

ANALIZA COMPENSĂRII PUTERII REACTIVE CU ELEMENTE PASIVE DE CIRCUIT PENTRU CENTRALELE FOTOVOLTAICE CONECTATE LA REȚEA

Dan-Valeriu GROȘANU¹, Emil CAZACU¹, Lucian PETRESCU¹

¹Facultatea de Inginerie Electrică, Universitatea POLITEHNICA București
dan_valeriu.grosanu@stud.electro.upb.ro, emil.cazacu@upb.ro, lucian.petrescu@upb.ro

Rezumat. Lucrarea reprezintă soluția optimizată de selecție sistemului de compensare a puterii reactive pentru o centrală fotovoltaică conectată la rețea (on-grid) cu puterea instalată de 8 MW. Puterea reactivă, de valori semnificative este datorată, în principal, lungimii cablului de medie tensiune care racordează centrala fotovoltaică la stația de conexiune situată la o distanță de 10 km. Astfel, se prezintă o analiză critică, cu fundament tehnico-economic a soluțiilor de corecție a factorului de putere. S-a urmărit funcționarea sistemului de corecție al centralei atât în regim diurn (pe timpul iluminării panourilor), cât și regim nocturn (în lipsa iluminării panourilor). O atenție deosebită a fost acordată influenței parametrilor de calitate a energiei privind consumurile suplimentare proprii centralei în cele două situații. De asemenea, a fost avută în vedere găsirea unei soluții optime pentru funcționarea în condiții de maximă siguranță a echipamentelor pentru a se evita atingerea temperaturii critice de funcționare a transformatoarelor din centrală. În plus, a fost realizat și un studiu economic detaliat care să motiveze alegerea soluției adoptată (compensare cu elemente pasive de circuit - bobine de reactanță) în detrimentul celor clasice (reglarea unghiului de aprindere al invertoarelor din centrală pentru ca acestea să funcționeze în regim inductiv).

1. INTRODUCERE

Lucrarea ilustrează un studiu calitativ asupra gestiunii circulației de putere reactivă dintr-o centrală fotovoltaică conectată la rețea (on-grid) cu puterea instalată de 8 MW. Sunt de asemenea investigate și alte aspecte privind calitatea energiei electrice în sistemul de corecție a factorului de putere adoptat. Astfel, sistemul de compensare a puterii reactive capacitive pe timpul nopții, datorată, în principal, lungimii cablului de medie tensiune care racordează centrala la stația de conexiune (de aproximativ 10 km) era asigurată de către invertoarele ce aparțin centralei (prin reglarea automată a unghiului de comutație a invertoarelor astfel încât acestea să genereze un regim inductiv) [1–7]. Această metodă de compensare a fost înlocuită de utilizarea unor elemente pasive (bobine trifazate de compensare) conectate exclusiv pe timpul nopții pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor. A fost realizată o analiză critică a funcționării acestui mod de compensare a puterii reactive a centralei atât pe timpul zilei (diurn) cât și pe timpul nopții (nocturn) precum și influența parametrilor de calitate a energiei privind consumurile adiționale în cele două perioade. Lucrarea abordează și aspectele tehnico-economice ale acestei soluții de corecție a factorului de putere.

Centrala fotovoltaică studiată are o putere instalată în panouri fotovoltaice de 8,48 MW_p, și un număr de 35.332 de panouri fotovoltaice de 240W fiecare, cu V_{pv} (tensiune maximă) = 29,2 V_{dc}, I_{mp} (curent maxim) = 8,22 Acc, V_{oc} (tensiune circuit deschis) = 37,25 V și I_{sc} (curent scurtcircuit) = 8,78 A [8]. Puterea instalată în invertoarele centralei este de 8,03 MW (146 unități de 55 kW). Invertoarele sunt în construcție specială, dedicate centralelor fotovoltaice (cu posibilități de integrare într-o buclă de reglaj $P-Q$, putere activă funcție de puterea reactivă) [9]. Transformatoarele de putere electrică din componența centralei sunt de

tip ONAN (etanșe în ulei, senzor de temperatură, gaz și nivel de ulei) cu vid scăzut și pierderi de sarcină reduse [10]. Centrala conține 6 unități cu putere nominală de 1600 kVA și tensiuni 20/0,32 kV. Cablul de medie tensiune, care conectează centrala fotovoltaică la stația de conexiune, are o lungime de aproximativ 10 km și este de tip A2XS (FL) 2Y1X 400/16 [11]. Conductoarele sale din aluminiu au o secțiune transversală de 400 mm², iar ecranul din cupru de 16 mm², cu o barieră longitudinală și transversală de protecție a apei.

