

ANALIZA CALITĂȚII ȘI EFICIENȚEI ENERGIEI ELECTRICE PENTRU O CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ CU PUTEREA DE 8 MW

Dan-Valeriu GROȘANU¹, Emil CAZACU¹, Lucian PETRESCU¹¹Facultatea de Inginerie Electrică, Universitatea POLITEHNICA Bucureștidan_valeriu.grosanu@stud.electro.upb.ro, emil.cazacu@upb.ro, lucian.petrescu@upb.ro

Rezumat. Lucrarea prezintă un studiu privind calitatea și eficiența energetică de exploatare pentru o centrală fotovoltaică cu puterea de 8 MW conectată la rețeaua energetică națională. Sunt examinate atât calitativ cât și cantitativ diversele regimuri de funcționare a principalelor elemente de rețea din cadrul centralei fotovoltaice investigate. Astfel, pentru transformatoarele de putere și cablurile de medie tensiune din centrală sunt calculate pierderile datorate regimurilor particulare impuse de sarcină (de multe ori regimuri deformante și dezechilibrate). Sunt identificate în acest fel oportunități de creștere a eficienței energetice a întregului sistem, dar și metode de îmbunătățire a calității energiei debitată în punctul de racordare al acesteia la sistemul energetic local.

1. INTRODUCERE

Lucrarea prezintă un studiu aplicativ de calitate a energiei electrice și de eficiență energetică asupra funcționării elementelor de rețea a unei centrale fotovoltaice de 8 MW conectată la sistemul energetic național (SEN). Sunt astfel examinate atât calitativ cât și cantitativ diversele regimuri de funcționare a principalelor elemente de rețea din cadrul centralei fotovoltaice investigate. Astfel, sunt analizate valorile principalilor parametri de calitate a energiei electrice și sunt calculați indicatorii de eficiență energetică pentru transformatoare și elementele conductoare (cablurile) de medie tensiune din cadrul centralei. Sunt de asemenea propuse măsuri care să ducă la o creștere a randamentului de funcționare a întregii centrale fotovoltaice. În lucrarea este de asemenea investigat și modul în care este gestionată problema circulației de putere reactivă în cadrul centralei fotovoltaice având în vedere că racordarea acesteia la SEN impune valori pentru de factorul de putere general (în punctul de conexiune) de valoare minimă 0,98 (inductiv).

Schema generală a centralei fotovoltaice în stare normală de funcționare este indicată în Figura 1. Topologia acesteia este una tipică centralelor electrice fotovoltaice conectate la rețeaua generală de [1-8]. Aceasta are o putere instalată de cca 9.5 MWp și produce (în regim normal de funcționare) o putere maximă de 8.5 MW. Puterea medie monitorizată injectată în rețeaua energetică națională este de 8 MW. Centrala are în componență următoarele echipamente principale:

- 35332 de panouri fotovoltaice policristaline de 240 W fiecare, cu V_{pv} (tensiunea în punctul de putere maximă) = 29,2 Vdc, I_{mp} (curentul în punctul de putere maximă) = 8,22 Acc, V_{oc} (tensiune circuit deschis) = 37,25 Vcc și I_{sc} (curent scurtcircuit) = 8,78 Acc. Datele tehnice ale panourilor sunt prezentate în [9].
- 146 de invertoare cu putere de 55 kVA. Acestea sunt dedicate funcționării în instalații fotovoltaice având posibilități de integrare în bucle de reglaj $P-Q$ (P putere activă și Q putere reactivă). Acestea sunt produse de Power One (în prezent Fimmer Italia). Specificațiile lor complete sunt descrise în fișele lor tehnice de producător indicate în [10].
- 6 transformatoare electrice cu puterea nominală 1600 kVA de tip ONAN (etanșe în ulei, cu senzori de temperatură, gaz și nivel de ulei) și pierderi în sarcină reduse. Transformatoarele sunt special concepute pentru a funcționa în regimuri specifice din centrale fotovoltaice și au tensiunile nominale de 20 kV, respectiv 0,32 kV [11].

- 2 km de cabluri de medie tensiune (20 kV) din aluminiu cu secțiuni de 180 mm² și respectiv 240 mm², destinate conexiunii între diversele puncte ale centralei [12].
- 10 km de cablu de medie tensiune (20 kV) din aluminiu cu secțiunea de 400 mm² destinat conectării centralei fotovoltaice prin intermediul unei stații de conexiune la SEN [12].

