [kW/m²]. $\bar{G}_{T,STC}$ este radiația solară incidentă în condiții STC [1kW/m²]. Coeficientul de putere al temperaturii sistemului fotovoltaic este notat cu α_p [%/°C]. Se notează cu T_C [°C] temperatura sistemului fotovoltaic în intervalul de timp actual și cu $T_{C,STC}$ temperatura sistemului fotovoltaic în condiții STC [25°C].

Instalația eoliană

Puterea produsă de turbina eoliană este calculată la fiecare moment de timp utilizând un proces în trei pași.

Pasul 1 – calculul vitezei vântului pentru înălțimea la care este situată nacela sistemului eolian, în cadrul acestui capitol, înălțimea stâlpului de susținere este de 13m.

Pasul 2 – calculul puterii produse de turbina eoliană la viteza vântului din momentul respectiv, la valoarea standard a densității aerului.

Pasul 3 – reglarea valorii puterii produse pentru densitatea reală a aerului.

Viteza vântului la înălțimea nacellei este:

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \left(\frac{Z_{hub}}{Z_{anem}} \right)^{\alpha} \quad (3.7)$$

Viteza vântului la înălțimea nacellei este notată cu $U_{hub}[m/s]$, iar viteza vântului la înălțimea anemometrului $U_{anem}[m/s]$. Notăția Z_{hub} reprezintă înălțimea nacellei turbinei, iar $Z_{anem}[m]$ este înălțimea anemometrului și α este exponentul procesului în trei pași.

Pentru ajustarea puterii generate de instalația eoliană pentru condițiile reale de funcționare se multiplică valoarea puterii prognozate conform curbei de putere cu raportul densității aerului, conform următoarei ecuații:

$$P_{WTG} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) \cdot P_{WTG,STP} \quad (3.7)$$

Cu $P_{WTG} [kW]$ este notată puterea generată de instalația eoliană, cu $P_{WTG,STP} [kW]$ puterea generată de instalația eoliană în condiții standard de temperatură și presiune, cu $\rho[kg/m^3]$ este notată densitatea actuală a aerului, iar cu $\rho_0[kg/m^3]$ densitatea aerului în condiții standard de temperatură și presiune $\rho_0 = 1,225[kg/m^3]$.

Consumul

Consumul Universității Maritime din Constanța (UMC) îngerează consumul Bazei Maritime din Constanța împreună cu căminele pentru studenți și activitatea universității. Baza Maritimă din Constanța este considerată un consumator activ deoarece are posibilitatea de a injecta energie electrică provenită din surse regenerabile în rețeaua electrică publică.

Generatorul Diesel 8,8kW

Puterea generatorului Diesel este fixă, iar datele generatorului nu se modifică.

Calculul curbei combustibilului utilizat de către generator descrie cantitatea de combustibil consumată pentru a produce energie electrică. Software-ul HOMER consideră curba combustibilului o linie dreaptă.

Consumul de combustibil al generatorului în unități/h în funcție de puterea produsă este:

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (3.8)$$

Cu $F_0 [unități/h/kW]$ este notat coeficientul de intersecție al curbei de combustibil, iar cu $F_1 [unități/h/kW]$ panta curbei combustibilului. Capacitatea nominală a generatorului este notată cu $Y_{gen} [kW]$, iar cu $P_{gen} [kW]$ este notată puterea produsă a generatorului.

Eficiența generatorului este definită în HOMER ca fiind energia electrică produsă împărțită la energia chimică a combustibilului utilizat:

$$\eta_{gen} = \frac{3,6 \cdot P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV_{fuel}} \quad (3.9)$$

Puterea generată este notată cu P_{gen} [kW], iar cu $\dot{m}_{fuel}$ [kg/h] debitul masic al combustibilului. Notația LHV_{fuel} [MJ/kg] reprezintă puterea calorică inferioară a combustibilului (ca valoare energetică). În relația anterioară, valoarea 3,6 apare datorită conversiei 1kWh=3,6MJ.

Debitul masic al combustibilului depinde de F (consumul de combustibil al generatorului), dar relația exactă depinde de unitatea de măsură a combustibilului. Dacă unitatea de măsură a combustibilului este kg, atunci $\dot{m}_{fuel}$ și F sunt egale. Dacă unitatea de măsură a combustibilului este litrul (l), relația dintre $\dot{m}_{fuel}$ și F include densitatea combustibilului ρ_{fuel} [kg/m³]:

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} \cdot \left(\frac{F}{1000} \right) \quad (3.10)$$

Sistemul de stocare

La fiecare moment de timp este calculată cantitatea maximă de energie pe care sistemul de stocare o poate absorbi. Puterea de încărcare variază de la un moment de timp la altul în funcție de starea de încărcare și istoricul de încărcare/descărcare al sistemului de stocare.

Sunt impuse trei limitări separate puterii maxime de încărcare a sistemului de stocare.

Prima limitare se referă la cantitatea maximă de putere care poate fi absorbită de sistemul de stocare:

$$P_{bat,cmx,cmp} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (3.11)$$

Cu Q_1 [kWh] este notată energia disponibilă în sistemul de stocare la începutul perioadei de timp, iar cu Q [kWh] este notată cantitatea totală de energie din sistemul de stocare la începutul perioadei de timp. Raportul capacității de stocare este notat cu c , cu k [h⁻¹] este notată constanta ratei de stocare, iar cu Δt perioada de timp.

A doua limitare se referă la rata maximă de încărcare a sistemului de stocare [A/Ah]. Puterea de încărcare a sistemului de stocare corespunde ratei maxime de încărcare este:

$$P_{bat,cmx,rm\hat{i}} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (3.12)$$

Cu α_c [A/Ah] este notată rata maximă de încărcare a sistemului de stocare, iar cu Q_{max} [kWh] este notată capacitatea totală de stocare a sistemului.

A treia limitare se referă la curentul maxim de încărcare sistemului de stocare. Puterea maximă de încărcare a sistemului de stocare corespunzătoare curentului maxim de încărcare este:

$$P_{bat,cmx,cm\hat{i}} = \frac{N_{batt} I_{max} V_{nom}}{1000} \quad (3.13)$$

Este notat cu N_{batt} numărul de baterii din sistemul de stocare, cu I_{max} [A] curentul maxim de încărcare al sistemului de stocare și cu V_{nom} tensiunea nominală a sistemului de stocare.

Puterea maximă de încărcare a sistemului de stocare este:

$$P_{bat,max} = \frac{MIN(P_{bat,cm\max,cmp}, P_{bat,cm\max,rmi}, P_{bat,cm\max,cmi})}{\eta_{batt}} \quad (3.14)$$

Eficiența de încărcare este notată cu η_{batt} .

La fiecare moment de timp este calculată cantitatea maximă de energie pe care sistemul de stocare o poate descărca. Puterea maximă de descărcare variază la fiecare moment de timp în funcție de starea de încărcare și istoricul de încărcare/descărcare al sistemului de stocare.