Schema electrică generală a întregului parc fotovoltaic (cu puterea instalată de 8,4 MW) este prezentată în Fig. 1. Topologia acesteia este una tipică centralelor electrice fotovoltaice conectate la rețeaua generală de [2–7].

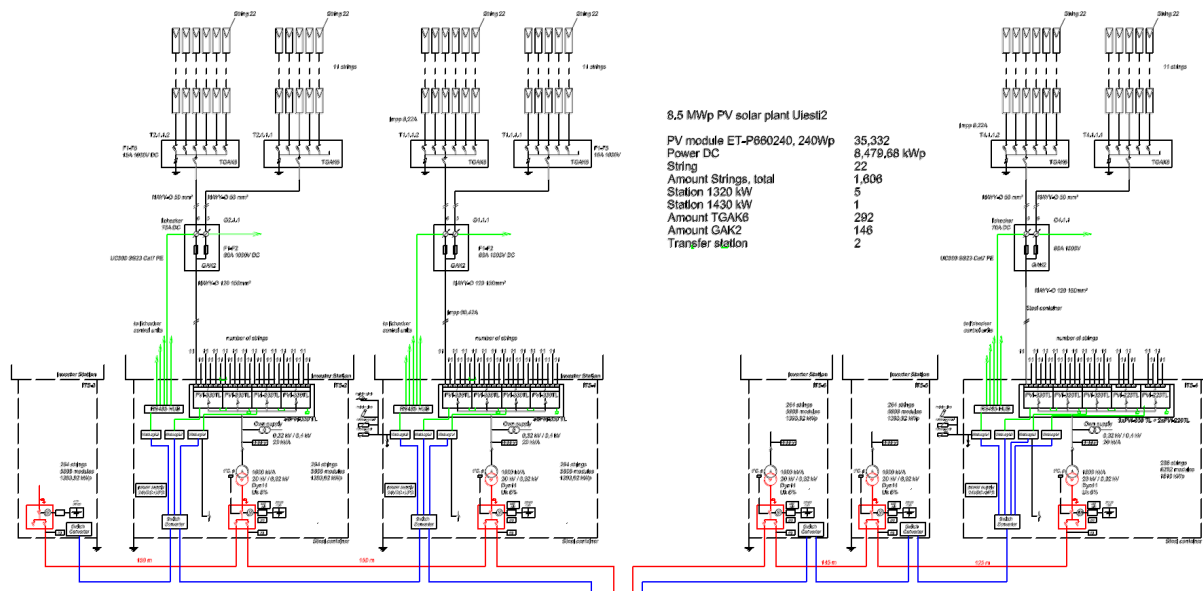


Fig. 1 – Schema electrică generală a parcului fotovoltaic cu puterea instalată de 8,4 MW.

2. CIRCULAȚIA DE PUTERE REACTIVĂ ÎN PARCUL FOTOVOLTAIC

Conectarea parcului fotovoltaic la sistemul energetic național (SEN) reclamă o serie de condiții privind calitatea energiei electrice produse de centrală în punctul de racordare. Cea mai importantă dintre acestea o reprezintă impunerea unui factor de putere (PF) cu valoare de minim 0,98 și caracter inductiv. Această condiție a determinat adoptarea unor diverse soluții privind compensarea în principal puterii reactive de tip capacitiv determinate de cablul de medie tensiune (cu lungimea de 10 km) care racordează parcul fotovoltaic la SEN [12,13]. Considerând capacitatea de serviciu a acestuia $C = 0,40 \mu\text{F}/\text{km}$, și tensiunea de 20 kV rezultă o putere reactivă de aproximativ 550 kVAR (valoare acoperitoare). Se consideră că pentru cablurile de medie tensiune de interconexiune între transformatoarele din centrală (cu o lungime medie de 2 km și secțiuni de 185 mm², respectiv 240 mm²), puterea reactivă generată de acestea este compensată în totalitate de puterea reactivă inductivă produsă de inductivitățile transformatoarelor din centrală [12, 13].