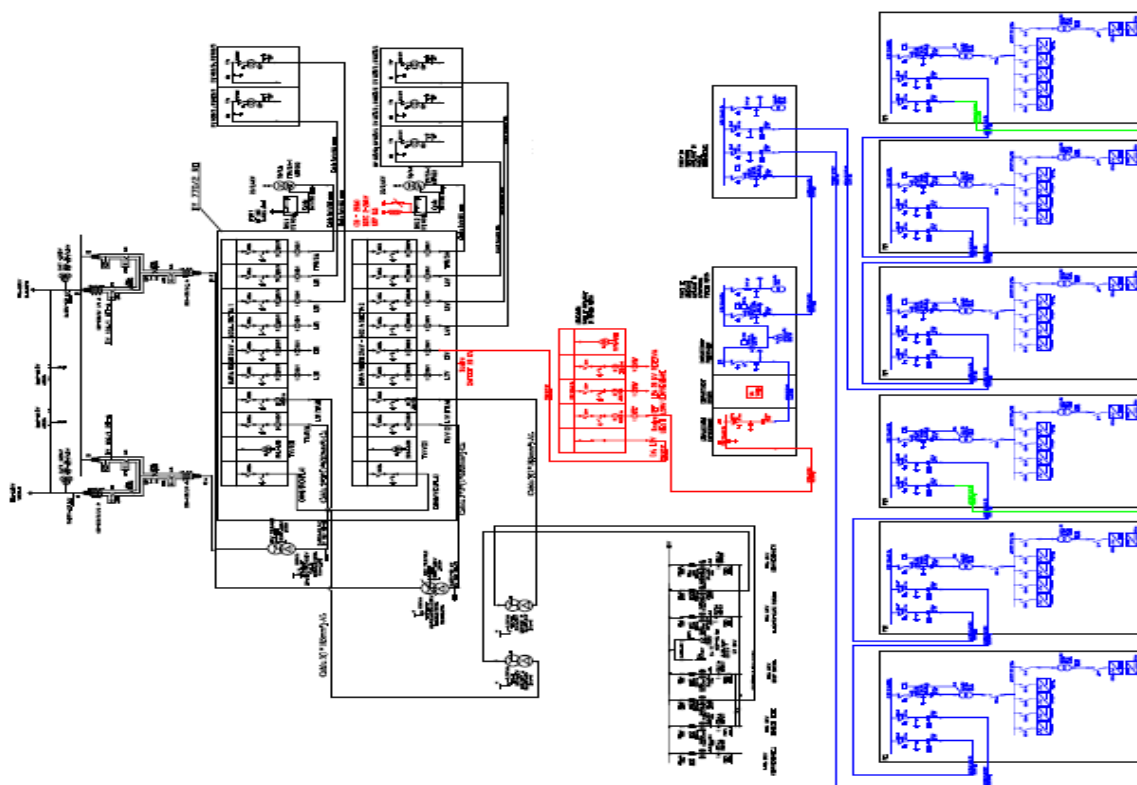
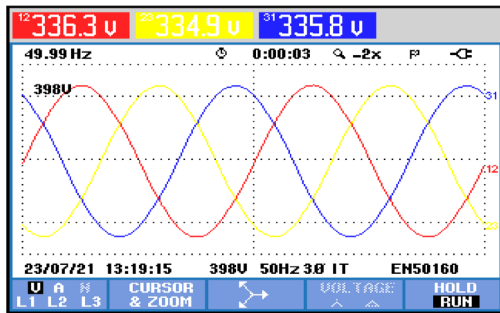


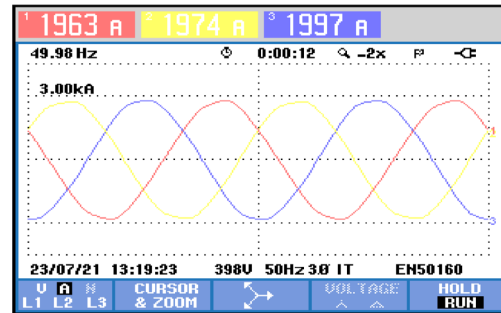
Fig. 1. Schema electrică simplificată a centralei de putere 8 MW.

2. MĂSURĂTORILE DE CALITATE A ENERGIEI

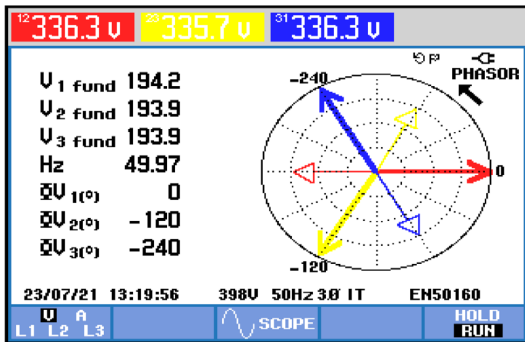
Măsurătorile de calitate a energiei electrice au fost efectuate pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor de 1600 kVA/20/0,32 kV, folosindu-se cordoane Rogowski de curent, debroșabile, pentru măsurarea curenților (care pot ajunge până la 2,5 kA) și testere de tensiune pentru măsurarea tensiunilor secundare de 320 V. Au fost investigate toate cele 6 transformatoare din centrală cu ajutorul a două analizoare de calitate a energiei electrice: Fluke 435 [13] și, respectiv, Chauvin Arnoux CA 8335 [14]. Monitorizarea celor mai importanți parametri de calitate a energiei a fost efectuată începând cu 16.07.2021 și până în data de 27.07.2021 (perioadă de vară relevantă pentru funcționarea centralei). Având în vedere faptul că factorul de încărcare al transformatoarelor este similar pentru toate cele 6 unități, prezentăm în cele ce urmează rezultatele măsurătorilor doar pentru un singur transformator [15-19]. Astfel în Fig. 2 sunt vizualizate formele de undă, diagramele fazoriale și spectrul armonic al tensiunilor la bornele transformatorului în timp ce Fig. 3 ilustrează aceiași parametri, dar pentru curenții care circulă prin înfășurările de joasă tensiune ale aceluiași transformator. În Fig.4 sunt vizualizate valorile efective (RMS), valorile de vârf (PK) , factorul de vârf (CF) și valoarea frecvenței pentru tensiunile și curenții pe partea de joasă tensiune a transformatorului. Valorile măsurate pentru puterea activă, puterea reactivă, puterea aparentă și factorul de putere, măsurate pe partea de joasă tensiune a transformatorului sunt indicate în Fig. 5.



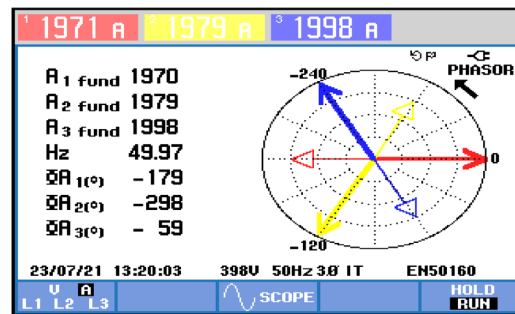
(a)



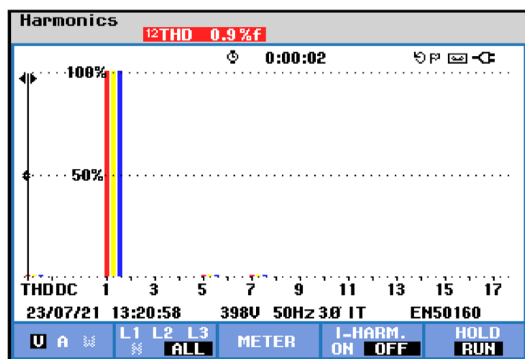
(a)