Puterea maximă ce poate fi descărcată de sistemul de stocare este:

$$P_{bat,dmax,cmp} = \frac{-kcQ_{max} + kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (3.15)$$

Cu $Q_1[kWh]$ este notată energia disponibilă în sistemul de stocare la începutul perioadei de timp, iar cu $Q[kWh]$ este notată cantitatea totală de energie din sistemul de stocare la începutul perioadei de timp. Raportul capacității de stocare este notat cu c , cu $k[h^{-1}]$ este notată constanta ratei de stocare, iar cu Δt perioada de timp. Cu $Q_{max}[kWh]$ este notată capacitatea maximă de stocare a sistemului.

Puterea maximă de descărcare a sistemului de stocare este:

$$P_{bat,dmax} = \eta_{batt} \cdot P_{bat,dmax,cmp} \quad (3.16)$$

3.2. Rezultatele simulării funcționării rețelei inteligente

3.2.1. Analiza rezultatelor obținute utilizând software-ul Homer Pro

În Figura 3.17 este prezentată structura de funcționare a software-ului Homer pentru determinarea soluției optime privind costurile și funcționarea sistemului.

Sunt utilizate două opțiuni ale software-ului Homer Pro: Search Space, respectiv Homer Optimizer. Search Space utilizează capacitatea componentelor impusă de către utilizator, iar Homer Optimizer dimensionează optim componentele în funcție de costul net actualizat (NPC).

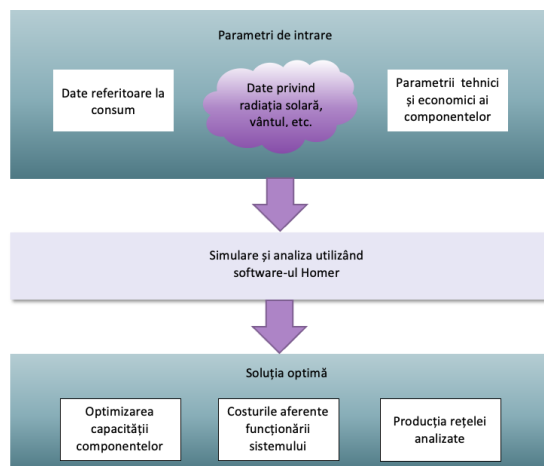


Figura 3.17 Structura de funcționare pentru determinarea soluției optime

A) Search Space, funcționare On-Grid

În cazul în care este utilizată opțiunea Search Space, capacitatea componentelor rețelei inteligente este cea instalată la Baza Maritimă din Constanța, prezentată în Tabelul 3.1.

Funcționarea rețelei inteligente nu aduce un beneficiu monetar Universității Maritime din Constanța, aceasta fiind subdimensionată pentru consumul actual al acesteia. Pentru această soluție costul net actualizat este de 41 354 \$ (costurile de funcționare și mentenanță + energia utilizată din rețeaua publică de transport).

Tabelul 3.1 Dimensiunea componentelor rețelei inteligente – Search Space

Denumirea componentei	Date caracteristice
Turbină eoliană	3 kW
Panouri fotovoltaice	5,04 kW
Sistemul de stocare Li-Ion	6,74 kWh
Convertoare	19,9 kW
Generator Diesel	8,8 kW

B) Homer Optimizer, funcționare On-Grid

Soluția optimă prezentată în Tabelul 3.2 constă în instalarea a 50,16 kW în panouri fotovoltaice, 5 turbine eoliene Bornay de 3 kW, sisteme de convertoare de 46,7 kW și utilizarea generatorului actual de 8,8 kW. Pentru acest sistem costul net actualizat este de -7 049 \$, obținându-se beneficiu monetar. Generatorul este utilizat ca rezervă de putere în cazul apariției unei avarii. Sistemul de stocare nu este utilizat deoarece consumul Bazei Maritime din Constanța este prea mare și nu există o corelare între puterea produsă din surse regenerabile și posibilitatea de stocare a energiei. Toți consumatorii sunt alimentați, rețeaua inteligentă este conectată la rețeaua electrică publică. După acoperirea consumului propriu, surplusul de energie electrică se injectează în rețeaua publică.

Tabelul 3.2 Soluția optimă în cazul funcționării On-Grid

Denumirea componentei	Date caracteristice
Turbină eoliană	5 x 3 kW (15kW)
Panouri fotovoltaice	209 x 0,24 kW (50,16kW)
Convertoare	46,7 kW
Generator Diesel	8,8 kW

C) Homer Optimizer, funcționare Off-Grid

Soluția optimă constă în instalarea a 50 kW în panouri fotovoltaice, 5 turbine eoliene Bornay de 3 kW, utilizarea generatorului actual de 8,8 kW, sisteme de convertoare de 19,9 kW și 10 sisteme de stocare BMZ de 6,7kWh. Costul net actualizat este de 30 671 \$, fără să se obțină un beneficiu monetar (costul de funcționare și mentenanță). Rețeaua inteligentă funcționează insularizat, există momente când sarcina este Nealimentată. În acest caz trebuie considerată instalarea altor tipuri de elemente, de capacități mai mari, pentru a putea acoperi întreg consumul pentru cazul în care se funcționează insularizat.

Tabelul 3.3 Soluția optimă în cazul funcționării Off-Grid

Denumirea componentei	Date caracteristice
Turbină eoliană	5 x 3 kW (15 kW)
Panouri fotovoltaice	209 x 0,24 kW (50,16 kW)
Sistemul de stocare Li-Ion	10 x 6,74 kWh (67,4 kWh)
Convertoare	19,9 kW

Analizând rezultatele cazurilor A, B și C se poate observa că varianta în care apare un beneficiu monetar este cea de funcționare conectat la rețeaua publică și injectarea în rețea contra cost a surplusului de energie electrică provenită din sursele regenerabile.

În Tabelul 3.4 este prezentată valoarea funcției obiectiv (costul net actualizat) a rețelei inteligente pentru fiecare caz analizat. Se poate observa că numai în cazul B există un beneficiu.

Tabelul 3.4 Funcția obiectiv (costul net actualizat) pentru fiecare caz analizat

Cazul analizat	Cost net actualizat [€]
<i>A</i>	41 354
<i>B</i>	-7 049
<i>C</i>	30 671

În cazul A sistemul are cele mai mari costuri de funcționare deoarece este subdimensionat și achiziționează energie electrică din rețeaua publică. În cazul C, sistemul funcționează insularizat, așadar nu este achiziționată energie electrică din rețeaua publică, costul este mai mic, dar este necesară considerarea investiției în alte echipamente de capacități superioare pentru alimentarea întregului consum. În cazul B, rețeaua este redimensionată ținând cont de spațiul disponibil. Surplusul de energie provenit din sursele regenerabile este injectat în rețeaua publică astfel apare beneficiul de 7 049€ (Tabelul 3.4).