Parcul fotovoltaic este permanent racordat la SEN prin cablul de medie tensiune în punctul de conexiune determinând astfel două regimuri permanente de funcționare a centralei: regimul normal de funcționare de *tip generator*, care se manifestă în timpul zilei (diurn), când parcul debitează energie în SEN și un regim de *tip consumator* capacitiv pe timpul nopții (nocturn) [12]. În regim normal de funcționare (diurn) corecția factorului de putere se realizează automat prin reglajul comutației invertoarelor astfel încât, în punctul de racordare la SEN, se ajunge la $\text{PF} > 0,98$ inductiv. Pe timpul nopții (nocturn), centrala devine un receptor capacitiv, iar compensarea se realizează tot prin reglarea automată a unor invertoare din parc astfel încât

acestea să funcționeze într-un regim inductiv. Dezavantajul major al acestei soluții de compensare (simple și non-invasive) este pe lângă uzura invertoarelor (funcționarea permanentă a acestora) și apariția fenomenului de „înnegrare a panourilor fotovoltaice” [14,15]. Acest efect (engl., PID – Potential induced degradation) este datorat alimentării panourilor de către invertoare în regim nocturn și se manifestă în final prin reducerea puterii generate de parc în regim diurn [16–18].

3. CORECȚIA NOCTURNĂ A FACTORULUI DE PUTERE ÎN CENTRALĂ CU AJUTORUL BOBINELOR DE COMPENSARE

Pe timpul zilei asigurarea unei puteri reactive de cca. 550 kVAr (impusă de cablul de medie tensiune) este asigurată de cele 146 de invertoare în mod egal, fiecare dintre acestea consumând o putere reactiv-inductivă de cca 3,767 kVAr. Pe timpul nopții puterea reactivă era asigurată prin reglajul a unghiului de aprindere a 60 invertoare fiecare dintre ele consumând o putere reactiv-inductivă de cca. 9,166 kVAr.

Soluția propusă pentru compensarea puterii reactive a centralei pe timpul nopții este deconectarea panourilor fotovoltaice și a invertoarelor concomitent cu montarea pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor a unor bobine de compensare trifazate care să acopere necesarul de putere reactivă a parcului în regim nocturn. Au fost astfel instalate 5 containere automatizate de 100 kVAr, fiecare având câte 2 bobine de 50 kVAr/320 Vca și un container cu o singura bobina de putere reactivă 50 kVAr [19].

Bobinele au fost montate pe secundarul transformatoarelor și sunt în conexiune stea, la fel ca secundarul celor 6 transformatoare existente în centrala fotovoltaică. Aceste bobine sunt deconectate automat la intrarea în regim de generator a parcului (reapariția fluxului luminos). În selecția valorii puterii nominale a bobinelor trebuie avut în vedere ca valoarea acestora să fie de maxim 10 % din puterea transformatorului, astfel încât regimurile tranzitorii generate de conectarea și deconectarea lor să poate fi ușor suportate de instalație (transformatoare).

