



Universitatea POLITEHNICA
din București

ȘCOALA DOCTORALĂ DE
INGINERIE ELECTRICĂ



REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

CONTRIBUTII PRIVIND ANALIZA CIRCUITELOR NELINIARE IN REGIM PERIODIC, ASOCIATE SISTEMELOR FOTOVOLTAICE

Doctorand: **Ing. Bogdan-Alexandru ONOSE**

Conducător de doctorat: **Prof. dr. ing. Ioan Florea HĂNȚILĂ**

BUCUREȘTI 2023

CUPRINSUL REZUMATULUI

1. INTRODUCERE ÎN SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE	4
2. STADIUL ACTUAL DE DEZVOLTARE ÎN DOMENIUL DE ANALIZĂ	4
3. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE	5
4. FACTORI DE INFLUENȚĂ A PRODUCȚIEI ENERGIE FOTOVOLTAICE	7
5. ANALIZA DEFECTELOR MODULELOR FOTOVOLTAICE	8
6. STUDIU DE CAZ - ANALIZA SOLUȚIILOR DE REPOWERING PENTRU UN PARC FOTOVOLTAIC	9
6.1 Măsurători și validarea datelor de intrare	9
6.2 Soluții de repowering pentru instalații fotovoltaice	13
6.3 Aplicarea soluției de repowering	15
6.4 Câștigul de energie după repowering	16
6.5 Indicatori financiari pentru repowering	17
7. CONCLUZII	18
BIBLIOGRAFICE SELECTIVĂ.....	20
CUPRINSUL TEZEI DE DOCTORAT	21

MULȚUMIRI

Doresc să adresez mulțumiri nemărginite domnului Prof. Dr. Ing. Florea Ioan HĂNȚILĂ, conducătorul științific al prezentei lucrări de doctorat, pentru îndrumarea și implicarea acordate cu generozitate și amabilitate atât pe parcursul perioadei de cercetare, precum și pe întreaga perioadă de elaborare a tezei de doctorat.

De asemenea, doresc să adresez mulțumiri Institutului Național de Cercetare în Inginerie Electrică ICPE-CA, pentru suportul oferit în partea de testare experimentală și validarea experimentală a rezultatelor obținute. Astfel, doresc să aduc deosebite mulțumiri colectivului Laboratorului de Sisteme Fotovoltaice, în special domnului Ion MURGESCU și domnului Ștefan-Adrian ȘONTEA pentru disponibilitate și implicare, pe toata durata acestei lucrări de doctorat.

Nu în ultimul rând, lăsând la urmă cel mai important lucru, aș dori să exprim maximă recunoștință și mulțumire familiei mele, pentru tot suportul pe care mi l-au acordat în decursul anilor de studiu pentru finalizarea acestora cu succes.

Bogdan-Alexandru Onose

1. INTRODUCERE ÎN SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE

Interesul UE de a sprijini sursele regenerabile de energie (RES) este justificat din mai multe motive, iar unul dintre acestea este dezvoltarea unui sistem energetic mai sustenabil, deoarece RES contribuie la reducerea poluanților locali și a emisiilor de gaze cu efect de seră, ceea ce ajută la atenuarea schimbărilor climatice și la îmbunătățirea calității aerului. UE are o politică pe termen lung de promovare a RES, iar de-a lungul anilor, au fost luate numeroase măsuri legislative pentru a o sprijini. În plus față de aceste politici, UE a pus în aplicare o serie de inițiative și de obiective specifice pentru pătrunderea RES în mixul energetic.

Prin crearea Planului Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC), care va sta la baza strategiei țării în acest domeniu, România a făcut deja progrese semnificative în această privință și ca urmare a recomandărilor Comisiei Europene, planul este în curs de modificare, iar România își va ridica ținta privind ponderea energiei regenerabile în consumul final brut la 30,7% până în 2030. În plus, se va acorda prioritate instalării unei capacități suplimentare de 7GW de energie regenerabilă până în 2030 [17].

Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, prevede creșterea și dezvoltarea competitivității Economiei României, calitatea vieții și protecția mediului sunt indisolubil legate de dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic

2. STADIUL ACTUAL DE DEZVOLTARE ÎN DOMENIUL DE ANALIZĂ

Conform datelor publicate de ANRE [25], în prezent există 633 unități de producere a energiei din surse fotovoltaice, din care nedispecerizabile <1MW sunt 356 CEF (cu o capacitate total instalată de 164MW) și între 1MW-5MW sunt 217 CEF (cu o capacitate total instalată de 597MW), iar dispecerizabile >5MW sunt 60 CEF (cu o capacitate total instalată de 637MW). Luând în considerare aceste elemente, am realizat o analiză a situației existente pentru centralele fotovoltaice dispecerizabile în baza datelor furnizate de Transelectrica [26], iar din cele 60 CEF dispecerizabile existente, 36 CEF au fost instalate numai în anul 2013, având până în 2021 inclusiv o vechime de 8 ani de funcționare.

În perioada 2011-2013, în România, au fost instalate echipamente în principal pe baza criteriului unic „preț cel mai scăzut”, acest lucru fiind vizibil astăzi prin prisma performanței acestor sisteme fotovoltaice. Din această cauză, am realizat o analiză globală asupra producției parcurilor fotovoltaice dispecerizabile instalate în România în 2013, acestea reprezentând peste 65% din totalul sistemelor dispecerizabile instalate până în prezent.

Rezultatele prezentate arată o performanță scăzută pentru 78% din parcurile fotovoltaice analizate, aceasta fiind pusă pe seama degradării accelerate a echipamentelor, dar nu pot fi excluse și cauze de întrerupere / nefuncționare echipamente din alte motive (întreruperile / nefuncționarea echipamentelor este de evitat în sistemele fotovoltaice).

Performanța scăzută a parcurilor fotovoltaice dispecerizabile este direct legată de veniturile acestora, mai exact pierderile care apar în urma degradării accelerate a echipamentelor, iar în unele cazuri se poate ajunge la valori semnificative.

Conform situației prezentate, există un fenomen de degradare accelerat al sistemelor fotovoltaice din România, care în principal poate apărea din două cauze majore: calitatea slabă a echipamentelor instalate și nivelului redus de mentenanță sau lipsa acesteia.

Comparând frecvența și impactul apariției problemelor legate de calitatea echipamentelor în parcurile fotovoltaice, pot spune ca modulele fotovoltaice au o influență semnificat mai mare și ca număr, cât și ca impact asupra funcționării acestor sisteme. Eficiența este esențială în funcționarea unui sistem fotovoltaic, iar simpla instalare a unui sistem fotovoltaic nu reprezintă sfârșitul poveștii: este necesară o întreținere regulată pentru a se asigura că fiecare panou solar produce cantitatea maximă de energie.

Deși sistemele fotovoltaice necesită, în general, puțină întreținere și pot funcționa fără probleme timp de ani de zile, acestea sunt totuși la bază un sistem electric, cu puține piese mobile care se uzează în timp, iar acest lucru înseamnă că operatorii trebuie să respecte cerințele legale privind inspecțiile regulate și siguranța în funcționare [27].

În general, se poate face o distincție între patru tipuri de mentenanță:

- A. mentenanță preventivă (sau planificată):** cuprinde verificări și întrețineri standard ale utilajelor conform instrucțiunilor din manualele tehnice ale acestora, având o frecvență definită, aleasă în funcție de mediul înconjurător și de clauzele de garanție ale contractului de mentenanță.
- B. mentenanță corectivă:** este intervenția care se efectuează de obicei ca urmare a constatărilor din timpul mentenanței preventive, atunci când se descoperă că un invertor nu funcționează corect.
- C. mentenanță condiționată:** datele în timp real de la sistemele fotovoltaice sunt utilizate pentru a prezice defecțiunile și/sau degradarea performanței producției de energie, precum și pentru a stabili prioritățile activităților de mentenanță și de alocare a resurselor.
- D. mentenanță reactivă:** este cea care se realizează după ce echipamentul a încetat să mai funcționeze. Aceasta diferă de mentenanța preventivă, care se realizează după un program bine prestabilit. Mentenanță reactivă (cunoscută și sub denumirea de "mentenanță la defect") este procesul de readucere a echipamentului la funcționarea normală după ce acesta a cedat.