3.2.2. Rezultate experimentale privind regimul deformant în Smart Grid

Panourile fotovoltaice sunt conectate la rețeaua de 50 Hz prin intermediul invertoarelor care determină regim deformant în rețelele electrice în special în perioadele când producția panoului fotovoltaic este influențată de umbrirea panoului. Convertoarele utilizate în cadrul rețelei inteligente sunt convertoare cu comutație forțată, cu modulație în lățime a pulsurilor pentru reducerea distorsiunii armonice. Analiza statistică pentru 95% din timp a fost realizată pentru armonicile de curent și tensiune cât și pentru factorului de distorsiune armonică totală de curent și tensiune.

În figurile de mai jos sunt ilustrate variațiile zilnice ale curenților electrici de frecvență 50 Hz (Figura), precum și variațiile valorilor 95% ale armonicilor de curent de rang 3, 5, 7, 11 înregistrate la punctul de interfață între rețeaua electrică inteligentă descrisă anterior și sistemul de alimentare al Bazei Nautice (Figura) în luna aprilie. După cum se poate observa sistemul fotovoltaic este cel care produce energie electrică în mod substanțial în raport cu celelalte surse, observându-se curba caracteristică de producție a unui sistem fotovoltaic. Ziua analizată este cu cer noros, determinând variații importante ale curentului produs de panourile fotovoltaice. În Figura este ilustrată variația tensiunii armonice de rang 1 pe cele trei faze. În Figura sunt prezentate variațiile valorilor 95% ale armonicilor de tensiune de rang 3, 5, 7, 11. Armonicile de curent urmează trendul de variație al curentului electric injectat de sistemul fotovoltaic. Aceste armonice au fost măsurate în rețeaua internă a Bazei Nautice, iar amplitudinea lor este atenuată către PCC cu rețeaua publică, fără a determina probleme privind gestionarea distorsiunii armonice. Armonicile de tensiune se încadrează în limitele acceptabile de standardele internaționale. Se poate observa că armonica de tensiune de rang 5 are cea mai înaltă valoare efectivă în raport cu celelalte armonici.

Variația distorsiunii armonice totale de curent are o formă în opoziție față de curentul produs de instalația fotovoltaică (Figura). Pornind de la expresia de definiție a distorsiunii armonice totale se poate observa că valoarea minimă a THD se obține pentru o valoare maximă a curentului injectat de instalația fotovoltaică. De remarcat că valorile maxime ale THD se înregistrează la începutul, respectiv sfârșitul perioadei de producție a instalației fotovoltaice. Acest lucru este determinat de faptul că instalația fotovoltaică abia începe să producă, respectiv își încheie producția, valoarea curentului electric de armonică fundamentală fiind foarte mic în aceste perioade. Prin urmare, pentru a obține informații utile privind impactul instalațiilor fotovoltaice asupra calității energiei electrice, folosind THD, este necesar ca aceste valori (ale

THD) să fie calculate pentru perioade în care producția sistemului fotovoltaic este cel puțin 20% din producția sa nominală. Variația distorsiunii armonice totale de tensiune (Figura) se încadrează în limitele admisibile stabilite prin standardele internaționale.

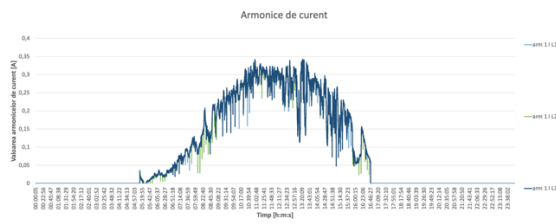


Figura 3.27 Variația curentului electric de 50 Hz pe cele trei faze în luna aprilie

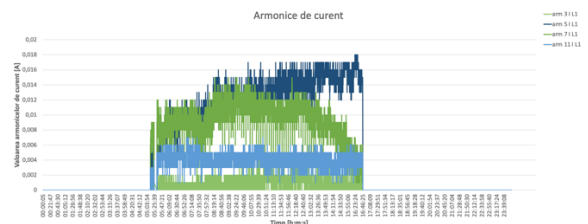


Figura 3.28 Variația valorii efective a armonicilor de curent de rang 3, 5, 7 și 11 pe faza L1 în luna aprilie

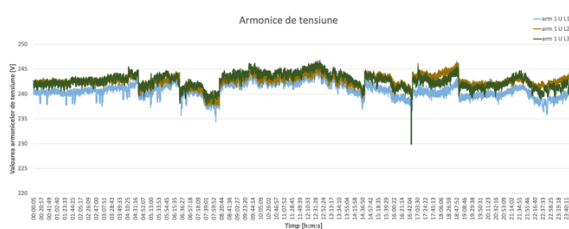


Figura 3.31 Variația tensiunii armonice de rang 1 pe cele trei faze în luna aprilie

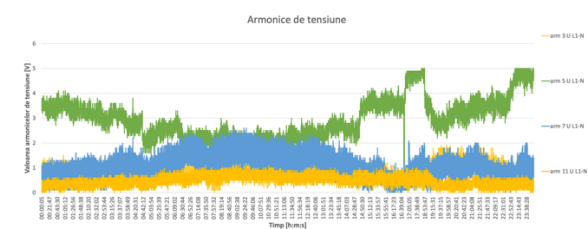


Figura 3.32 Variația valorii efective a armonicilor de tensiune de rang 3, 5, 7 și 11 pe faza L1 în luna aprilie

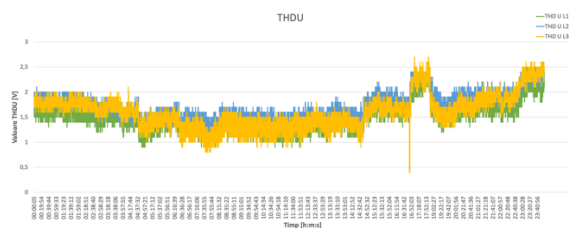


Figura 3.35 Variația distorsiunii armonice totale de tensiune pe cele trei faze în luna aprilie

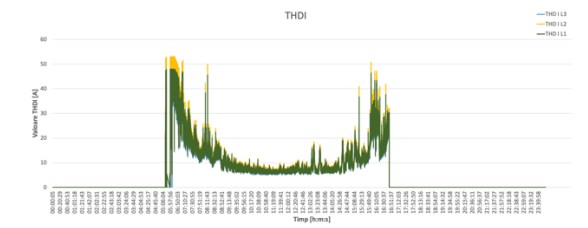


Figura 3.36 Variația distorsiunii armonice totale de curent pe cele trei faze în luna aprilie

În figurile de mai jos sunt ilustrate variațiile zilnice ale curenților electrici de frecvență 50 Hz pe cele trei faze (Figura), precum și variațiile valorilor 95% ale armonicilor de curent de rang 3, 5, 7, 11 înregistrate la punctul de interfață între rețeaua electrică inteligentă (Figura) în luna mai. În această zi se poate observa prezența unor cantități importante de nori în zona analizată. După cum se poate observa în Figura , curentul armonic de rang 1 are forma caracteristică generată de un panou fotovoltaic peste care trec nori ce alternează cu perioade de soare și cer senin. Se poate observa că după ora prânzului panoul produce mai puțin în această zi decât în cea din luna aprilie, prezentată anterior. În Figura sunt ilustrate variațiile armonicilor de curent de rang 3, 5, 7, 11. Se poate observa cum nivelul armonicilor crește în perioadele în care cerul este noros. În Figura este ilustrată variația tensiunii armonice de rang 1 pe cele trei faze. În Figura sunt prezentate variațiile valorilor armonicilor de tensiune de rang 3, 5, 7, 11. Armonicile de tensiune se încadrează în limitele acceptabile stabilite de standardele internaționale.