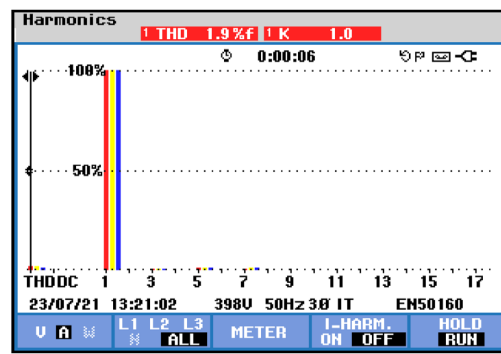
(b)



(b)



(c)



(c)

Fig. 2. Formele de undă (a), diagramele fazoriale (b) și spectrul armonic al tensiunilor (c) la bornele transformatorului.

Fig. 3. Formele de undă (a), diagramele fazoriale (b) și spectrul armonic (c) al curenților prin înfășurările de joasă tensiune ale transformatorului.

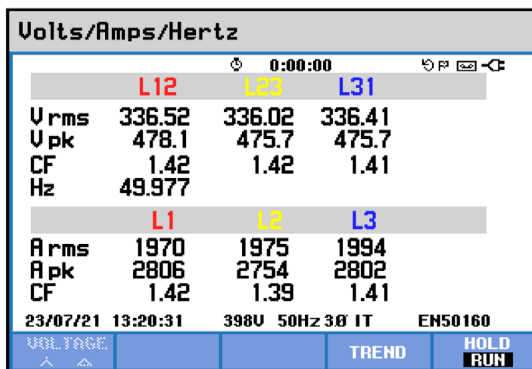


Fig. 4. Valorile efective, valorile de vârf și factorul de vârf și frecvența pentru tensiunile și curenții pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

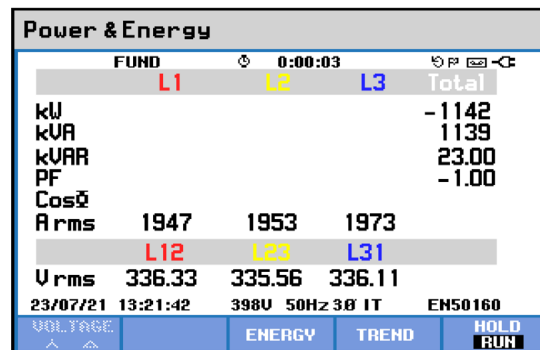


Fig. 5. Puterea activă, reactivă, aparentă și factorul de putere măsoarați pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

Modul de variație a acestor parametri în intervalul de monitorizare stabilit (din 16.07.2021 până în data de 27.07.2021) este reprezentat în Fig. 6-8.

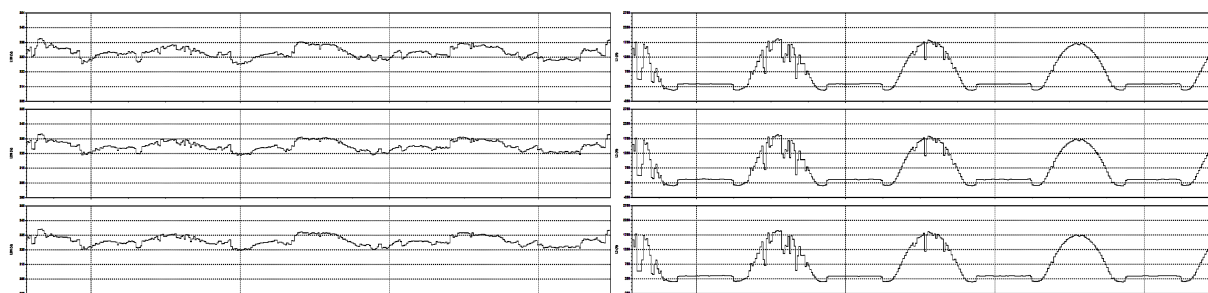


Fig. 6. Variația valorilor efective (RMS) ale tensiunilor de fază (stânga) și ale curenților (dreapta) măsurate pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

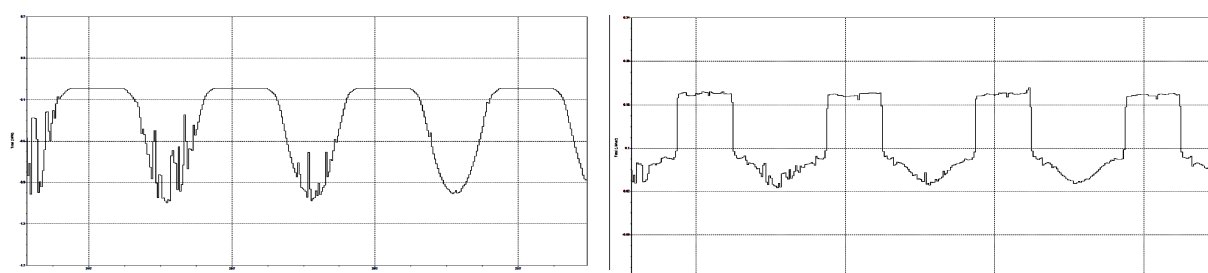


Fig. 7. Variația valorilor puterilor active P (stânga) și reactive Q (dreapta) măsurate pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