Luând în calcul elementele prezentate în prezentul capitol, am constatat că este necesară o analiză amănunțită a degradării accelerate a sistemelor fotovoltaice din România, luând în calcul doar calitatea slabă a echipamentelor instalate.

3. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE

Principiul de funcționare a celulei solare este de conversie a energiei provenită de la soare direct în energie electrică. În cadrul acestui proces sunt folosite materiale

semiconductoare precum: siliciu, galiu arsenic, telură de cadmiu, aliaje cupru-indiu selenit. Cel mai frecvent tip de modul existent este cel cu siliciu cristalin, iar în prezent aproximativ 95% din modulele existente în toată lumea sunt de acest tip.

Celula solară tipică din siliciu cristalin este compusă din 2 învelișuri încărcate diferit, astfel că în construcția sa primul înveliș este încărcat negativ cu atomi de fosfor, iar următorul înveliș este încărcat pozitiv cu atomi de bor. Un câmp electric este astfel realizat la joncțiunea p-n, care produce separarea sarcinilor (electroni, locuri libere) activată de radiația solară.

Un circuit neliniar este un circuit electric ai cărui parametri variază în funcție de curent și tensiune. Cu alte cuvinte, un modul fotovoltaic reprezintă un circuit neliniar în care parametrii circuitului (rezistența, inductanța, capacitatea, forma de undă, frecvența etc.) nu sunt constante.

Un circuit funcționează în regim periodic dacă toți curenții și toate tensiunile sunt funcții periodice din aceeași perioadă. Dacă cel puțin un curent sau o tensiune nu este sinusoidală, se poate spune că regimul este nesinusoidal sau deformant. Acest regim apare ca un regim permanent (comportament asimptotic când $t \rightarrow \infty$) într-un circuit uzual în care toate excitațiile sunt periodice de aceeași perioadă și sunt legate la $t=0$ [29].

Pentru a realiza o modelare matematică mai precisă a modulelor fotovoltaice, a fost exemplificată schema echivalentă și ecuațiile care stau la baza modelului matematic cu o singură diodă, cu două diode și cu trei diode. Modelul cu două diode are șapte parametri necunoscuți în comparație cu cei cinci parametri ai modelului cu o singură diodă, astfel fiind preferat în analiza unui circuit echivalent în regim periodic.

Pentru a obține puteri mai mari se interconectează mai multe celule solare, cu două posibilități de conectare: conectarea celulelor solare în serie sau în paralel. În cazul modulelor fotovoltaice, celulele solare se conectează în general în serie pentru a crește valoarea tensiunii modulului, iar în cazul modulelor fotovoltaice de putere ridicată, șiruri de celule sunt conectate în paralel.

Pentru a putea compara diferitele tehnologii de celule solare sau chiar diferite tipuri de module fotovoltaice, este necesar ca această comparație să se desfășoare în condiții uniforme specificate [32]. Aceste condiții standard sunt bazate pe standardul internațional IEC 60904 și sunt următoarele [33]: valoarea radiației solare = 1000 W/m^2 , temperatura modulului = 25°C (cu o toleranță de $\pm 2^\circ\text{C}$), spectrul luminii definit (distribuția spectrului radiației solare conform IEC 60904-3) având masa aerului = 1.5

Pe scurt, curbele sunt caracterizate de următoarele 3 puncte:

- A. MPP (punctul maxim al puterii) reprezintă punctul de pe curba caracteristică la care celula solară funcționează la putere maximă.
- B. Curentul de scurt-circuit I_{SC} este cu aproximativ 5-10% mai mare decât I_{MPP} .
- C. Tensiunea în circuit deschis V_{OC} are valori de 0,5-0,6V pentru celule cristaline și 0,6-0,9V pentru celule de tip amorf.

Eficiența modului fotovoltaic este determinată de raportul dintre producția de energie electrică a unei celule solare pentru energia incidentă sub formă de radiație solară. Eficiența de conversie a energiei (η) a unei celule solare este procentul de energie solară la care celula este expus, care este convertită în energie electrică. Aceasta se calculează prin împărțirea energiei

produse de modul la punctul maxim al puterii P_{MPP} (W), la radiația primită R (W/m^2) și suprafața celulei solare S (m^2).

Pe întreaga durată de viață a echipamentelor (25 ani pentru module fotovoltaice) cantitatea anuală de energie electrică produsă variază, datorită uzurii treptate a modulelor fotovoltaice și în consecință a scăderii randamentului acestora. Marea majoritate a producătorilor de module fotovoltaice garantează produsele lor cu privire la uzura modulelor în timp și anume [34]: 10 ani pentru 90% din producție și 25 ani pentru 80% din producție.

4. FACTORI DE INFLUENȚĂ A PRODUCȚIEI ENERGIE FOTOVOLTAICE

Primul factor de influență a producției energiei fotovoltaice este reprezentat de radiația solară și opacitatea, deoarece sensibilitatea la spectrul luminos descrie intervalul lungimilor de undă în care o celulă solară funcționează cel mai eficient și influența asupra eficienței celulei solare pentru diferite valori ale radiației. În timp ce celulele solare cristaline sunt sensibile la lungimea de undă mare a spectrului radiației solare, celulele de tip film subțire utilizează intensitatea luminoasă vizibilă mai bine, iar celule solare din siliciu amorf pot absorbi lungimile de undă scurte optim [43].

Al doilea factor de influență este reprezentat de unghiul de înclinare al modulului fotovoltaic, astfel ca unghiul incident al soarelui să fie cât mai aproape de perpendicular posibil. Incidența razelor solare asupra unui modul fotovoltaic înclinat depinde de unghiul de înclinare al modulului măsurat față de orizontală β și de unghiul de elevație α .

Pe lângă unghiul de înclinare al modulelor și unghiul de incidență a soarelui, mai intervine un unghi (azimut) care afectează performanțele unui sistem fotovoltaic. Azimutul reprezintă unghiul format între direcția sud și linia perpendiculară care întâlnește modulul fotovoltaic. Se constată că pentru o variație de $\pm 5^\circ$ a azimutului, pierderea de putere nu este semnificativă, numai pentru un azimut mai mare de $\pm 25^\circ$ eficiența de captare a razelor solare scade la circa 98%.

Praful reprezintă un alt factor de influență cel mai puțin luat în seamă în cazul funcționării unui modul fotovoltaic, dar care în anumite cazuri poate avea o influență semnificativă. Pe modulele fotovoltaice în timp se vor aduna particule de praf și murdărire, iar în zonele cu trafic intens, poluare, zonele aride și cu un volum al precipitațiilor reduse, pierderile datorate stratului de murdărire de pe module poate ajunge la 10-15% [46].

Un alt factor important este temperatura, iar în cazul modulelor cu siliciu cristalin, tensiunea este afectată destul de puternic de temperatura modulului fotovoltaic, iar valoarea curentului aproape că nu se modifică odată cu modificări ale temperaturii modulelor, el crescând puțin odată cu creșterea temperaturii [47]. Pe perioada verii reducerea de putere datorată temperaturilor ridicate se poate situa și la 35% față de condițiile STC, iar pentru a reduce pierderile de putere, modulele fotovoltaice trebuie să degaje căldura în mediul ambiant cu ușurință sau să aibă asigurată o ventilație suficientă.

Un ultim factor de influență este reprezentat de umbrire, unde modulele cristaline, modulele de tip film-subțire au o toleranță sporită la umbrire, deoarece în cazul modulelor standard cu structură individuală a celulelor de siliciu umbrirea unei celule în cele mai multe cazuri conduce la limitarea sau nefuncționarea a jumătate dintr-un modul. În acest caz, se pune problema cum putem proteja o celulă fotovoltaică sau un modul fotovoltaic de efectele distructive ale umbririi parțiale sau complete.