Aceste măsurători demonstrează că integrarea pe scară largă a unor echipamente de mare capacitate (invertoare fotovoltaice) pot determina o creștere a distorsiunii armonice de

tensiune. Studii ulterioare sunt necesare pentru a cuantifica impactul și în ce măsură acest impact va conduce la o creștere a probabilității de interferență.

Din variația THDI (Figura) se poate observa că aceasta are valori mari nu doar la începutul și la finalul perioadei de producție a instalației fotovoltaice ci și în momentele când panourile sunt umbrite, regimul deformant fiind ridicat în aceste momente. Se poate observa că pe fiecare dintre cele trei faze sunt valori extreme pentru THDI ca urmare a faptului că în aceste momente valoarea curentului electric de armonică 1 este foarte mică.

Variația distorsiunii armonice totale de tensiune (Figura) se încadrează în limitele admisibile stabilite prin standardele internaționale.

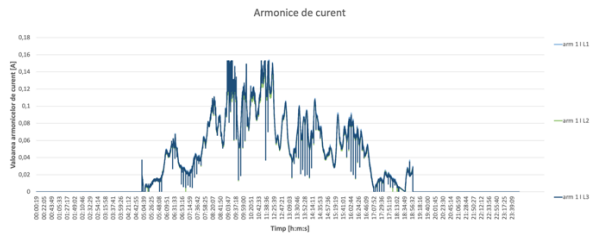


Figura 3.38 Variația curentului electric de 50 Hz pe cele trei faze în luna mai

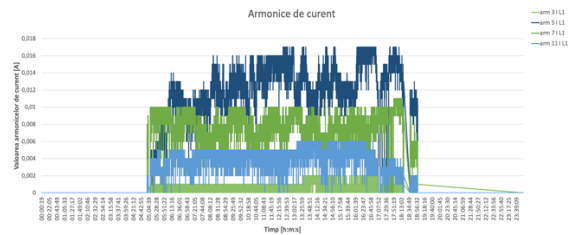


Figura 3.39 Variația valorii efective a armonicilor de curent de rang 3, 5, 7 și 11 pe faza L1 în luna mai

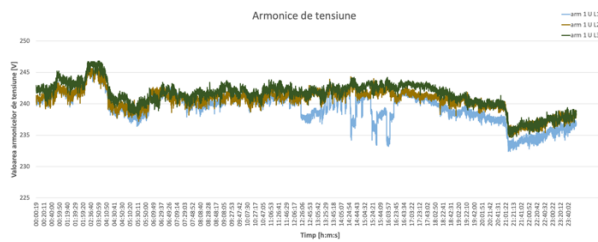


Figura 3.42 Variația tensiunii armonice da rang 1 pe cele trei faze în luna aprilie

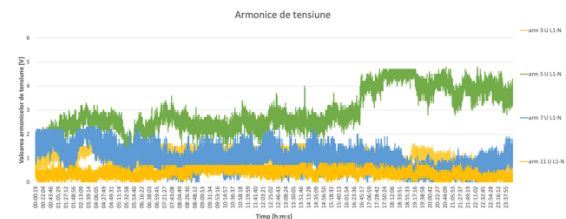


Figura 3.43 Variația valorii efective a armonicilor de tensiune de rang 3, 5, 7 și 11 pe faza L1 în luna mai

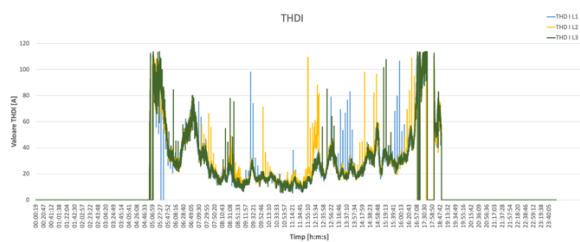


Figura 3.46 Variația distorsiunii armonice totale de curent pe cele trei faze în luna mai

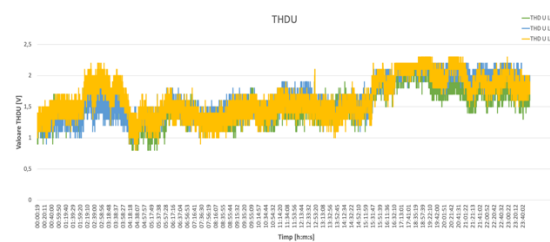


Figura 3.47 Variația distorsiunii armonice totale de tensiune pe cele trei faze în luna mai

4. Concluzii și contribuții personale

Lucrarea de doctorat intitulată „**Compatibilitate electromagnetică în structuri Smart Grid**” se înscrie în preocupările actuale ale producătorilor, distribuitorilor și consumatorilor de energie electrică pentru a găsi cele mai adecvate soluții de funcționare a rețelei electrice inteligente, la un cost minim cu nivel ridicat de calitate a energiei electrice pentru reducerea emisiilor poluante.

- O posibilitate de reducere a impactului asupra mediului, în contextul generării de energie electrică, este utilizarea resurselor distribuite, tot mai mult prezente în rețelele electrice.
- Pachetul ecologic european își propune ca până în 2050, în Europa, producția de energie electrică să se realizeze fără emisii poluante.
- Integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie afectează modul de funcționare al sistemelor electroenergetice, fiind necesare măsuri de compensare a incertitudinilor privind producția din aceste surse.
- În ultimii ani sistemele de acumulare bazate pe baterii au cunoscut o dezvoltare pe saară largă fiind integrate atât la locul de producție al energiei electrice cât și în apropierea locurilor de consum.
- Utilizarea sistemelor de stocare poate reduce costurile energiei în timpul orelor de vârf și poate menține stabilitatea rețelei de alimentare atunci când există variații ale producției din surse regenerabile de energie sau a unor situații neprevăzute de avarie.
- Necesitatea ca sistemul electroenergetic să aibă o funcționare sigură, să fie eficient energetic și durabil prin utilizarea surselor regenerabile de energie și a sistemelor de stocare, având schimburi bidirecționale de energie și de date a condus la apariția și dezvoltarea rețelei inteligente - Smart Grid.
- Dezvoltarea unui sistem energetic bidirecțional flexibil, eficient, robust, fiabil și care are în componența sa surse regenerabile de energie și sisteme de stocare a condus către rețelele electrice inteligente (Smart Grid).
- O rețea electrică inteligentă integrează eficient energetic și informatic deciziile participanților (producători și consumatori) interconectați la aceasta pentru a crește eficiența economică a rețelei electrice minimizând pierderile și crescând siguranța în alimentare, fără a periclita calitatea energiei electrice.
- Rețeaua electrică inteligentă asigură participarea activă a consumatorilor la acoperirea curbei de sarcină și permite includerea tuturor sistemelor de generare și stocare a energiei, putând face față la modificări provocate de sursele de generare (clasice și volatile) și a consumatorilor, având o flexibilitate ridicată.
- Consumatorul a fost întotdeauna în centrul liberalizării și deregularizării sectorului energetic, inițial căutând cel mai ieftin furnizor de energie electrică permițând eficientizarea economică a pieței de energie electrică.
- Odată cu liberalizarea sectorului energetic a apărut concurența între companiile de energie electrică, consumatorul putând să aleagă liber furnizorul.