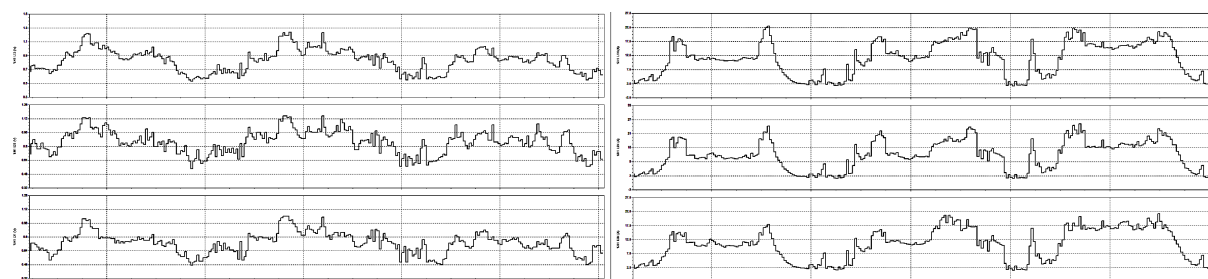


Fig. 8. Variația valorilor distorsiunii armonice totale (THD) pentru tensiunile (stânga) și curenții (dreapta) măsurați pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

După cum se poate observa din trendurile de variație ale mărimilor analizate, defazajul curentului față de tensiunile de fază este de 180 grade, deoarece centrala funcționează în regim de generator. Centralele electrice fotovoltaice se sincronizează cu tensiunile de rețea (în cazul nostru 20 kV) și generează energia electrică pe traseul: panouri – invertoare – transformatoare – cablu de record la SEN.

Se poate constata că marea majoritate a parametrilor de calitate a energiei electrice (valori efective, dezechilibre, factori de distorsiune etc.), atât pentru tensiune cât și pentru curent, au valori cuprinse în cele normate, impuse de standardele în vigoare [15-17]. Cu toate că valorile factorilor de distorsiune totală pentru tensiune sunt extrem de reduse (maxim 2%), cei pentru curent pot ajunge până la 25%. Acest lucru a fost explicat prin prezența în rețeaua de distribuție, în imediata proximitatea a punctului de racordare la SEN, a unor convertoare de frecvență care alimentează numeroase pompe de mare putere pentru extracție din industria petrolieră (pe medie tensiune 20 kV).

3. PIERDERILE DE PUTERE ÎN ELEMENTELE DE REȚEA ALE CENTRALEI

a. Pierderile de putere în transformator

O modalitate de evaluarea a pierderilor de putere în transformator este utilizarea unui model simplificat de bilanț energetic. Acest model urmărește determinarea rapidă a pierderilor totale (de putere activă sau reactivă) în transformator fără o disociere a acestora (indicarea explicită a pierderilor în înfășurări și miezul feromagnetic). Încărcarea transformatorului este exprimată fie ca raportul dintre puterea aparentă măsurată în secundar și puterea nominală a transformatorului $\beta = S/S_n$, fie ca raportul dintre curentul măsurat în secundar și curentul nominal $\beta = I_2/I_{2n}$. De asemenea, sunt necesare și pierderile în gol ΔP_0 și cele în scurtcircuit ΔP_{sc} prezente de cele mai multe ori pe plăcuța indicatoare a transformatorului. Acestea pot fi, de asemenea, extrase din documentația oferită de producător.

Odată stabilit factorul de încărcare al transformatorului, pierderile de putere activă și reactivă în transformator se determină cu relațiile:

$$\beta = \frac{S}{S_n} \approx \frac{S_2}{S_{2n}} = \frac{1170}{1600} = 0.73, \quad \text{unde:} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 \Delta P_{sc} = 9.16 \text{ kW}, \\ \Delta Q_T = \Delta Q_0 + \beta^2 \Delta Q_{sc} = 119 \text{ kVAR}, \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta Q_0 \cong i_0 [\%] S_n = 68 \text{ kVAR}, \\ \Delta Q_{sc} \cong u_{sc} [\%] S_n = 96 \text{ kVAR}. \end{cases}$$

În determinarea valorilor numerice din ecuațiile de mai sus am folosit măsurătorile prezentate în secțiunea anterioară a lucrării și datele nominale ale transformatoarelor prezentate în Anexa 1. Astfel, variația pierderilor de putere activă și reactivă în cadrul transformatorului în raport cu factorul de încărcare sunt indicate în Figura 9.

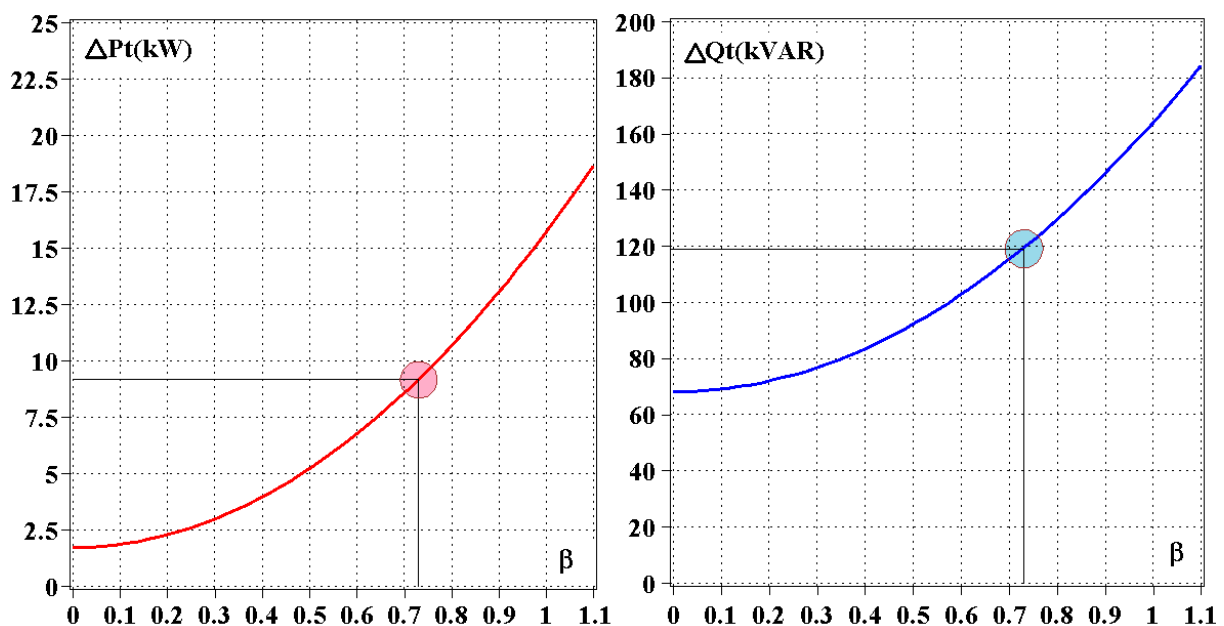


Fig. 9. Variația pierderilor de putere activă (culoarea roșie) și reactivă (culoarea albastră) în cadrul transformatorului în raport cu factorul de încărcare.