O modalitate simplă și eficientă de a proteja celulele fotovoltaice împotriva efectelor distructive ale umbririi este conectarea unei diode de bypass peste fiecare celulă fotovoltaică a unui șir conectat în serie [51]. Implementarea diodelor de bypass ajută la păstrarea performanței șirului conectat în serie prin restricționarea tensiunii de polarizare inversă generată în orice celulă parțial umbrită și, prin urmare, reduce puterea electrică care poate fi disipată de acea celulă. Când celula este umbrită sau parțial umbrită, atunci dioda de bypass devine activă, iar celula umbrită nu mai produce energie electrică și se comportă ca o rezistență semi conductivă.

5. ANALIZA DEFECTELOR MODULELOR FOTOVOLTAICE

Se discută mult și există opinii diferite despre calitatea și performanțele modulelor fotovoltaice precum și despre durata lor de viață. Pentru a pune ordine în această dispută am luat ca referință definiția dată pentru un modul fotovoltaic defect exprimată în Subtask 3.2 Review of Failures of Photovoltaic Modules; IEA PVPS Task 13 [52]: Un modul fotovoltaic este defect dacă puterea acestuia s-a degradat ireversibil în condițiile normale de funcționare sau creează o problemă de siguranță. O problemă pur cosmetică care nu are consecințe asupra puterii sau siguranței în exploatare, nu este considerată un defect al modulului fotovoltaic

Informațiile privind defecțiunile modulului fotovoltaic sunt disponibile de la începutul anilor 1970. Conform datelor raportate de Laboratorul Național de Energii Regenerabile (NREL), cele mai frecvente moduri de degradare în modulele fotovoltaice din ultimii 10 ani au fost punctele fierbinți (33%), urmate de decolorarea panglicii (20%), spargerea sticlei (12%), decolorarea foliei EVA (10%), spargerea celulelor (9%) și degradarea indusă de potențial (PID, 8%) [54].

Modulele fotovoltaice sunt supuse, pe întreaga durată de viață, solicitărilor mecanice (în principal vânt), radiației solare, umidității, căldurii, zăpezii, grindinei, ceții saline, ploilor acide, prafului, vântului care antrenează particule abrazive etc, astfel am prezentat mecanismele de îmbătrânire precum și mecanismele de defectare ale circuitelor neliniare în regim periodic al modulelor fotovoltaice.

Principalele fenomene care apar în modulele fotovoltaice și care duc la defectarea acestora și/sau la îmbătrânire prematură sunt: degradarea puterii, corodarea contactelor electrice, spargerea celulelor, întreruperea conexiunilor între celule, de-laminarea foliei EVA, formarea bulelor de aer între celulă și folia EVA, schimbarea culorii foliei EVA și/sau foliei backsheet, urme de melc, fracturarea foliei backsheet (folia din spatele modulului), degradarea sudurii ribbon-ului (banda de interconexiune) pe celulă fotovoltaică, arderea încapsulatului și a foliei backsheet datorate arcului electric sau punctului fierbinte „hotspot”-ului, defectarea

diodelor bypass, spargerea sticlei, degradarea stratului anti-reflex al sticlei, degradarea adezivului care fixează cutia de joncțiuni, căderea ramelor de aluminul.

Factorii externi enumerați, care acționează asupra modulelor montate în CEF afectează evident toate modulele fotovoltaice. Dar degradarea puterii, pentru produsele fabricate cu materiale conforme, este sub limita de 0,8% /an [56]. Această limită este impusă de garanția de performanță a modulului fotovoltaică, oferită de toți producătorii care s-au angajat să fabrice în conformitate cu standardul IEC 61215.

Defectele apar preponderent în perioada infantilă și în perioada medie de viață. Defectele infantile apar în general datorită unor neconformități pe linia de fabricație cum ar contacte imperfecte, rame fixate neconform pe module, și care se desprind în timpul iernii, pătrunderea apei în cutia de joncțiuni și corodarea prin electroliză a contactelor terminale etc. Defectele sau uzura prematură care apare în perioada medie de viață sunt datorate în general utilizării de materiale neconforme la fabricarea produsului.

Foarte des întâlnite sunt defectele datorate foliei EVA, foliei backsheet și benzilor de conexiune a celulelor: îngălbenirea încapsulatului, corodarea benzilor, pătrunderea umezelii prin folia de protecție care provoacă corodarea prematură a conexiunilor. Centrale fotovoltaice construite în România, cu precădere cele construite în 2013, suferă în proporție foarte mare de aceste defecte [59]. Dacă în perioada medie de viață modulul respectă condițiile de garanție de produs și de performanță, probabilitatea de defectare în următorii ani este foarte mică, de aici mai departe intervine doar uzura.

Defectele modulelor fotovoltaice pot avea cauze externe sau pot fi intrinseci. Cauzele intrinseci sunt datorate materialelor neconforme și/sau procesului de prelucrare neconform a acestora. Dar toate acestea sunt generate de o supraveghere a calității deficitară pe întreaga durată a procesului de fabricație, de la aprovizionare și până la livrare.

Pot exista o serie de defecte ale modulelor fotovoltaice care provin direct din producție, iar dacă acestea nu afectează puterea nominală sau siguranța în exploatare și nici nu cauzează o accelerare a degradării puterii sau siguranței, nu sunt considerate defecte majore. Defectele din structura cristalului de siliciu sau striațiile de pe celulele fotovoltaice, cât și procese care au loc în producție, care lasă urme vizibile și pot apărea ca defect în ochii unui neavizat, dar acestea nu sunt considerate defecte.

6. STUDIU DE CAZ - ANALIZA SOLUȚIILOR DE REPOWERING PENTRU UN PARC FOTOVOLTAIC

6.1 Măsurători și validarea datelor de intrare

Studiu de caz analizat în cadrul prezentei lucrări de doctorat este bazat pe aplicarea soluțiilor de repowering pentru Parcul Fotovoltaic EVO 0,97MWp, din România, unde se urmărește readucerea performanțelor acestuia la un nivel normal, raportat la durata de viață a acestuia, în urma analizei și determinării gradului de degradare accelerată a modulelor aflate în amplasament.

Parcul Fotovoltaic EVO 0,97MWp, construit în anul 2014, este alcătuit din 3.960 module fotovoltaice de 245Wp/buc (6 șiruri x 22 module conectate în serie), conectate la 30 invertoare de 28,6kW/buc.

Luând în calcul numărul semnificativ de invertoare din componența Parcului Fotovoltaic EVO, am analizat evoluția energiei produse pe o perioadă de 2 săptămâni din luna martie a anului 2022. Analiza s-a bazat pe compararea energiei totale în c.c. la intrarea în invertoare, pentru aceleași condiții climatice și de radiație solară, pentru evidențierea invertoarelor cu performanțe scăzute. Am constatat că există o variație de circa 5,4% între energia furnizată de module către invertoarele Parcului Fotovoltaic EVO, în condițiile meteo zilnice identice, astfel că nu am regăsit un tipar având fie energia constant mai mică, fie energia constant mai mare.

Pentru a rafina analiza grupului de invertoare din echiparea Parcului Fotovoltaic EVO, am selectat un număr de 3 zile cu condiții atmosferice stabile și radiație solară optimă (peste 800W/m²), pentru a putea compara energia furnizată de modulele fotovoltaice pe fiecare din intrările invertoarelor la condiții STC, astfel, am putut identifica variațiile de energie între intrările de c.c. ale invertoarelor, cât și diferențele între cele 2 MPPT-uri ale aceluiași inverter, cu o frecvență de comparare de 15 minute.

Pe lângă analiza fiecărui inverter, am realizat și compararea valorilor medii a energiei furnizată de modulele fotovoltaice în c.c. pe toate MPPT-urile existente în Parcul Fotovoltaic EVO, iar în urma analizei realizată, am centralizat invertoarele cu o variație mai mare de 2% între MPPT1 și 2, în vederea identificării cauzelor acestor variații în etapa de realizarea a măsurătorilor în Parcul Fotovoltaic EVO. Astfel, au fost identificate 4 invertoare cu o variație mai mare de 2% și 2 invertoare cu o variație mai mare de 3% între MPPT1 și 2.