- Un element de bază în sistemele de tip Smart Grid sunt consumatorii activi (prosumatorii) care consumă/produc servicii și produse. Acest tip de consumator necesită o legătură bidirecțională pentru a putea consuma și injecta energie din și în rețea.
- Contoarele inteligente instalate la consumatorii activi permit existența unei căi de comunicație bidirecționale.
- Scăderea prețurilor tehnologiilor ce realizează producerea de energie electrică și totodată creșterea nivelului de digitalizare contribuie la existența consumatorilor activi.
- Într-o rețea electrică inteligentă consumatorii activi au posibilitatea de injectare de energie electrică, provenită din surse regenerabile, în rețeaua publică.
- În cazul rețelelor electrice publice, datorită îmbătrânirii infrastructurii, creșterii consumului și limitărilor privind emisiile gaze cu efect de seră este necesară investirea în infrastructură.
- Infrastructura sistemului electroenergetic (SEE) îmbătrânește, consumul crește și limitările privind emisiile poluante ce determină închiderea anumitor centrale ce nu îndeplinesc cerințele conduc la necesitatea planificării investițiilor în linii de transport și în unități generatoare precum și în unități de stocare a energiei.
- Optimizarea investiției în unități de producere a energiei electrice și în extinderea infrastructurii de transport se realizează minimizând costurile, concomitent cu creșterea siguranței în alimentare.
- Optimizarea dezvoltării sistemului electroenergetic în prezența surselor regenerabile necesită măsuri de asigurare a adecvanței și rezilienței sistemului ținând cont de incertitudinea producției din surse regenerabile.
- Soluția optimă a modelelor matematice determină numărul optim de linii de transport necesare a fi construite și locația acestora precum și numărul de unități generatoare eoliene necesare, capacitatea acestora și locația minimizând costurile de investiție, de deconectare a consumatorilor și de asemenea costurile de generare.
- Problemele de optimizare propuse și implementate au ca scop studiul dezvoltării rețelelor Smart Grid când sunt necesare investiții în unitățile de generare și în elementele de rețea pentru alimentarea consumatorilor astfel încât să fie minimizate costurile investiție și de funcționare în prezența surselor regenerabile care au un caracter stocastic și a sistemelor de stocare a energiei electrice a căror integrare în rețelele electrice va crește semnificativ în viitori ani datorită pachetului ecologic european.
- Integrarea pe scară largă a sistemelor de mică putere necesită repartitia optimă a puterii pentru asigurarea consumului variabil care să se realizeze cu costuri minime și maximizând beneficiile ce pot fi obținute din participarea acestor rețele inteligente la piața de energie electrică.
- Analiza efectuată este realizată pe o rețea inteligentă similară cu o rețea electrică reală, situată în partea de sud-est a României, unde există condiții favorabile de vânt pentru integrarea unităților de generare eoliană.

- Au fost implementate diferite scenarii cu privire la creșterea consumului care țin cont de intensificarea electrificării la utilizatorii finali. În cazuri reale, scenariile cu o evoluție ale consumului aleator până în anul 2030 prezintă interes.
- Modelele de optimizare propuse au fost realizate în programe profesionale considerând restricțiile de investiție, de circulație de putere și de funcționare a sistemului energetic din România
- Algoritmii dezvoltate pot fi aplicate și implementate pe diferite zone de rețea cu surse regenerabile de tip instalații eoliene și sisteme de stocare.
- Necesitatea de a reduce impactul asupra mediului, existența stimulentele financiare pentru integrarea de surse regenerabile (panouri fotovoltaice), digitalizarea sectorului energetic și dorința utilizatorilor de tip campus universitar de a reduce costurile cu energia electrică a condus la apariția campusurilor „inteligente”.
- Analiza realizată în Homer Pro este destinată validării prin simulare a structurii rețelei inteligente implementată la Baza Maritimă din Constanța ce conține atât surse regenerabile cât și surse clasice ce utilizează combustibili fosili.
- Sunt analizate diferite cazuri de funcționare ale rețelei Smart Grid la variația parametrilor de intrare ceea ce ar fi aproape imposibil de realizat în practică. Rezultatele simulărilor demonstrează corecta funcționare a întregului sistem în funcționare On și Off Grid.
- Sursele regenerabile de energie conectate la rețeaua electrică prin intermediul convertoarelor produc distorsiuni armonice.
- Calitatea energiei electrice este afectată de perturbații electromagnetice din sistemul electroenergetic, precum armonice de curent și de tensiune.
- Compatibilitatea electromagnetică este cuantificată prin indicatori de calitate al căror domeniu admisibil de variație este stabilit în standardele internaționale.
- Abaterea indicatorilor de calitate a energiei electrice (distorsiunea armonică totală) față de valorile acceptate prin standarde poate determina daune consumatorilor și reducerea duratei de viață a echipamentelor.
- Evaluarea regimului nesinusoidal determinat de prezența convertoarelor se realizează cu ajutorul distorsiunii totale armonice de tensiune și de curent.
- Analiza distorsiunii curbelor de tensiune și curent electric este deosebit de importantă deoarece sistemele de transport, generare și distribuție sunt realizate pentru o formă sinusoidală a curbelor. Regimul deformant conduce la afectarea performanțelor rețelelor electrice, așadar și la afectarea calității energiei utilizate de consumatori.
- În funcționarea rețelei Smart Grid izolat de rețeaua electrică publică, perturbațiile armonice reprezintă o problemă tehnică importantă care este necesar a fi gestionată de către sistemul de management energetic local, astfel încât să nu apară interferențe cu alte echipamente iar sistemele de control să nu fie afectate.
- Distorsiunea armonică totală a curentului produs de convertoarele instalațiilor fotovoltaice este mai mare la începutul și finalul perioadei de producție, când valoarea curentului fundamental este mică.

- În perioadele cu cer noros, funcționarea convertoarelor instalațiilor fotovoltaice poate conduce la creșterea perturbațiilor armonice în special în domeniul frecvențelor înalte (supraarmonice) care pot afecta funcționarea automatelor programabile și ale sistemelor de măsurare inteligentă.