b. Pierderile de putere în cablurile de medie tensiune

Cablurile de medie tensiune din cadrul centralei fotovoltaice sunt trifazate, din aluminiu, cu secțiuni de 185 mm², respectiv 240 mm². Lungimea totală a acestora poate fi estimată la maxim 2 km. Racordarea centralei fotovoltaice la SEN, este realizată cu ajutorul unui cablu trifazat subteran de medie tensiune din aluminiu, cu secțiunea de 400 mm² și lungime de 10 km (datorită distanței relativ mare dintre centrală și stația de conexiune). Pierderile de putere activă din cablurile de medie tensiune utilizate sunt indicate în Tabelul 1, pentru diverse valori ale puterii circulante prin acestea (valori ale curent tranzitat).

Tab. 1. Pierderile de putere activă în cablurile de medie tensiune la diverse încărcări ale acestora.

Secțiune conductor [mm ²]	Rezistența electrică a conductorului de Al [Ohm]	Curent maxim tranzitat [A]	Puterea circulantă P [kW]	Pierderile în cablu P _c [kW]	Pierderile relative în cablu p _c [%] = $\frac{P_c}{P} \cdot 100 \%$
185	1.69	86,71	3 000	38	1.27
240	1.30	144,51	5 000	81	1.63
	1.30	86,71	3 000	29	0.98
400	0.78	245,66	8 500	141	1.66
	0.78	144,51	5 000	48	0.98
	0.78	86,71	3 000	17	0.59

Așa cum se poate remarca, pierderile de putere activă în toate cablurile de medie tensiune au valori ne semnificative relativ la valoarea puterii circulante. Prin urmare aceste cabluri nu determină o reducere semnificativă a eficienței energetice a centralei. Pe de altă parte, puterea reactivă generată de aceste cabluri are însă valori semnificative, în special cea datorată cablului de 10 km. Astfel, luând în considerare capacitatea de serviciu a acestuia din urmă ($C = 0,40 \mu\text{F}/\text{km}$), rezultă o putere reactivă de peste 500 kVAR (la tensiunea nominală 20 kV). Pentru celelalte cabluri (în lungime de 2 km) se apreciază că puterea reactivă generată de acestea este practic compensată de puterea reactivă inductivă produsă de înfășurările (bobinele) transformatoarelor.

În consecință, cablul medie tensiune cu secțiune transversală de 400 mm² și lungime de 10 km este principalul generator de putere reactivă al centralei fotovoltaice. Această putere va trebui însă bine gestionată (compensată) atât în funcționarea normală (diurnă) a centralei, cât mai ales în funcționarea pe timpul nopții (nocturnă) a parcului (acesta fiind conectat permanent la SEN).

4. GESTIOANAREA PUTERII REACTIVE A CENTRALEI FOTOVOLTAICE

Racordarea centralei la SEN impune în punctul de conexiune o putere reactivă capacitivă de valoare nulă și un factor de putere de minim 0,98 inductiv. Aceste restricții au generat o serie de soluții privind modul de gestiune al circulației de putere reactivă în centrală, urmărindu-se satisfacerea consemnului energetic impus de SEN.

Pentru determinarea cu acuratețe a puterii reactive capacitivă produsă de centrală (valoare care trebuie compensată) s-au folosit curbele de sarcină măsurate de către analizoarele de calitate a energiei de la punctele de delimitare a centralei. Acest mod de calcul este mai precis, deoarece în calculele estimative lungimea cablurilor de medie tensiune este aproximativă, iar inductivitățile transformatoarelor sunt approximate de către producător.

Analizând modul de operare al centralei fotovoltaice se pot identifica două regimuri permanente de funcționare al acesteia: cel de tip *Generator* (în timpul zilei, când centrala debitează în rețea) și cel de tip *Receptor* capacitiv (în timpul nopții când centrala este alimentată din rețea). Conectarea centralei la SEN este permanentă și nu poate fi întreruptă decât în caz de avarii (nu se acceptă manevre decât în condiții speciale). În plus, conform reglementărilor în vigoare [24-30], toate centralele racordate la SEN care au o putere de peste 5 MW reclamă dispecerizare permanentă.

În cele ce urmează se face o analiză a regimurilor de funcționare ale centralei precizându-se soluțiile alese pentru corecția factorului de putere și compensarea puterii reactive capacitive.

Pe timpul zilei, în regim normal de funcționare, centrala este în regim de „generator” - toate transformatoarele sunt alimentate pe partea de JT (0,320 kV) de panouri și „debitează” pe partea de medie MT (20 kV) – Figura 10. În această situație, compensarea factorului de putere a fost realizată natural prin reglajul invertoarelor astfel încât, în punctul de conectare la rețea, se ajunge la $PF = 0,98 \div 0,99$ inductiv. În mod evident că reglajul poate trece centrala pentru foarte scurt timp și în regim capacitiv, dar pentru valori încă acceptabile de maxim 30 kVAR. Acest lucru poate apărea datorita variației rapide a puterii pentru care bucla de reglaj asociată invertoarelor nu poate răspunde instantaneu.