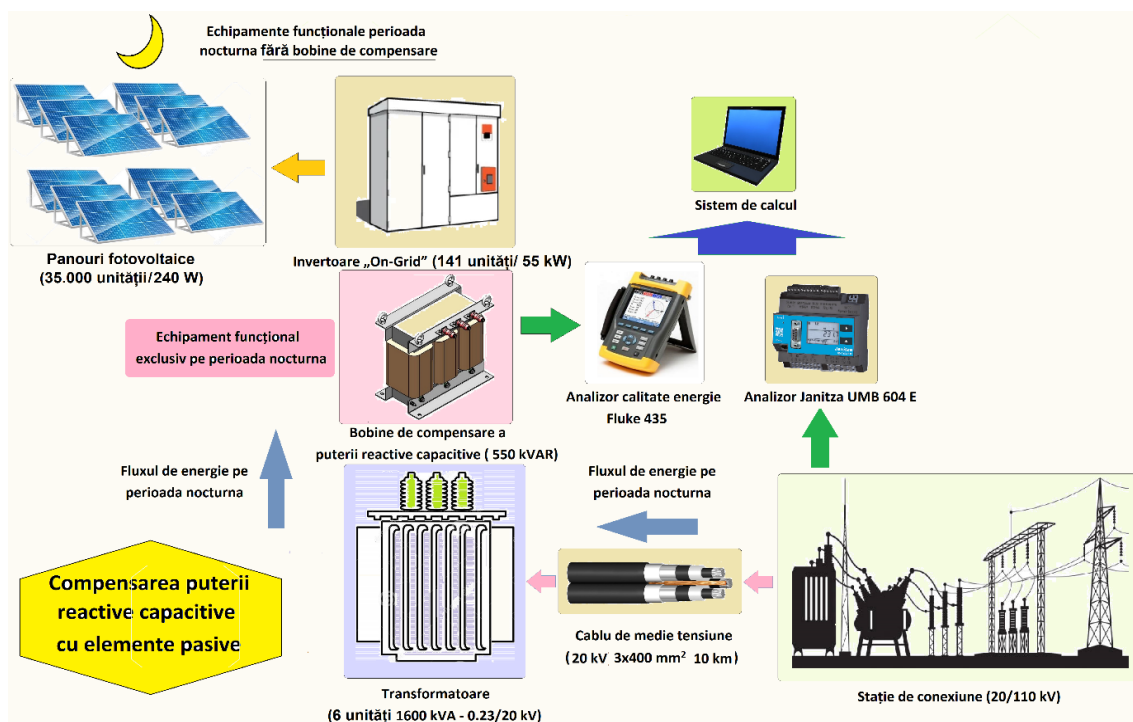


Fig. 2 – Regimul de consumator al parcului fotovoltaic (pe timp de noapte) în care compensarea puterii reactive este realizată pasiv cu bobine de compensare.

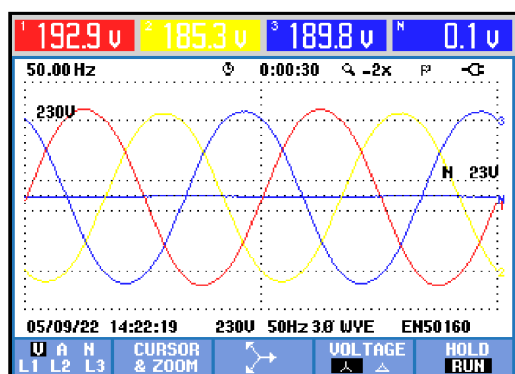
În Fig. 2 este indicat sintetic modul de compensarea cu elemente pasive de circuit (bobinele) a puterii reactive capacitive, indicându-se totodată și punctele în care au fost realizate măsurătorile privind calitatea energiei electrice absorbită sau debitată de centrala fotovoltaică în diversele regimuri de funcționare ale acesteia.

4. MĂSURAREA ȘI MONITORIZAREA PARAMETRILOR DE CALITATE A ENERGIEI ELECTRICE DIN CENTRALA FOTOVOLTAICĂ

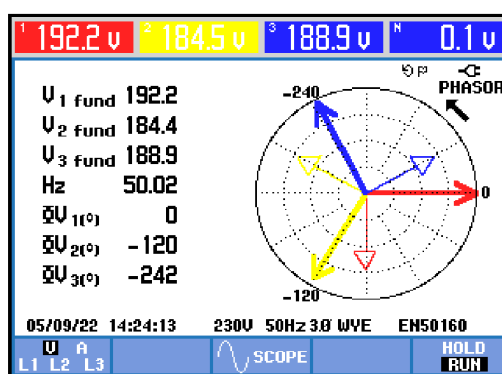
Pentru a putea caracteriza cât mai complet regimurile de funcționare ale centralei fotovoltaice analizate, măsurătorile efectuate asupra parametrilor electrici ai acesteia au fost realizate în două puncte distincte ale parcului: în secundarul transformatoarelor (pe partea de joasă tensiune a acestora) și în punctul de racordare al centralei la Sistemul Energetic Național (în stația de conexiune).