Contribuții personale

- A fost propusă și implementată problema de investiție în unități generatoare și linii de transport (Generation and Transmission Expansion Plannin Problem – G&TEP) aplicată pe o rețea electrică inteligentă similară cu o rețea electrică reală localizată în partea de sud-est a României.
- Modelul matematic a fost realizat considerând integrarea surselor eoliene în rețeaua electrică inteligentă. Se minimizează costurile de generare, costurile aferente întreruperii consumatorilor și costurile de investiție în noile elemente din rețea.
- Este utilizată abordarea stocastică, deciziile de la momentul zero sunt reprezentate de investițiile în linii de transport și unități generatoare, în timp ce deciziile de la momentul t se referă la repartitia optimă a puterii între grupurile generatoare și circulația optimă de putere.
- În cadrul problemei G&TEP sunt considerate diferite bugete de investiție în noile elemente de rețea și este reprezentată variația funcției obiectiv în cazul soluției optime pentru fiecare dintre acestea. De asemenea este prezentată construcția noilor elemente pentru fiecare buget în parte.
- Extinderea rețelei de transport ia în considerare creșterea continuă a consumului, disponibilitatea unităților de producție existente și construirea celor noi. S-au considerat trei scenarii cu privire la creșterea consumului care țin cont de utilizarea autoturismelor electrice și a echipamentelor electrice pentru utilizatorii finali. În cazuri reale, scenariile cu o evoluție ale consumului aleator până în anul 2030 prezintă interes.
- A fost propusă și implementată problema de investiție în extinderea rețelei de transport considerând sisteme de stocare a energiei (TEP + ESS) aplicată pe o rețea electrică inteligentă similară cu o rețea electrică reală localizată în partea de sud-est a României. Extinderea rețelei de transport ia în considerare creșterea continuă a consumului, disponibilitatea unităților de producție existente și construirea celor noi.
- Modelul matematic deterministic integrează sistemele de stocare cu baterii Li-Ion. Se minimizează costurile de investiție aferente construcției de noi linii de transport și sistemelor de stocare a energiei, costurile de operare ale unităților generatoare și costurile aferente deconectării consumatorilor de la rețea.
- S-a considerat soluția optimă rezultată după implementarea problemei G&TEP și consumul pe o zi de referință, astfel s-a determinat funcționarea optimă a sistemelor de stocare cât și soluția optimă privind investiția în noile elemente propuse.
- Modelele matematice propuse, G&TEP și TEP considerând sisteme de stocare a energiei, pot fi utilizate de către operatorul de transport pentru determinarea soluțiilor optime privind amplasarea de noi componente în rețele electrice existente, cât și pentru minimizarea costurilor de generare și costurile asociate deconectării consumatorilor.

- A fost propusă și implementată problema repartiției optime a puterii aplicată pe o rețea electrică inteligentă similară cu o rețea electrică reală localizată în partea de sud-est a României.
- S-a pornit de la rezultatele problemelor analizate anterior, astfel pe rețeaua inteligentă dimensionată optim conform informațiilor furnizate de analiza soluției optime s-a determinat repartiția optimă a puterii.
- S-au analizat două scenarii, în primul scenariu se analizează funcționarea sistemului în 2018, iar în cel de-al doilea scenariu, în 2030, în care este considerată posibilitatea de creștere a sarcinii necesară a fi alimentată.
- Modelul matematic prezentat poate fi aplicat de către dispecerul energetic național și poate fi modificat pentru a determina repartiția optimă a puterii în orice altă rețea electrică de transport.
- S-a propus și analizat configurația topologică a unei rețele inteligente pentru alimentarea unui campus universitar de la Baza Maritimă din Constanța, ce include spații educaționale și spații destinate acomodării studenților.
- A fost analizată funcționarea surselor regenerabile și sistemelor de stocare implementate în rețeaua inteligentă din campusul universitar.
- S-a implementat și analizat funcționarea unei rețele electrice inteligente de dimensiuni mici, o rețea electrică inteligentă reală, localizată în Constanța, la Baza Maritimă. S-au analizat diferite cazuri de funcționare a rețelei și posibilitățile de obținere a unui beneficiu monetar în urma implementării și funcționării rețelei inteligente în anumite condiții.
- S-a analizat posibilitatea de injectare în rețeaua publică a energiei electrice produse din surse regenerabile, astfel, Baza Maritimă din Constanța devine un consumator activ.
- S-a demonstrat importanța dimensionării componentelor în funcție de consumul propriu cât și optarea pentru injectarea de energie electrică în rețeaua publică.
- S-au analizat funcționarea rețelei inteligente în modul conectat la rețeaua electrică publică cât și modul de funcționare insularizat, consumatorii fiind alimentați din surse regenerabile și sisteme de stocare.
- S-a analizat posibilitatea de extindere a rețelei inteligente implementate în campusul universitar și prezentate beneficiile rezultate în urma acestei decizii.
- S-au măsurat distorsiunile armonice prezente în rețeaua electrică inteligentă, internă, a Bazei Maritime folosind sistemul de analiză a calității energiei electrice Janitza.
- S-au analizat distorsiunile armonice de curent și de tensiune în două zile de referință din două luni diferite, aprilie și mai.
- S-a analizat distorsiunea armonică totală de curent și de tensiune în condiții de cer noros ce alternează cu perioade de cer senin.
- S-au realizat modele funcționale în programele software HOMER Pro și GAMS în care au fost implementate rețele electrice inteligente pe baza informațiilor din rețele electrice existente.

Directii de dezvoltare viitoare

- simularea unor sisteme de stocare a energiei în hidrogen pentru utilizarea energiei produse din sursele regenerabile din Dobrogea;
- simularea în HOMER Pro a unui electrolizor prezent în rețeaua inteligentă de la Baza Nautică din Constanța;
- analiza consumului de energie termică și măsuri de acoperire a acestuia folosind unitățile de generare din rețeaua electrică inteligentă;
- implementarea unor sisteme de protecție a rețelei electrice inteligente funcționând insularizat pentru asigurarea electrosecurității întregului sistem;
- analiza regimului deformant determinat de diferitele instalații fotovoltaice nu doar ca amplitudine a armonicelor individuale cât și privind unghiul de defazaj al armonicelor de tensiune.;
- analiza calității energiei electrice în rețeaua electrică inteligentă din punct de vedere al nesimetriilor și supra-armonicelor;
- integrarea autovehiculelor electrice și analiza compatibilității electromagnetice în instalațiile de alimentare precum și interferența între stațiile de încărcare și celelalte echipamente perturbatoare din rețea.