Trecând de la analiza datelor istorice, la efectuarea de măsurători reale în amplasament și laborator, a fost definită o metodologie de măsurare a caracteristicii neliniare I-V. În prezent, există zece standarde, nouă din seria 60904 și unul 60891, aplicabile componentelor și proceselor implicate în măsurarea caracteristicii pentru circuitele neliniare echivalente ale modulului fotovoltaic [65], acestea elemente sunt transpuse în normele europene prin intermediul Comitetului European de Standardizare Electrotehnică CENELEC [66] și apoi la standardele naționale.

În acest context, standardul IEC 60904-9 definește o metodă de clasificare a simulatoarelor solare, care include trei indicatori de calitate. Furnizorii de simulatoare solare pentru măsurarea puterii fotovoltaice trebuie să specifice clasa respectivă pentru fiecare indicator. În prezent, simulatoarele solare din clasa AAA sunt disponibile comercial, acestea fiind calificate de părți independente.

Pentru măsurarea caracteristicii neliniare curent-tensiune (I-V) a circuitului echivalent pentru modulele fotovoltaice din Parcul Fotovoltaic EVO, am utilizat infrastructura existentă din cadrul Laboratorului de Sisteme Fotovoltaice (PVLAB) al INCDIE ICPE-CA. Laboratorul de Sisteme Fotovoltaice (PVLAB) este acreditat RENAR nr. LI 1228 din 2020 pentru realizarea măsurătorilor în amplasament în lumină naturală și în laborator în lumină solară simulată.

Din lista invertoarelor cu variație mai mare de 2% a energiei între MPPT 1 și MPPT 2, am realizat măsurători în amplasament pentru INV 8, 11, 22, 23 și 26, cât și pentru cele cu o

variație mai mare de 3% aferente INV 12 și 27. Măsurătorile în amplasament au fost efectuate pentru fiecare șir de module fotovoltaice pentru a vedea dacă există variații între acestea și a putea identifica eventualele defecte în scopul realizării unei inspecții mai amănunțite la nivel de modul fotovoltaic, prin prioritizarea șirurilor cu probleme.

Din analiza măsurătorilor în amplasament a celor 7 invertore selectate în raportul preliminar, pentru care a fost determinată o variație mai mare de 2%, respectiv 3% a energiei între MPPT 1 și MPPT 2, am realizat o clasificare a acestora în funcție de valoarea medie de degradare a modulelor pe fiecare inverter. În baza acestei clasificări, au fost eliminate INV 8 și INV 22, deoarece performanța acestora a fost cauzată de factori externi.

Tabel 0-1 Clasificarea valorilor măsurate în amplasament pentru invertore

Denumire inverter	Valoare medie de degradare module / inverter măsurată	Cauze identificate în urma măsurătorilor
INV 8	-14,22%	Umbrire datorată vegetației
INV 11	-14,38%	Performanțe scăzute ale unor module din șir
INV 12	-14,87%	Performanțe scăzute ale unor module din șir
INV 22	-16,01%	Modul cu suprafața de sticlă crăpată
INV 23	-12,74%	Performanțe scăzute ale unor module din șir
INV 26	-15,29%	Performanțe scăzute ale unor module din șir
INV 27	-12,07%	Performanțe scăzute ale unor module din șir

Pentru verificarea măsurătorilor realizate în amplasamentul Parcului Fotovoltaic EVO, în vederea aplicării soluțiilor de repowering, am executat și măsurători în laborator pentru un număr limitat de module fotovoltaice. Măsurarea în laborator caracteristicilor curent-tensiune (I-V) a modulelor fotovoltaice în lumină simulată, am realizat-o conform procedurii din standardul SR EN 60904-1, art. 4.2. Măsurări în lumină simulată.

Am selectat 6 module fotovoltaice de la INV 26 din Parcului Fotovoltaic EVO, iar încercările au fost realizate cu Simulatorul solar Pasan HighLIGHT LMT, clasa A+. Rezultatele arată atât curba reală curent-tensiune (I-V) a modulelor fotovoltaice testate cât și valorile parametrilor principali ce caracterizează un modul fotovoltaic. Valorile rezultate pentru patru module fotovoltaice au arătat valori între 209-210W pentru fiecare modul testat, iar două dintre acestea au avut valori de 167W și 155W.

Din măsurătorile realizate în laborator pentru modulele fotovoltaice selectate din Parcul Fotovoltaic EVO, am confirmat în primul rând rezultatele măsurătorilor din amplasament și am determinat gradul real de degradare / îmbătrânire accelerată a modulelor fotovoltaice, aflând puterea reală a acestora.

A fost calculat factorul de umplere pentru fiecare modul fotovoltaic măsurat, iar acesta este în esență o măsură a eficienței unui modul fotovoltaic, iar cu toate acestea, abaterea de la valoarea așteptată sau modificările factorului de umplere pot oferi un indiciu dacă este prezentă o defecțiune.

Utilizând softul de simulare fotovoltaic - PVSyst, am realizat o estimare a producției de energie, pentru anul 7 de funcționare al Parcului Fotovoltaic EVO, pe un singur inverter, lucru

ce mă ajută să evidențiez câștigul de energie în cazul implementării soluției de repowering propuse. Astfel, conform fișei tehnice a modulelor fotovoltaice Risen, producătorul garantează o degradare a puterii inițială, survenită în primul an de 3% din cauza fenomenului de degradare indus de lumină „LID”, iar în anul 12 degradarea maximă a puterii trebuie să fie până la valoarea de 90%, rezultând o limită medie liniară de degradare pornind de la anul 1 până la anul 12, ca având o valoare medie acceptată de producător a degradării puterii pentru modulele fotovoltaice de 0.63%/an.

În urma simulării realizate a rezultat că fiecare invertor din echiparea Parcului Fotovoltaic EVO ar trebui să livreze în rețea o cantitate de energie egală cu 40.851 MWh/an, luând în calcul media valorilor de radiație din ultimii 20 de ani. Această cantitate de energie reprezintă valoarea fără a aplica factorul de degradare de 7.4% aferent celor 7 ani, de unde am calculat valoarea de referință de 37.824MWh/an/invertor pentru Parcul Fotovoltaic EVO în anul 7 de funcționare. Din analiza datelor istorice de energie livrată în rețea a Parcului Fotovoltaic EVO, valoarea pentru anul 7 de funcționare a fost în medie de 35.019 MWh/an/invertor, de unde rezultă o medie de 2.805MWh/an/invertor energie pierdută prin degradarea accelerată a modulelor fotovoltaice. Această energie poate fi recuperată total sau parțial prin aplicarea soluțiilor de repowering adecvate.

La inspecția Parcului Fotovoltaic EVO am descoperit că un număr semnificativ de panouri prezentau un grad avansat de degradare deși erau instalate din 2014. Aproximativ 80% din panouri prezentau o schimbare a culorii benzii centrale de conexiune între celule (bandă de cupru acoperită cu aliaj Sn-Pb) iar aproximativ 3% dintre acestea prezentau arsuri ale foliei din spatele panoului (folia backsheet). Cauza fenomenului prezent în Parcul Fotovoltaic EVO, dovedită ulterior prin analiza detaliată a modulelor fotovoltaice selectate pentru măsurători în laborator, este corodarea benzilor de interconexiune a celulelor fotovoltaice sub acțiunea acidului acetic care se formează prin reacția dintre compuși ai foliei încapsulante EVA (etilen-vinil-acetat) și vaporii de apă care pătrund prin folia backsheet.

În urma analizei, am tras concluzia că acest proces de degradare a rezistenței de contact, este lent și are loc atunci când corodarea, produsă de acidul acetic, se face în spatele benzii, în zona contactului electric cu celula. Toate modulele fotovoltaice măsurate au puteri sub 210W, ceea ce înseamnă o degradare a puterii de minim 11.2%., de unde rezultă o rată de degradare a puterii este 1.6%/an. Valoarea de 1.6%/an a ratei de degradare a puterii pentru Parcul Fotovoltaic EVO este mai mult decât dublă față de valoarea maximă admisă de 0.63%/an validată prin simulare, pentru respectarea condiției de performanță a modulelor fotovoltaice conform fișei tehnice.