4.1 Măsurătorile pe partea de joasă tensiune (0.32 kV)

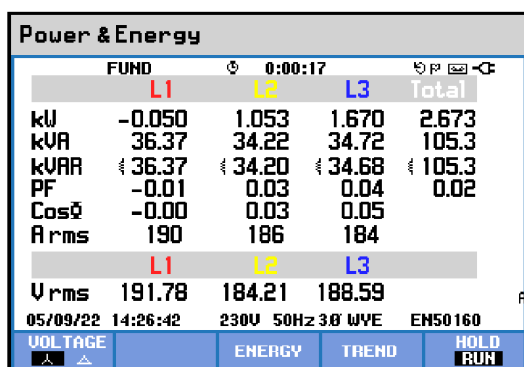
Valorile parametrilor de calitate a energiei au fost obținute pe partea de joasă tensiune (0,32 kV) a transformatoarelor electrice cu ajutorul analizorului de calitate a energiei electrice FLUKE 435 [20] în data de 22.09.2022. Sensorii de curent permit măsurarea unor valori efective de până la 2500 A, iar cei de tensiune până la 1000 V. Având în vedere faptul că centrala are 6 transformatoare identice de putere nominală 1600 kVA iar încărcarea acestora este similară, am extrapolat măsurătorile efectuate la un singur transformator și la celelalte unități. În cele ce urmează prezentăm măsurătorile pentru transformatoarele unde au fost instalate bobine de compensare de putere 100 kVAr reactiv-inductivă (5 unități). În secundarul ultimului transformator a fost instalată o bobină cu puterea nominală de 50 kVAr.



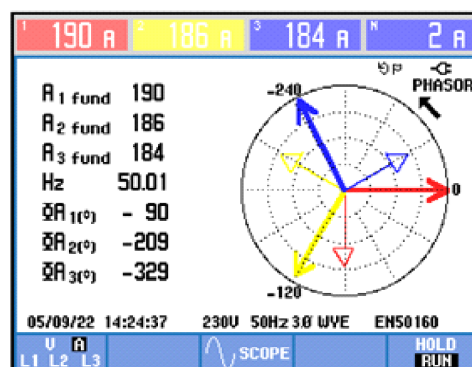
(a)



(a)



(b)



(b)

Fig. 3 – Formele de undă ale tensiunii (a), puterea activă, reactivă, aparentă și factorul de putere (b) la bornele bobinei de compensare de 100 kVAr.

Fig. 4 – Diagramele fazoriale ale tensiunilor (a) și curenților (b) prin înfășurările bobinelor de corecție a factorului de putere de 100 kVAr.

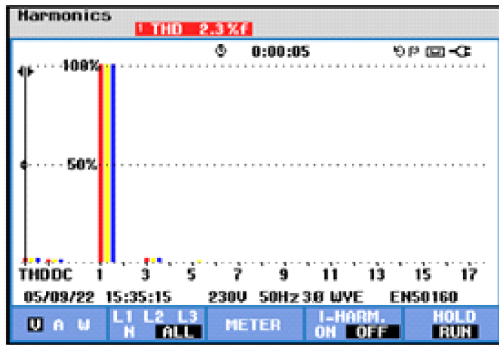


Fig. 5 – Spectrul armonic al tensiunilor la bornele bobinei de compensare de 100 kVAr.

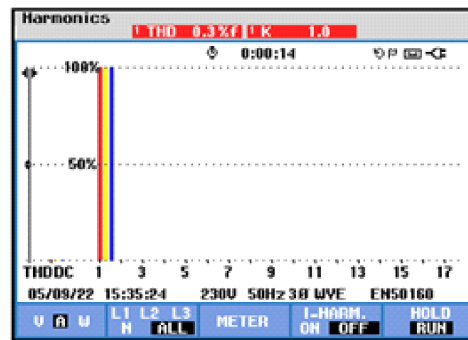
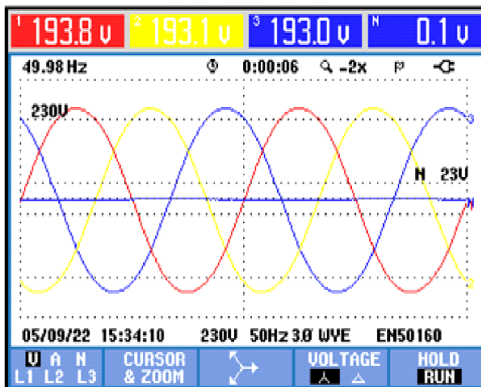
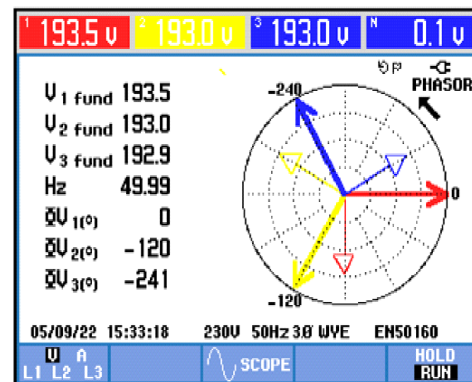