Bibliografie

- [1] https://ec.europa.eu/romania/news_ro - accesat la data de 14.04.2021
- [2] N. Golovanov, H. Albert, Ș. Gheorghe, N. Mogoreanu, G.C. Lazaroiu, „Surse regenerabile de energie electrică în sistemul electroenergetic”, Ed. AGIR, București, 2015.
- [3] <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/70/energia-din-surse-regenerabile>, accesat la data de 16.04.2021.
- [4] **C. A. Sima**, M. O. Popescu, C. L. Popescu and G. Lazaroiu, "Integrating Energy Storage Systems and Transmission Expansion Planning in Renewable Energy Sources Power Systems," 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-6, WOS:000619338200029.
- [5] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the future", Power and Energy Magazine, IEEE, Vol.7, No.2, March-April 2009, pp.52-62.
- [6] M. O. Popescu, C. L. Popescu and **C. A. Sima**, "Electric Power's Seasons," 2019 11th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-4, WOS:000475904500142.
- [7] www.transelectrica.ro, accesat la data de 14.04.2021
- [8] IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads," in IEEE Std 2030-2011 , pp.1-126, 10 Sept. 2011.
- [9] H. Albert, Ș. Gheorghe, N. Golovanov, L. Elefterescu, R. Porumb, „Calitatea energiei electrice, Contribuții. Rezultate. Perspective”, Ed. AGIR, București, 2013.
- [10] <https://www.iec.ch>.
- [11] https://www.vtresearch.com/sites/default/files/julkaisut/muut/2008/Definition_of_smart_metering_and_applications_and_identification_of_benefits.pdf, accesat la data de 20.05.2021.
- [12] P. Koponen, L. D. Saco, N. Orchard, T. Vorisek, J. Parsons, C. Rochas, A. Z. Morch, V. Lopes, M. Togeby, „Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits”, European Smart Metering Alliance Project, Mai, 2008.
- [13] CSERES, K. (2018). The Active Energy Consumer in EU Law. European Journal of Risk Regulation, vol. 9, no. 2, pp. 227-244.
- [14] D. Kuiken, H.F. Más, M. Haji Ghasemi, N. Blaauwbroek, T.H. Vo, T. van der Klauw, P.H. Nguyen, „Energy Flexibility from Large Prosumers to Support Distribution System Operation—A Technical and Legal Case Study on the Amsterdam ArenA Stadium”, Energies, 2018, vol. 11, pp. 11-122.
- [15] A. Toffler, „The Third Wave” (William Morrow 1980).
- [16] www.sma.de, accesat la data de 7.04.2019.
- [17] A. Ferreira, P. Leitao, P. Vrba, „Challenges of ICT and artificial intelligence in smart grids”, 2014 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES), Oct. 2014, pp. 6-11.
- [18] B. K. Bose, „Artificial Intelligence Techniques in Smart Grid and Renewable Energy Systems—Some Example Applications”, in Proc. of the IEEE, vol. 105, no. 11, Nov. 2017, pp. 2262-2273.
- [19] B. Qela, H. T. Mouftah, „Observe, Learn, and Adapt (OLA)—An Algorithm for Energy Management in Smart Homes Using Wireless Sensors and Artificial Intelligence”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 4, Dec. 2012, pp. 2262-2272.
- [20] F. Vatra, P. Postolache, C.A. Vatra, A. Poida, „Integrarea și funcționarea centralelor eoliene și a instalațiilor fotovoltaice în sistemul electroenergetic”, Ed. SIER, București, 2012.
- [21] <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>, accesat la data de 27.05.2021.
- [22] IEEE Power&Energy Magazine, vol. 15, no. 6, Nov./Dec. 2017.
- [23] G.C. Lazaroiu, „Controlul calității energiei electrice în sistemele de distribuție”, Ed. Agir, București, 2011.
- [24] G. Hortopan, „Principii și tehnici de compatibilitate electromagnetică, Ed. Tehnică, 2005.
- [25] Notițe de curs, Electrosecuritate și compatibilitate electromagnetică, Prof. dr. ing. Mihai Octavian Opoescu, 2018, București.
- [26] T. Williams, K. Armstrong, „EMC for Systems and Installations”, Ed. Newnes, 1999.

- [27] P. F. Keebler, „Meshing power quality and electromagnetic compatibility for tomorrow's smart grid” in IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, vol. 1, no. 2, pp. 100-103, Second Quarter 2012.
- [28] www.sier.ro/Articolul_6_1_2.pdf, accesat la data de 10 decembrie 2018
- [29] O. Toledo, D. Filho, A. Diniz, "Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 506-511, 2010.
- [30] X. Tan, Q. Li, H. Wang, "Advances and trends of energy storage technology in microgrid", *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 179-191, 2013.
- [31] S.X. Chen, H.B. Gooi, M.Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142-151, 2012.
- [32] L.L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming", *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 89, no. 7, Sept. 1970, pp. 1688-1697.
- [33] S. de la Torre, A.J. Conejo, J. Contreras, "Transmission expansion planning in electricity markets," *IEEE T. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, Feb. 2008, pp. 238-248.
- [34] K. Padiyar, R. Shanbhag, "Comparison of methods for transmission system expansion using network flow and DC load flow models", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 10, no. 1, Jan. 1988, pp. 17-24.
- [35] B. Alizadeh, S. Jadid, "Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 9, Sept. 2011, pp. 948-60.
- [36] M. Rider, A. Garcia, R. Romero, "Power system transmission network expansion planning using AC model", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, no. 5, Sept. 2007, pp. 731-742.
- [37] R.A. Hooshmand, R. Hemmati, M. Parastegari, "Combination of AC transmission expansion planning and reactive power planning in the restructured power system", *Energy Conversion and Management*, vol. 55, March 2012, pp. 26-35.
- [38] **C. A. Sima**, M. O. Popescu, C. L. Popescu and V. Dumbrava, "Storage integration for optimal grid support," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Madrid, Spain, 2020, pp. 1-6.
- [39] J. Choi, T. Mount and R. Thomas, "Transmission System Expansion Plans in View Point of Deterministic, Probabilistic and Security Reliability Criteria," *Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'06)*, 2006, pp. 247b-247b, doi: 10.1109/HICSS.2006.510.
- [40] N. G. Ude, H. Yskandar, R. C. Graham, "A Comprehensive State-of-the-Art Survey on the Transmission Network Expansion Planning Optimization Algorithms", *Access IEEE*, vol. 7, pp. 123158-123181, 2019.
- [41] P. V. Pengo, G. Rebello, E. Jose de Oliveira, I. Chaves da Silva Junior, "Transmission Line Exclusion Algorithm to Solve the Expansion Planning Problem", *PowerTech 2019 IEEE Milan*, pp. 1-6, 2019.
- [42] J. Zhan, W. Liu and C. Y. Chung, "Stochastic Transmission Expansion Planning Considering Uncertain Dynamic Thermal Rating of Overhead Lines," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 432-443, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2857698.
- [43] **C. A. Sima**, G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava, G. C. Lazaroiu, C. Panait and M. Roscia, "Deterministic Approach for Generation and Transmission Expansion Planning," 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), 2018, pp. 1-6, WOS:000458100600065.
- [44] D. Sainju, R. Sinha, B. R. Pokhrel, "Static Expansion Planning of Transmission Line Using Mixed Integer Linear Programming Method", in *Proc. 2016 IEEE 6th Conference on Power Systems (ICPS)*, New Delhi, India, March 2016.
- [45] A. Capasso, A. Cevrone, R. Lamedica, L. Palagi, "A new deterministic approach for transmission system planning in deregulated electricity markets," *Int. J. Elec. Power*, vol. 73, June 2015, pp. 1070-1078.
- [46] **C. A. Sima**, M. Octavian Popescu, C. L. Popescu, M. Alexandru and G. Lazaroiu, "Increasing RESs Share Using Generation and Transmission Expansion Planning - Stochastic Approach," 2019