Dacă luăm în calcul valoarea de creștere anuală liniară a ratei de 0.63% ajungem ca după 20 de ani exploatare modulele fotovoltaice din echiparea Parcului Fotovoltaic EVO să prezinte o putere maximă de 129Wp, ceea ce ar însemna 52% din puterea inițială. în loc de 80% cât a fost garantată la livrare.

6.2 Soluții de repowering pentru instalații fotovoltaice

Repoweringul este procesul de înlocuire a modulelor fotovoltaice (PV) defecte și/sau a modulelor care prezintă o degradare prematură a puterii cu module fotovoltaice noi, dar de același tip și cu puteri nominale egale cu puterea nominală a modulului original. Cel mai comun motiv tehnic pentru repowering este așa-numita degradare a puterii modulelor, ce produce în timp, pentru fiecare modul o pierdere a puterii acestora. Puterea nominală a unui modul fotovoltaic este puterea pe care acesta o are înscrisă pe etichetă și în fișa tehnică a sa, aceasta se mai numește și putere de vârf deoarece reprezintă puterea măsurată în condițiile standard de referință STC.

Repowering poate însemna înlocuirea sau rearanjarea parțială a modulelor sau înlocuirea invertoarelor. astfel încât să readucem sistemul fotovoltaic la parametrii inițiali de la momentul punerii în funcțiune. Indiferent de nivelul modificărilor aduse, obiectivul general al repowering-ului este de a spori performanța a sistemului existent, aducându-l la parametrii din momentul punerii în funcțiune.

Înlocuirea sau rearanjarea modulelor fotovoltaice cu defecte majore poate fi decisă numai în baza inspecției vizuale în amplasament, a analizei funcționării modulelor fotovoltaice cu camera de termoviziune și prin realizarea unei campanii amănunțite de măsurători fie în amplasament, fie în laborator.

Pentru invertoare, o soluție rapidă de repowering o reprezintă realizarea unei mentenanțe corective prin verificarea și actualizarea versiunii de soft utilizate de acestea. O altă soluție ar fi înlocuirea invertoarelor cu performanțe scăzute (identificate în urma unei campanii de verificare a invertoarelor pe c.a. și c.c.), sau în baza unei analize istorice a defectelor. pentru a descoperi care au avut frecvența de defect mai mare.

Pentru a putea lua în calcul varianta de rearanjare a modulelor fotovoltaice, trebuie evidențiată importanța pierderilor de „mismatch” (MML). Pierderile de nepotrivire „mismatch” sunt cauzate de interconectarea celulelor sau a modulelor fotovoltaice, care nu au proprietăți identice sau care funcționează în condiții diferite. Pierderile de nepotrivire sunt o problemă gravă deoarece puterea întregului modul fotovoltaic este determinată și limitată de celula solară cu cea mai mică putere.

Nepotrivirea în modulele fotovoltaice apare atunci când parametrii electrici ai unei celule solare sunt semnificativ modificați față de cei ai celorlalte celule solare cu care este conectată aceasta. Impactul și pierderea de putere din cauza nepotrivirii depinde în principal de punctul de funcționare al modulului fotovoltaic, de configurația circuitului și de parametrul (sau parametrii) care sunt diferiți de restul celulelor solare.

Cercetările fenomenului MML au fost realizate în principal prin utilizarea uneia dintre cele două metode: (I.) comparația dintre puterea maximă ideală a unui șir fotovoltaic cu puterea maximă reală, calculată prin sintetizarea progresivă a curbilor I-V ale modulelor înșiruite până în final când se ajunge la șirul de module fotovoltaic complet; (II.) estimări MML ale șirurilor modulelor fotovoltaice, compuse din module cu caracteristici I-V cunoscute sau generate statistic.

În cazul înlocuirii modulelor fotovoltaice, aceasta se realizează numai în urma campaniei de măsurători a modulelor fotovoltaice și a determinării caracteristici I-V a acestora, rezultând cu exactitate câte module fotovoltaice trebuie înlocuite pentru fiecare șir în parte. Se vor prioritiza în special modulele fotovoltaice din șirurile conectate la invertoarele cu producție semnificativ mai mică, se vor identifica modulele fotovoltaice cu defecte, urmând înlocuirea lor cu unele noi sau unele având parametrii optimi de funcționare.

Determinarea soluției optime de echipare a Parcului Fotovoltaic EVO are la bază pe de o parte oportunitatea integrării unei soluții noi și avansate de creștere a producției de energie electrică fotovoltaică prin rearanjarea sau înlocuirea modulelor fotovoltaice și pe de altă parte studierea comportamentului modulelor fotovoltaice analizate în condițiile amplasamentului propus.

În baza valorile rezultate din măsurătorile realizate în amplasament și laborator, am realizat clasificarea modulelor fotovoltaice în trei categorii principale, și anume:

- I. Module fotovoltaice cu o degradare a puterii semnificativă (peste 10%), cu mult sub limita de performanță corespunzătoare anilor de funcționare sau defecte care pun în pericol funcționarea acestora și/sau a șirurilor
- II. Module fotovoltaice cu o degradare medie a puterii, la limita unui nivel acceptabil de degradare și care nu prezintă defecte vizuale
- III. Module fotovoltaice cu o degradare minimă, care au puterea de ieșire în limita normală de degradare

Pentru a defini cea mai bună soluție de repowering pentru Parcului Fotovoltaic EVO, am propus următoarele modalități pentru repowering:

- Pentru modulele fotovoltaice din categoria I: soluția de repowering este de înlocuire a acestora cu unele noi de putere similară puterii nominale la momentul înființării Parcului Fotovoltaic EVO și instalarea lor pe șiruri dedicate de module fotovoltaice noi.
- Pentru modulele fotovoltaice din categoria II și III: soluția de repowering este de a le rearanja în șiruri cu puteri egale după o selecție prealabilă, pentru a maximiza performanțele șirurilor de module fotovoltaice, prin minimizarea pierderilor de nepotrivire dintre modulele fotovoltaice.

Analizând toate măsurătorile efectuate în amplasament, am definit o soluție optimă de repowering pentru Parcul Fotovoltaic EVO, prin structurarea acesteia în trei direcții principale de acțiune conform Tabel 0-1.

Tabel 0-1 Soluția optimă de repowering pentru Parcul Fotovoltaic EVO

A.	Păstrarea configurației actuale pentru invertoarele cu producție de energie normală (degradarea puterii în limite normale)	5 invertoare	660 module fotovoltaice
B.	Rearanjarea modulelor fără defecte (degradarea puterii în limite normale și defecte medii / minore)	10 invertoare	1320 module fotovoltaice

C.	Înlocuirea modulelor pentru invertoarele cu producție de energie scăzută (degradare accelerată și defecte majore)	15 invertoare	1980 module fotovoltaice
	Număr total invertoare Parcul Fotovoltaic EVO	30 invertoare	3960 module fotovoltaice

Soluția optimă de repowering în cazul Parcului Fotovoltaic EVO, este de înlocuire a modulelor fotovoltaice pentru invertoarele cu producție de energie scăzută și rearanjarea modulelor pentru restul de invertoare.

6.3 Aplicarea soluției de repowering

Pe baza rezultatelor obținute după analiza datelor măsurate pentru cele 7 invertoare, am definit un procedeu de validare a soluției de repowering prin identificarea unui pilot pentru Centrala Fotovoltaică EVO. Astfel, **procedeul de validare pilot reprezintă alegerea a 2 invertoare: unul cu performanțele cele mai bune și unul cu cele mai slabe (în cazul de față INV27 și INV26)**, pentru aplicarea fizică a soluției de repowering pe acestea și determinarea câștigului real de energie pentru fiecare caz în parte, astfel:

- i. INV 26 – având valoarea cea mai mare a degradării, pentru acesta am propus înlocuirea tuturor modulelor fotovoltaice cu unele noi.
 - ii. INV 27 – având valoarea cea mai mică a degradării, dar totuși diferențe destul de mari între șiruri, pentru acesta am propus înlocuirea doar a modulelor fotovoltaice cu performanță scăzută determinate în baza măsurătorilor de teren.
- i. Prin înlocuirea completă a modulelor fotovoltaice la INV 26, cu module noi având performanțe similare cu cele inițiale, puterea acestuia a fost readusă la valorile inițiale, reducându-se astfel degradarea puterii măsurată având valoarea de -15,29%.
- ii. Pentru a determina modulele cu performanță scăzută aflate în componența șirurilor INV 27, am derulat o amplă campanie de măsurători a fiecărui modul din fiecare șir. Astfel, pentru înlocuirea modulelor cu performanță scăzută am folosit module fotovoltaice tot din Parcul Fotovoltaic EVO, mai exact de la INV 26, inverter la care am înlocuit complet modulele fotovoltaice. Toate modulele fotovoltaice înlocuite de la INV 26 au fost măsurate, iar cele cu parametrii corespunzători au fost salvate ca module de rezervă.