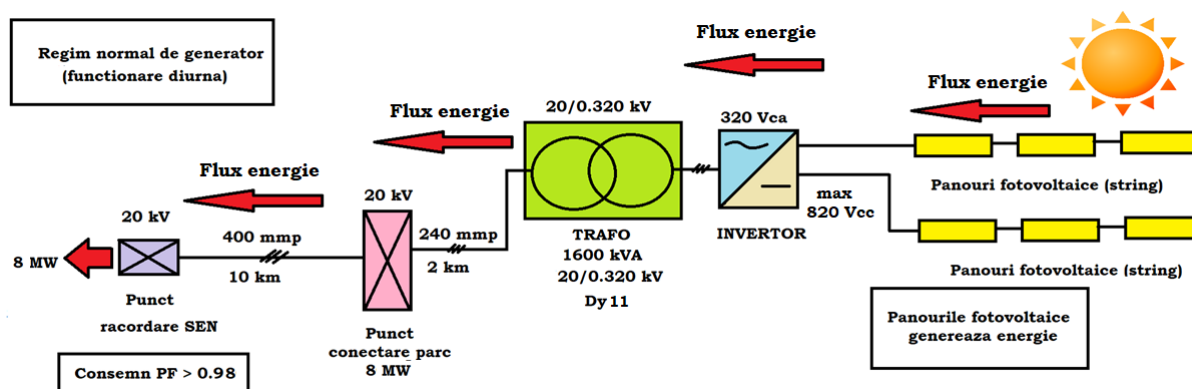


Fig. 10. Regimul normal (diurn) de funcționare al centralei este de tip „generator”.

Pe timpul nopții, centrala este în regim de „receptor” de tip capacitiv. Toate transformatoarele sunt alimentate din punctul de conexiune al SEN, iar panourile sunt în cele din urmă „alimentate” din convertizoare. Acestea sunt în regim „redresor” comandat care debitează pe o sarcină foarte mică. Puterea activă consumată de centrala fotovoltaică este de doar 40÷50 kW, fiind determinată exclusiv de pierderile în transformatoare (care funcționează practic în gol) și de serviciile auxiliare ale cabinetelor transformatoarelor (încălzire, iluminat, ventilație etc.). În aceste condiții, menționăm că puterea reactivă în centrală (impusă de cablul de MT de 10 km) este de 500 kVAR. Prin urmare, pentru a asigura compensarea factorului de putere au fost propuse și, ulterior implementate, **următoarele soluții**:

a) Se reglează unghiurile de comutație pentru invertoarele din centrală astfel încât acestea să funcționeze în regim inductiv, compensându-se în acest fel toată puterea reactivă generată de cabluri- Fig. 11. Invertoarele sunt în regim de redresor comandat, panourile fiind astfel alimentate cu ca. 500 V cc. Deși simplă, această soluție, a determinat în timp apariția fenomenului degradarea proprietăților panourilor solare (alimentate de invertoare)- „înnegrirea panourilor” [20-25]. Acest efect (*engl.*, PID -Potential Induced Degradation) se manifestă în final prin reducerea puterii generate de centrală și determină costuri suplimentare importante, impuse de înlocuirea panourilor degradate.

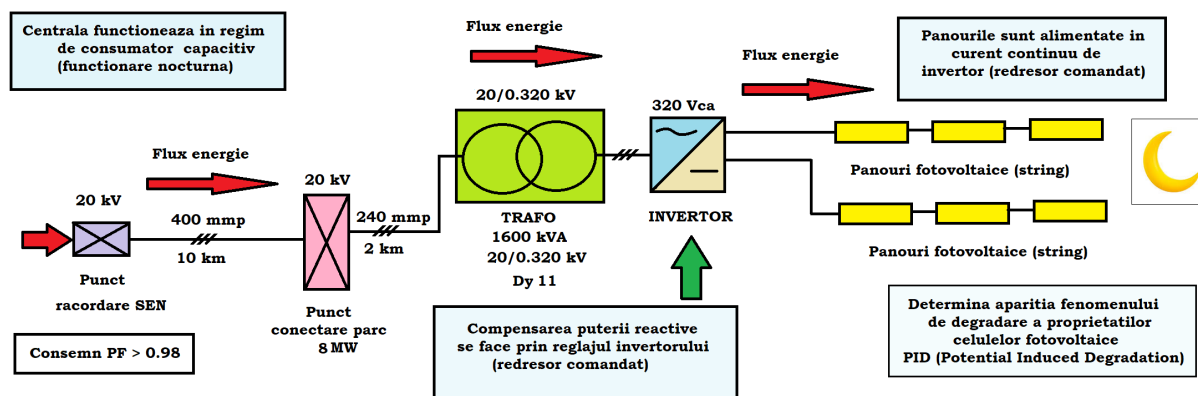


Fig. 11. Regimul nocturn de funcționare al centralei este de tip „consumator”, iar compensarea puterii reactive este realizată din reglajul invertoarelor.

b) O altă soluție de compensare a puterii reactive pe timpul nopții este oprirea invertoarelor și montarea direct pe partea de pe JT a fiecărui transformator a unor bobine de compensare trifazate (în conexiune stea) asigurându-se astfel puterea totală de cca. 550 kVAR (inductiv). Bobinele sunt dimensionate la o putere de cca. 10 % din puterea transformatoarelor rezultând 6 unități trifazate de 160 kVAR. Acestea sunt deconectate automat la funcționarea panourilor (aparitia fluxului luminos - dimineata), când centrala trece în regim generator (altfel solicitarea termică a bobinelor devine foarte intensă). Suplimentar, se propune și regenerarea proprietăților panourilor deteriorate (datorită alimentării acestora de către invertoarele care asigurau compensarea pe timpul nopții). Astfel, invertoarele sunt deconectate din circuit, iar panourile sunt alimentate de convertoare speciale numite „float controller” sau „PID Killer” [26-29]. Acestea din urmă aplică o tensiune inversă panourilor fotovoltaice de cca. 875 Vcc, determinând regenerarea în proporție de cca 80 % a proprietățile inițiale ale acestora (fenomen numit și „albirea panourilor”). De asemenea, și acest sistem este unul complet automatizat „float controlerele” monitorizează tensiunea pe partea curent continuu, iar când aceasta este aproape de zero (lipsă flux luminos - noapte) se conectează la panouri și aplică acestora tensiunea inversă de regenerare.