- 11th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-6, WOS:000475904500057.
- [47] C. A. Sima, M. O. Popescu, C. L. Popescu and G. Lazaroiu, "RESs Integration and Transmission Expansion Planning Considering Load Shedding Costs," 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019, pp. 1-6, WOS:000531166202041.
- [48] J. L. Higle, "Stochastic programming: optimization when uncertainty matters," Tutorials in Operations Research, Chapter 2, 2014, Editura Informa, pp.30-53.
- [49] C. A. Sima, G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava and M. Costoiu, "A Deterministic Approach for Generation Expansion Planning Optimization," 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2018, pp. 1-6, WOS:000458690200128.
- [50] C.A. Sima, G.C. Lazaroiu, V. Dumbrava, M. Roscia, D. Zaninelli and P. Duquenne, "Stochastic programming approach for TEP optimization considering RES integration in electricity market," Proc. 2017 Int. Conf. ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM), pp. 485-489, 2017.
- [51] C. L. Popescu and M. O. Popescu, "Life in 2030-brief presentation from the IEEE reviews," 2013 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (ATEE), Bucharest, 2013, pp. 1-4.
- [52] A.J. Conejo, L. B. Morales, S. J. Kazempour, A.S. Siddiqui, „Investment in Electricity Generation and Transmission”, Springer, 2016.
- [53] A. Soroudi, A. Rabiee, A. Keane, Stochastic real-time scheduling of wind-thermal generation units in an electric utility. IEEE Syst. J. PP(99), 1-10 (2015).
- [54] S.X. Chen, H.B. Gooi, M.Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2012.
- [55] S. A. Helal, R. J. Najee, M. O. Hanna, M. F. Shaaban, A. H. Osman and M. S. Hassan, "On optimal scheduling for smart homes and their integration in smart grids," 2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Windsor, ON, 2017, pp. 1-4.
- [56] K. Ogimi, K. Uchida, A. Yona and T. Senjyu, "Optimal operation method for DC smart-house with smart grid considering forecasted error," 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, Jeju, 2011, pp. 1126-1131.
- [57] B. Zaker and M. Mohammadi, "Probabilistic optimal operation of a smart grid including wind power generator units," Iranian Conference on Smart Grids, Tehran, 2012, pp. 1-5.
- [58] C.A. Sima, Popescu, M.O., Popescu, C.L. "Sensitivity analysis of optimal economic dispatch," (2020) UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science, 82 (2), pp. 223-236, WOS:000538186100017.
- [59] C. A. Sima, M. O. Popescu, C. L. Popescu and M. Roscia, "Optimal Operation of a Renewable Energy Power System," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-5, WOS:000550100400155.
- [60] A. Soroudi, Power System Optimization Modeling in GAMS, Ed. Springer, 2017.
- [61] H. Sharma and S. Mishra, "Hybrid Optimization Model for Smart Grid Distributed Generation Using HOMER," 2019 3rd International Conference on Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), 2019, pp. 94-99, doi: 10.1109/RDCAPE47089.2019.8979121.
- [62] Ali M. Eltamaly, Mohamed A. Mohamed, M. S. Al-Saud & Abdulrahman I. Alolah (2017) Load management as a smart grid concept for sizing and designing of hybrid renewable energy systems, Engineering Optimization, 49:10, 1813-1828.
- [63] C. A. Sima, M. O. Popescu, C. L. Popescu, M. Alexandru, L. B. Popa, V. Dumbrava, C. Panait, "Energy Management of a Cluster of Buildings in a University Campus," 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2021, pp. 1-6.
- [64] Jeslin Drusila Nesamalar, S. Suruthi, S. Charles Raja, Karthick Tamilarasu, Techno-economic analysis of both on-grid and off-grid hybrid energy system with sensitivity analysis for an educational institution, Energy Conversion and Management, Volume 239, 2021, 114188
- [65] Brahim Belmahdi, Abdelmajid El Bouardi, Simulation and Optimization of Microgrid Distributed Generation: a Case Study of University Abdelmalek Essadi in Morocco, Procedia Manufacturing, Volume 46, 2020, Pages 746-753.

- [66] H. Sharma and G. Kaur, "Optimization and simulation of smart grid distributed generation: A case study of university campus," 2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE), 2016, pp. 153-157, doi: 10.1109/SEGE.2016.7589517.
- [67] K. S. Khan, Z. Ullah, B. Khan, I. Sami, S. M. Ali and C. A. Mehmood, "Assessment of hybrid off-grid wind photovoltaic system: A case study of university campus," 2017 International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE), 2017, pp. 16-21, doi: 10.1109/ECE.2017.8248822.
- [68] M. S. Purser, Y. Kalaani and R. J. Haddad, "A technical and economical study of implementing a micro-grid system at an educational institution," 2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2015.7131781.
- [69] M. I. Muhamad, M. A. M. Radzi, N. I. A. Wahab, H. Hizam and M. F. Mahmood, "Optimal design of hybrid renewable energy system based on solar and biomass for halal products research institute, UPM," 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2014, pp. 692-696, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873876.
- [70] Kermani, M (Kermani, Mostafa); Adelmanesh, B (Adelmanesh, Behin); Shirdare, E (Shirdare, Erfan); Sima, CA (Sima, Catalina Alexandra); Carni, DL (Carni, Domenico Luca); Martirano, L (Martirano, Luigi), „Intelligent energy management based on SCADA system in a real Microgrid for smart building applications”, Renewable Energy, vol. 171, Jun. 2021, pp. 1115-1127, WOS:000637528400006, Q1.
- [71] Mohammed H. Alsharif, Rosdiadee Nordin, Mahamod Ismail, Green wireless network optimisation strategies within smart grid environments for Long Term Evolution (LTE) cellular networks in Malaysia, Renewable Energy, Volume 85, 2016, Pages 157-170.
- [72] H. Shahinzadeh, M. Moazzami, S. H. Fathi and G. B. Gharehpetian, "Optimal sizing and energy management of a grid-connected microgrid using HOMER software," 2016 Smart Grids Conference (SGC), 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/SGC.2016.7882945.
- [73] <https://www.enel.ro/enel-energie/ro/Prosumatori.html>, accesat la data de 20 aprilie 2021.
- [74] <https://www.opcom.ro/pp/home.php>, accesat la data de 20 aprilie 2021.
- [75] <https://microgridnews.com/category/events/homer-webinars/>, accesat la data de 25 februarie 2021.
- [76] <https://www.homerenergy.com>, accesat la data de 25 februarie 2021.