În baza măsurătorilor realizate în amplasament pentru INV 27, am identificat modulele fotovoltaice cu probleme și am înlocuit un număr de 12 module fotovoltaice cu module utilizate anterior în Parcul Fotovoltaic EVO la INV 26, inverter în care am înlocuit complet și salvat modulele fotovoltaice având parametrii corespunzători.

Prin înlocuirea modulelor cu performanțe scăzute, am obținut un spor de putere de 477W (aproximativ 25,2% în plus față de modulele înlocuite) pentru INV 27, ceea ce se poate corela cu un câștig de putere egal cu 2,4 module fotovoltaice cu performanțele actuale ale celor care echipează în prezent Centrala Fotovoltaică EVO.

În vederea aplicării soluției de repowering pentru Parcul Fotovoltaic EVO, prin rearanjarea modulelor fotovoltaice fără defecte a fost selectat INV27, deoarece acesta a fost supus unei campanii de măsurători amănunțite pentru fiecare modul fotovoltaic pe toate cele 6 șirurile conectate la acesta. Pentru invertorul menționat am selectat șirurile 1 și 6, unde am constatat o dispersie semnificativă a parametrilor I_{sc} , V_{oc} și P_m pentru ambele șiruri ale INV 27 măsurate și am determinat pierderile de dispersie pentru fiecare.

Am analizat dispersiile rezultate, din care am concluzionat că nu există o calitate constantă a modulelor, astfel metoda prin care se poate ridica puterea șirurilor constă în rearanjarea modulelor fotovoltaice astfel încât pe fiecare șir să existe module cu parametrii I_{sc} , V_{oc} și P_m sensibili egali sau puterea să difere cu cel mult 4W. Astfel, prin rearanjare se elimină pierderile de nepotrivire și crește eficiența parcului, prin creșterea producției de energie. Ca metodă de lucru, am propus selectarea perechilor de module după caracteristica I-V și am rearanjat modulele fotovoltaice din șirul 1 și 6 ale INV27, în ordine crescătoare a valorii puterii măsurate pentru fiecare modul în parte.

După realizarea fizică a regroupării modulelor fotovoltaice pe șirurile INV27 pe perechi, se va realiza o verificare a dispersiei parametrilor I_{sc} și V_{oc} între modulele aceluiași șir nou format. Rolul acestei acțiuni este de a evita dispersia parametrilor I_{pm} și V_{pm} între module fotovoltaice care ar duce la dispersia punctelor P_m măsurată în șir și implicit la pierderi de putere.

Modulele cu abateri mari de la media valorilor parametrilor menționați, din fiecare grupa de valori formate după rearanjare, se verifica dacă au defecțiuni. Fiecare parametru I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} și V_{mp} indică prin abaterea sa de la valorile nominale un posibil defect care trebuie detectat și analizat. Grupele noi formate de module se vor împărți în șiruri de câte 22 de bucăți, se vor monta pe structurile metalice existente, se vor conecta între ele și se vor lega la invertoare, formând astfel noile șiruri optimizate.

Pentru determinarea pierderilor de nepotrivire (MML) în cazul Parcului Fotovoltaic EVO, am selectat valorile de interes I_{mp} și U_{mp} pentru șirul 6 aferent INV27. Pentru șirul 6 de la invertorul 27 pierderile MML sunt 2.6%, iar conectarea în paralel a celor 6 șiruri aferente invertorului nu modifică semnificativ pierderile MML, având dispersia tensiunii V_{pm} în șirul 6 cu o valoare mică.

6.4 Câștigul de energie după repowering

După aplicarea procedurii de validare pilot pentru soluția de repowering pe INV 26 și INV 27, am extrapolat valorile rezultate din măsurători pentru aplicarea soluției optimizate, pentru a determina câștigul de energie la nivelul întregului Parc Fotovoltaic EVO. Am pornit prin a analiza istoricul energiei livrate în rețea de Parcul Fotovoltaic EVO și am calculat o valoare medie a energiei livrată în rețea de 35.019MWh/an/invertor, valoare considerată constantă pentru cele 5 invertoare în care nu a fost intervenit, conform soluției optimizate de repowering aplicată Parcului Fotovoltaic EVO.

Pentru cele 10 invertoare în care am propus eliminarea pierderilor MML, chiar și după rearanjarea modulelor fotovoltaice pe șiruri va mai exista o mică valoare a pierderilor MML, aceasta fiind considerată de 0,2%, astfel ajungem la o valoare medie a energiei livrată în rețea

de 36.734MWh/an/invertor. Această valoare reprezintă un **câștig de 4,7% prin aplicarea soluției de repowering de rearanjare a modulelor fotovoltaice din Parcul Fotovoltaic EVO** pentru eliminarea pierderilor MML.

Pentru cele 15 invertoare în care am propus înlocuirea modulelor fotovoltaice cu unele noi având caracteristici similare, am considerat valoarea medie a energiei livrată în rețea de 40.851MWh/an/invertor, fiind cea rezultată din măsurarea INV26 după aplicarea soluției de repowering. Această valoare reprezintă un **câștig de 14,3% prin aplicarea soluției de repowering de înlocuire a modulelor fotovoltaice din Parcul Fotovoltaic EVO** cu unele noi având specificații similare.

În final, am extrapolat datele obținute la nivelul întregului parc și a rezultat valoarea **câștigului de energie de 104.65MWh/an pentru Parcului Fotovoltaic EVO**, prin aplicarea soluției optimizate de repowering, reprezentând un **câștig total combinat de 9,9% energie** pentru Parcul Fotovoltaic EVO.

6.5 Indicatori financiari pentru repowering

Principalul obiectiv al analizei financiare este de a calcula indicatorii de performanță financiară a proiectului (profitabilitatea sa). Analiza se efectuează prin metoda cost - beneficiu, cu luarea în considerare a tehnicii actualizării. În cadrul analizei financiare sunt determinate cheltuielile și veniturile pe întreaga perioadă de analiză. Proiectul este considerat rentabil pentru VAN pozitiv, RIR mai mare decât rata de actualizare luată în calcul și IP supraunitar.

Analiza cost-beneficiu financiară a fost realizată luând în calcul următoarele premise:

- ✓ Rata de actualizare financiară luată în considerare este de 5%, conform ultimelor reglementări ale Comisiei Europene pentru proiecte din domeniul energiei;
- ✓ Valoarea investiției (fără TVA) propusă a fi realizată este de 99,00 mii EUR, reprezentând surse proprii;
- ✓ Costurile anuale de operare nu au fost luate în considerare, deoarece soluția de repowering a Parcului Fotovoltaic EVO nu aduce costuri suplimentare de operare față de situația existentă;
- ✓ Prețul energiei electrice a fost calculat pornind de la o valoare a contractului bilateral încheiat de beneficiar în anul 2021 de 325 Lei/MWh (65,66 EUR/MWh), la care s-a aplicat un coeficient de indexare ce ține seama de prognozele și informațiile oficiale furnizate de ANRE;
- ✓ Veniturile aferente realizării investiției sunt constituite din vânzarea energiei electrice câștigată față de situația în care nu se implementa soluția de repowering în parcul Fotovoltaic EVO. Veniturile anuale au fost determinate doar pentru cantitatea de energie electrică livrată suplimentar;

Rezultatele analizei financiare se constată că proiectul este rentabil, pe baza indicatorilor financiari determinați pentru soluția de repowering aferentă Parcului Fotovoltaic EVO, astfel:

- ✓ Valoare Actualizată Netă - 97,37 mii Eur

- ✓ Rata Internă de Rentabilitate - 14,2 %
- ✓ Indicele de profitabilitate - 2,03
- ✓ Termenul de recuperare – 7,4 ani

În cadrul analizei de sensibilitate se determină modul de variație a indicatorilor de eficiență venitul net actualizat și rata internă de rentabilitate la modificarea unor parametri critici. În baza rezultatelor obținute, am determinat că parametrul “valoarea de investiție” nu este CRITIC, pe când Parametrul “valoarea energiei livrată în rețea” este CRITIC, deoarece valoarea actualizată netă și rata internă de rentabilitate variază cu mai mult de 1% la o variație a valorii energiei livrată în rețea de $\pm 1\%$.