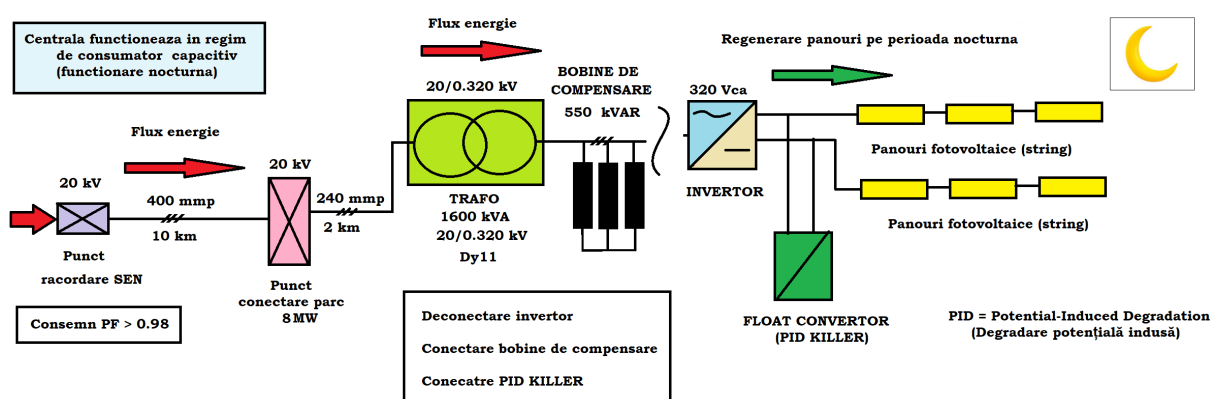


Fig. 12. Regimul nocturn de funcționare al centralei este de tip „consumator”, iar compensarea puterii reactive este realizată pasiv cu bobine de putere panourile fiind regenerate de convertoare speciale.

După un interval de 5 ani de funcționare a centralei cu prima soluție de compensare, cea de a doua a fost în ultimii ani implementată, rezultând o funcționare corectă a parcului solar și realizând economii semnificative față de înlocuirea panourilor degradate cu altele noi.

5. CONCLUZII

Analizele de calitate și eficiență energetică efectuate asupra parcului fotovoltaic investigat au relevat faptul că un factor de încărcare optim al transformatoarelor este de aproximativ 0,7. Suplimentar, niciun parametru de calitate al energiei nu a depășit, pe durata monitorizării, valoarea maximă acceptabilă de normativele în vigoare. Acest lucru asigură o bună funcționare a centralei în toate regimurile sale de funcționare examinate (atât diurn, cât și nocturn).

Datorită lungimii considerabile (10 km) a traseului cablului de medie tensiune care conectează centrala fotovoltaică cu punctul de racordare la SEN, este produsă o valoare importantă de putere reactivă care trebuie compensată. Valoarea factorului de putere în punctul de conexiune este impus de SEN la valoarea de minim 0.98 inductiv. Inițial, pentru a realiza acest consemn energetic, a fost stabilită o buclă de reglare a comenzilor invertoarelor, împunându-le acestora să funcționeze în regim inductiv.

Din păcate, analizând pentru o lungă perioadă de timp funcționarea centralei (un interval de 5 ani), s-a constatat o degradare a proprietăților panourilor electrice manifestată prin reducerea puterii generată de acestea pe timpul zilei. Acest fenomen (numit și „degradare indusă de potențial” *engl.* PID) este datorat regimului de generator al centralei pe timp de noapte, panourile solare fiind alimentate de invertoare.

Evitarea acestui fenomen a fost realizată prin deconectarea invertoarelor și compensarea cu elemente inductive pasive (bobine de construcție specială) a puterii reactive capacitive. Acestea sunt conectate la partea de joasă tensiune a transformatoarelor doar pe timpul nopții (când panourile nu debitează putere). În același interval nocturn de timp panourile au fost conectate la convertizoare suplimentare, de tip „PID killer”. Acestea reușesc, prin polarizarea inversă a panourilor deteriorate, să restaureze în mod semnificativ puterea lor de generare (la aproape 80% din capacitatea inițială). Estimările de ordin economic indică, de asemenea, că în acest mod, durata de viață a panourilor solare este crescută, iar costurile asociate cu achizițiile PID killer sunt rapid recuperate.

Evaluările eficienței de funcționare a tuturor echipamentelor utilizate pentru parcul solar sunt foarte ridicate, după cum au relevat calculele. Prin urmare, sistemul este unul optimizat care și-a atins limita tehnologică în ceea ce privește eficiența energetică.

Alte soluții alternative la problema corecției factorului de putere care ar putea fi adoptate sunt: compensarea pe partea de medie tensiune (încă foarte scumpă) și utilizarea panourilor solare „fără efect PID”. Acestea din urmă măsură urmează să fie luată în considerare la primul proces de programat de modernizare a parcului fotovoltaic.

Confirmări

Lucrarea a fost sprijinită de “Programul Operațional Competitivitate (POC) 2014 - 2020”, “Acțiunea 1.2.1”, prin proiectul ID/Cod My SMIS 121611, număr de contract 273/24.06.2020 (acronim: SIPAMASRE).

Anexa 1

Datele nominale a celor 6 transformatoare (identice) utilizate în centrala fotovoltaică sunt investigate și sunt indicate în Tabelul 2.

Tab. 2 Datele nominale ale transformatorului (răcit cu ulei) investigat.