7. CONCLUZII

Lucrarea se încadrează în direcția de cercetare inițiată de Prof. Dr. Ing. Florea Ioan HĂNȚILĂ, vizând realizarea de contribuții semnificative pentru analiza circuitelor neliniare în regim periodic, asociate sistemele fotovoltaice. Unele rezultate ale cercetării obținute în cadrul lucrării de doctorat, au fost utilizate în cadrul proiectelor naționale, prezentate în cadrul manifestărilor științifice sau publicațiilor științifice.

Contribuția personală originală a autorului lucrării de doctorat include:

C.2.1. Realizarea studiului privind factorii principali de influență a producției de energie electrică din surse fotovoltaice, prin identificarea, catalogarea și determinarea influenței acestora în funcționarea de zi cu zi a elementelor principale ale unui sistem fotovoltaic. Am ținut cont de toți factorii identificați și influența acestora, în realizarea analizei detaliate a Parcului Fotovoltaic EVO.

C.2.2. Realizarea studiului privind defectele sistemelor fotovoltaice, de la modul de apariție a acestora, continuând cu identificarea și catalogarea acestora în funcție de cauzele principale, iar în final am evaluat cauzele de apariție ale acestora în corelare cu tipul factorilor existenți. Identificarea corectă și modul de apariție a defectului în sistemele fotovoltaice stă la baza repowering-ului fotovoltaic.

C.2.3. Elaborarea unui plan detaliat de analiză privind datele istorice disponibile pentru Parcul Fotovoltaic EVO în vedea identificării situației reale privind energia produsă de acesta. Am analizat componentele cu performanțe scăzute, din perspectiva comparării datelor de putere și energie înregistrate la cele 30 de invertoare, inclusiv variația acestora între MPPT 1 și 2, pentru a realiza ordonarea în funcție de valorile înregistrate și a stabili prioritățile pentru analiza detaliată din amplasament.

C.2.4. Măsurarea modulelor fotovoltaice selectate în cadrul analizei pentru determinarea parametrilor principali ai acestuia și caracteristici neliniare I-V. Măsurătorile au fost realizate atât în amplasament cât și în laborator, cu respectarea condițiilor de testare a modulelor fotovoltaice din standardele de specialitate. Rezultatele măsurătorilor arată situația reală a degradării modulelor fotovoltaice din Parcul Fotovoltaic EVO.

C.2.5. Realizarea studiului privind soluțiile de repowering aferente instalațiilor de sisteme fotovoltaice, cu analiza componentelor principale pentru care se poate realiza repowering. Am analizat modalitățile de aplicarea a soluțiilor de repowering existente în funcție

de limitările acestora cât și de situația reală a Parcului Fotovoltaic EVO determinată pe baza analizei datelor istorice de producție.

C.2.6. Identificarea soluției optimizate pentru repowering fotovoltaic prin utilizarea a trei direcții principale de acțiune, pentru optimizarea tehnico-economică în vederea aplicării acesteia în cazul Parcului Fotovoltaic EVO. Am definit un procedeu de validare pilot, prin alegerea a 2 invertoare: unul cu performanțele cele mai bune și unul cu cele mai slabe (în cazul de față INV27 și INV26), pentru aplicarea fizică a soluției de repowering pe acestea și determinarea câștigului real de energie pentru fiecare caz în parte

C.2.7. Implementarea procedurii de validare pilot pentru soluția de repowering fotovoltaic în Parcul Fotovoltaic EVO prin aplicarea metodologiei propuse. Am aplicat soluția optimizată de repowering prin rearanjarea modulelor la INV 27 pentru reducerea pierderilor de nepotrivire (MML), în vederea minimizării pierderilor prin rearanjarea modulelor fotovoltaice pe fiecare șir și am calculat valoarea acestor pierderi.

C.2.8. Determinarea câștigului de energie după aplicarea procedurii de validare pilot pe soluția de repowering definită pentru fiecare din cele 2 invertoare selectate. Rezultatele au fost extrapolate prin aplicarea soluției optimizate de repowering pe baza celor 3 direcții principale definite, calculând astfel câștigul de energie pentru întregul Parc Fotovoltaic EVO.

C.2.9. Realizarea evaluării fezabilității soluției optimizate de repowering pentru Parcul Fotovoltaic EVO din perspectiva economică are la bază identificarea fezabilității economice a acestei soluții. Am determinat principalii indicatori financiari și economici pentru aplicarea soluției optimizate de repowering și am analizat sensibilitatea acestora la variația parametrilor principali. Rezultatul a confirmat fezabilitatea economico-financiară a soluției optimizate de repowering a Parcului Fotovoltaic EVO.

Rezultatele prezentate în cadrul lucrării de doctorat pot fi dezvoltate în următoarele direcții:

- Optimizarea funcționării sistemelor fotovoltaice și a componentelor principale pe toata durata de viață a echipamentelor;
- Dezvoltarea de proceduri îmbunătățite privind mentenanța sistemelor fotovoltaice pentru a preveni apariția defectelor;
- Testarea componentelor principale în amplasament și/sau laborator pentru verificarea parametrilor tehnici principali;
- Evaluarea situației reale a parcurilor și sistemelor fotovoltaice privind eficiența în funcționare a acestora și a componentelor principale;
- Dezvoltarea de servicii specializate privind identificarea defectelor componentelor principale ale sistemelor fotovoltaice;

Lista lucrărilor științifice publicate:

iii.1. B.A. Onose, I. Murgescu, Ș.A. Șontea "*Photovoltaic modules degradation and repowering solutions analysis*", International Symposium ISB-INMA-TEH 2022, pp. 466-473, ISSN 2537 – 3773.

iii.2 D. Cujbescu, C. Persu, L. Dumitrescu, I. Murgescu, B.A. Onose, Ș.A. Șontea, E.Mirea "*Intelligent equipment for maintenance of agricultural crops in protected spaces*", International Symposium ISB-INMA-TEH 2022, pp. 72-76, ISSN 2537 – 3773.

- iii.3. S.I. Tiberiu, B.A. Onose, V. Rohat, T.C. Sava, I. Murgescu, S. Sontea, I.I. Bitir, "Consumer and Prosumer comparative statistical analysis of load curves. Study Case: Romania" 2021 16th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES), 2021, pp. 1-9, doi: 10.1109/EMES52337.2021.9484111.
- iii.4. B.A. Onose, I. Murgescu, Ș.A. Sontea, "Hybrid RES Mobile Innovative System Optimized for DC-DC Applications", 2020, In: Visa I., Duta A. (eds) Solar Energy Conversion in Communities. Springer Proceedings in Energy. Springer, Cham, doi: 10.1007/978-3-030-55757-7_10.
- iii.5. G. Rigatos, N. Zervos, P. Siano, M. Abbaszadeh, P. Wira & B.A. Onose, "Nonlinear optimal control for DC industrial microgrids", 2019, Cyber-Physical Systems, 5:4, 231-253, DOI: 10.1080/23335777.2019.1640796
- iii.6. B.A. Onose, M.A. Hanek, G. Vătășelu and L.N. Demeter, "Advanced modular photovoltaic system for Plug-in Small Electric Vehicles (PsEV)" 2017 Electric Vehicles International Conference (EV), 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/EV.2017.8242105, WOS:000427815000019.
- iii.7. B.A. Onose, C. Boboc, M. Chefneux, "Advanced monitoring and control architecture for lowering the energy consumption of non-residential buildings", Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2017, vol. 65, nr. 2, art. 1, pg 5-10, ISSN: 1582-5175

BIBLIOGRAFICE SELECTIVĂ

- [17] Planului Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC).
- [25] ANRE - RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIETEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA DECEMBRIE 2021.
- [26] <https://www.transelectrica.ro>.
- [27] Best Practices in Operation and Maintenance of rooftop solar PV systems in India, 2018, GERMI.
- [29] Sakaros Bogning Dongue, 1Donatien Njomo, 1and Lessly Ebengai 1 "An Improved Nonlinear Five-Point Model for Photovoltaic Modules", *International Journal of Photoenergy*, Volume 2013 | Article ID 680213 | HYPERLINK "<https://doi.org/10.1155/2013/680213>" \t "_blank" <https://doi.org/10.1155/2013/680213>
- [32] STC vs. PTC (and sometimes globally notated as NOTC), APsystems USA.
- [33] IEC 60904-1:2020 - Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics.
- [34] F. Prieto-Castrillo,, N.í Núñez and M. Vázquez, Warranty Assessment of Photovoltaic Modules based on a Degradation Probabilistic Model, Technical University of Madrid.
- [43] https://en.wikipedia.org/wiki/Luminous_efficiency_function.
- [46] Shaju, Anitha & Chacko, Rani. (2018). Soiling of photovoltaic modules- Review. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 396. 012050. 10.1088/1757-899X/396/1/012050. .
- [47] E.E. van Oyk*, B.J. Scott*t, E.L. Meyer• and A.W.R. Leitch, Temperature dependence of performance of crystalline silicon photovoltaic modules, South African Journal of Science 96, April 2000.

- [52] IEA - Review of Failures of Photovoltaic Modules - Photovoltaic Power System Programme, Report IDEA-PVPS T13-01:2014.
- [56] S. NYLUND, Z. BARBARI, STUDY OF DEFECTS IN PV MODULES, UV fluorescence and Thermographic photography for Photovoltaics (PV) Field Application, 2019, School of Business, Society and Engineering.
- [59] Oliveira, Michele & Cardoso, Antônia & Viana, Marcelo & Lins, V.. (2017). The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. Renewable and Sustainable Energy R.
- [65] IEC 60891:2021 - Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.
- [66] <https://www.cencenelec.eu/>.

CUPRINSUL TEZEI DE DOCTORAT

LISTA NOTAȚILOR	6
LISTA FIGURILOR	8
LISTA TABELELOR	13
MULȚUMIRI	15
CAPITOLUL 1. INTRODUCERE ÎN SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE	16
1.1. POLITICI ȘI DIRECTIVE LA NIVEL EUROPEAN	16
1.2. SITUAȚIA ȘI LEGISLAȚIA APLICABILĂ PE PLAN LOCAL	20
1.3. NOI DIRECȚII DE DEZVOLTARE ENERGETICĂ ÎN ROMÂNIA	24
CAPITOLUL 2. STADIUL ACTUAL DE DEZVOLTARE ÎN DOMENIUL DE ANALIZĂ	27
2.1. DEZVOLTAREA FOVOLTAICĂ PE PLAN EUROPEAN	27
2.2. DEZVOLTAREA FOVOLTAICĂ PE PLAN LOCAL	32
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE	33
2.4. ELEMENTE IDENTIFICATE ÎN ROMÂNIA	35
CAPITOLUL 3. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE	38
3.1. MODULE FOTOVOLTAICE	38
3.1.1. Caracteristici generale	38
3.1.2. Încapsularea celulelor	47
3.1.3. Tipuri constructive de module fotovoltaice	49
3.1.4. Caracteristica circuitului neliniar pentru module fotovoltaice	50
3.1.5. Curbele caracteristice ale modulelor fotovoltaice	54
3.1.6. Condiții standard de testare (STC)	56
3.1.7. Eficiența de conversie a energiei	57
3.1.8. Sisteme de orientare a modulelor fotovoltaice	58
3.2. INVERTOARE FOTOVOLTAICE	60
3.2.1. Parametrii, proprietăți și curbe caracteristice	61
CAPITOLUL 4. FACTORI DE INFLUENȚĂ A PRODUCȚIEI ENERGIEI FOTOVOLTAICE	65
4.1. RADIAȚIA SOLARĂ ȘI OPACITATEA	65
4.1.1. Compoziția spectrală și sensibilitate la spectrul luminos	65
4.2. CAPTAREA RADIAȚIEI SOLARE	66

4.3.	INFLUENȚA GRADULUI DE MURDĂRIRE	69
4.4.	INFLUENȚA TEMPERATURII	71
4.4.1.	Influența temperaturii asupra modulelor cristaline	71
4.4.2.	Influența temperaturii asupra modulelor cu film subțire	72
4.5.	INFLUENȚA UMBRELOR	75
CAPITOLUL 5. ANALIZA DEFECTELOR MODULELOR FOTOVOLTAICE		78
5.1.	DEFINIȚIA MODULULUI FOTOVOLTAIC DEFECT	78
5.2.	CLASIFICAREA TIPURILOR DE DEFECTE	80
5.3.	CAUZELE DE APARIȚIE A DEFECTELOR	81
5.3.1.	Defecte ale modulelor fotovoltaice cauzate de factori externi	82
5.3.2.	Defecte intrinseci ale modulelor fotovoltaice	89
5.3.3.	Defectele excluse prin definiție	97
CAPITOLUL 6. STUDIU DE CAZ - ANALIZA SOLUȚIILOR DE REPOWERING PENTRU UN PARC FOTOVOLTAIC		98
6.1.	ANALIZA DATELOR ISTORICE DE PRODUCȚIE	99
6.2.	MĂSURAREA CARACTERISTICII NELINIARE I-V A MODULELOR FOTOVOLTAICE	103
6.2.1.	Metodologie de măsurare a caracteristicii neliniare I-V	103
6.2.2.	Rezultate măsurători în amplasament	110
6.2.3.	Rezultate măsurătorilor în laborator	113
6.3.	DETERMINAREA VALORILOR SIMULATE PENTRU PARC	118
6.4.	IDENTIFICAREA CAUZELELOR DEGRADĂRII MODULELOR FOTOVOLTAICE ȘI EVOLUȚIA ACESTORA ÎN TIMP	120
6.5.	SOLUȚII DE REPOWERING PENTRU INSTALAȚIILE FOTOVOLTAICE	124
6.5.1.	Caracteristici generale ale repoweringului fotovoltaic	124
6.5.2.	Modalități de repowering fotovoltaic	125
6.6.	STABILIREA SOLUȚIEI OPTIME PENTRU ANALIZĂ	130
6.7.	APLICAREA SOLUȚIEI DE REPOWERING	131
6.7.1.	Metoda de aplicare a soluției de repowering	131
6.7.2.	Rearanjarea modulelor fără defecte	133
6.7.3.	Calculul pierderilor de nepotrivire (MML)	137
6.7.4.	Determinarea câștigului de energie după repowering	140
6.8.	INDICATORII FINANCIARI PENTRU REPOWERING	141
6.8.1.	Analiza financiară	141
6.8.2.	Premise de analiză	143
6.8.3.	Venituri și cheltuielile anuale	144
6.8.4.	Rezultatele analizei financiare	145
6.8.5.	Analiza de sensibilitate	147
6.8.6.	Analiza de risc	151
CAPITOLUL 7. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII ORIGINALE. PERSPECTIVE DE DEZVOLTARE ULTERIORĂ		153
C.1.	CONCLUZII GENERALE	153
C.2.	CONTRIBUȚII ORIGINALE	163
C.3.	PERSPECTIVE DE DEZVOLTARE ULTERIORĂ	166
ANEXĂ		167
REFERINȚE BIBLIOGRAFICE		225