Puterea nominală	$S_n = 1600 \text{ kVA}$
Modul de răcire	Imersat în ulei (ONAN)
Grupa de conexiuni	Dy11
Tensiunea nominală din primar	$U_{n1} = 20 \text{ kV}$
Tensiunea nominală din secundar	$U_{n2} = 0,32 \text{ kV}$
Pierderile nominale în gol	$\Delta P_0 = 1700 \text{ W}$
Pierderile nominale de scurtcircuit	$\Delta P_{sc} = 14000 \text{ W}$
Curentul de magnetizare	$i_0 = 4,25 \%$,
Tensiunea de scurtcircuit	$u_{sc} = 6 \%$

BIBLIOGRAFIE

- [1] S. Ould Amrouche, S. Bouchakour, A. Hadj Arab, K. Abdeladim, F. Cherfa and K. Kerkouche, "Reactive power issues in grid connected photovoltaic systems, Int. Conference on Nuclear and Renewable Energy Resources, Antalya, Turkey, 26-29 Oct. 2014, pp.1-6
- [2] A. F. Kadir, H. Mupangat, D. Mat Said and Z. Rasin, "Reactive power analysis at solar power plant" Jurnal Teknologi, vol. 83, no. 2, pp. 47-55, 2021, doi.org/10.11113/jurnalteknologi.v83.15104.
- [3] B. P. Singh, S. K. Goyall and S. A. Siddiqu, "Grid Connected-Photovoltaic System (GC-PVS): Issues and Challenges" IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 594 (2019) 012032, IOP Publishing, doi:10.1088/1757-899X/594/1/012032.
- [4] L. Jin, X. Gong, Q. Sun and M.o Sha, "Reactive Power Control of Grid-Connected Photovoltaic Power Generation" Journal of Physics: Conference Series 1754 (2021) 012001, IOP Publishing, doi:10.1088/1742-6596/1754/1/012001
- [5] A. Dhaneria, "Grid Connected PV System with Reactive Power Compensation for the Grid," 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087728.
- [6] G. M. Tina and G. Celsa, "Active and reactive power regulation in grid-connected PV systems," 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339821.
- [7] P. González, E. Romero, V. M. Miñambres, M. A. Guerrero and E. González, "Grid-connected PV plants. Power quality and technical requirements," 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2014, pp. 169-176, doi: 10.1109/PQ.2014.6866804.
- [8] D. Ibram and V. Gueorgiev, "Control of Reactive Power of a Single-Phase Photovoltaic Inverter," 2020 12th Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef), 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/Bulef51036.2020.9326067.
- [9] Electrical characteristics of Polycrystalline Silicon Solar panel ET Solar Group ET-P660240 (240W).
- [10] Technical specifications PVI 55 TL an PVI 55.0.TL Inverters - Power ONE - Italy (actual factory is Fimer Italy);
- [11] Technical specification of Three-Phase Oil Transformer acc. DIN EN 60076-1 for Rectifier Operation 1600 kVA/ 20/0.32 kV, type: RCU 4234, Schneider Electric
- [12] Medium voltage cable catalog ICME ECAB SA Romania, cable type 12/20kV.
- [13] *** Fluke 435 - IEC Class A - Three-Phase Power Quality Analyzer - User Manual, Fluke Corporation, 2010.
- [14] *** C.A 8335 Qualistar Plus - Three-phase electrical networks analyzer - Operating manual, Chauvin Arnoux Corporation, 2008.
- [15] C. Sankaran, Power Quality, New York: CRC Press, 2002.
- [16] M. A. S. Masoum, E. Fuchs, Power Quality in Power Systems and Electrical Machines, 2nd Ed. Elsevier Academic Press, 2015.

-
- [17] J. D. Glover, T. Overbye, M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, Cengage Learning, 6th Ed., 2016.
- [18] L. Zhou and Y. Chao, "The research of reactive power control strategy for grid-connected photovoltaic plants," 2013 World Congress on Sustainable Technologies (WCST), 2013, pp. 12-17, doi: 10.1109/WCST.2013.6750396.
- [19] H. Li, S. Liu, S. Lu, L. Chen, X. Yuan and J. Huang, "Reactive power optimization of distribution network including photovoltaic power and SVG considering harmonic factors," 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems, 2017, pp. 219-224, doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225946.
- [20] Y. R. Golive et al., "Analysis of Field Degradation Rates Observed in All-India Survey of Photovoltaic Module Reliability 2018," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 2, pp. 560-567, March 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2954777.
- [21] S. Guo et al., "Investigation of Efficiency for PID-Affected Solar Module at Nonstandard Test Conditions," 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2017, pp. 1873-1876, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366013.
- [22] J. Oh, G. Tamizhmani, S. Bowden and S. Garner, "Application of flexible glass to prevent PID in PV modules," 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015, pp. 1-4, doi: 10.1109/PVSC.2015.7355701.
- [23] S. T. Lee and H. A. F. Almurib, "Control techniques for power converters in photovoltaic hybrid energy storage system," 3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT) 2014, 2014, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2014.1494.
- [24] J. Chang, H. Wang, H. Yang, J. Zhang and J. Huang, "The real situation of potential-induced degradation in multicrystalline silicon photovoltaic power plant," 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2016, pp. 1682-1685, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749910.
- [25] A. Khaled, H. Aboubakeur, B. Mohamed and A. Nabil, "A Fast MPPT Control Technique Using PID Controller in a Photovoltaic System," 2018 International Conference on Applied Smart Systems (ICASS), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICASS.2018.8652062.
- [26] Yan Wang, Li Ding and Nan Li, "The application of fuzzy parameters self-tuning PID controller in MPPT of photovoltaic power system," *Proceedings 2011 International Conference on Transportation, Mechanical, and Electrical Engineering (TMEE)*, 2011, pp. 1129-1132, doi: 10.1109/TMEE.2011.6199403.
- [27] G. P. Modak and V. P. Dhote, "Study and analysis of zeta converter fed by solar photovoltaic system using PID controller," 2017 International Conference on Innovative Research In Electrical Sciences (IICIRES), 2017, pp. 1-7, doi: 10.1109/IICIRES.2017.8078313.
- [28] PADCON - Float Controller CI- Data Sheet CI 30.
- [29] T. Suyata and S. Po-Ngam, "Simplified active power and reactive power control with MPPT for three-phase grid-connected photovoltaic inverters," 2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2014, pp. 1-4, doi: 10.1109/ECTICon.2014.6839804.