Fig. 6 – Spectrul armonic al curenților absorbiți de bobinele de compensare de 100 kVAr

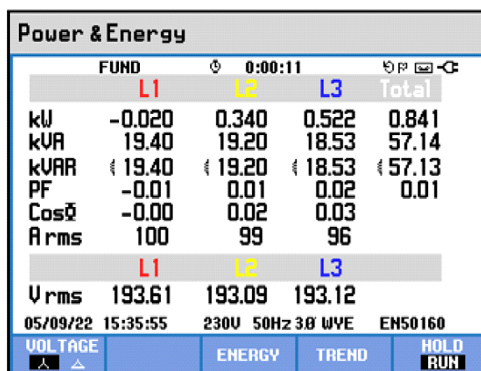
Formele de undă ale tensiunii, valorile pentru puterea activă, reactivă, aparentă și factorul de putere la bornele bobinei de compensare de 100 kVAr sunt prezentate în Fig. 3, iar Fig. 4 ilustrează diagramele fazoriale ale tensiunilor și curenților prin înfășurările aceluiași bobine de compensare. În Fig. 5 și Fig. 6 sunt ilustrate spectrele armonice ale tensiunilor respectiv curenților. Se poate remarca că majoritatea parametrilor de calitate a energiei electrice măsurate (valori efective, distorsiuni armonice, dezechilibre, etc.) prezintă valori cuprinse în cele normate, impuse de standardele în vigoare [21–25] atât pentru formele de undă ale tensiunii, cât și pentru cele ale curenților absorbiți de bobinele de compensare. Puterea activă consumată de acestea este foarte mică (în jur de 2,7 kW), ceea ce înseamnă că la nivelul centralei fotovoltaice acestea absorb o putere estimată de aproximativ 16 kW.



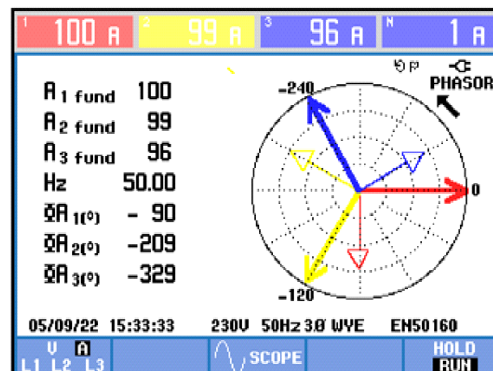
(a)



(a)



(b)



(b)

Fig. 7 – Formele de undă ale tensiunii (a), puterea activă, reactivă, aparentă și factorul de putere (b) la bornele bobinei de compensare de 50 kVAr.

Fig. 8 – Diagramele fazoriale ale tensiunilor (a) și curenților (b) prin înfășurările bobinelor de corecție a factorului de putere de 50 kVAr.

În mod absolut asemănător sunt mășurați și parametrii de calitate ai energiei electrice atât pentru tensiune cât și pentru curent și pentru bobina de compensare cu putere nominală de 50 kVAr, care este conectată în secundarul unui singur transformator din centrală. Așa cum se constată din Fig. 7 și Fig. 8, valorile tuturor parametrilor mășurați se încadrează și în această situație în limitele impuse de standardele în vigoare.

Pentru a pune în evidență comportamentul și efectele acestor dispozitive la cuplarea și deconectarea lor din secundarul transformatoarelor în Fig. 9 și Fig. 10 se prezintă variația valorilor instantanee ale tensiunilor și curenților respectiv a puterilor active și reactive înainte și după comutația bobinelor de compensare de 100 kVAr. Cuplarea bobinelor, determină o modificare (scădere) a tensiunii la bornele acestora, implicit la secundarul transformatorului, putând-se astfel regala tensiunea în centrală prin controlul puterii reactive circulatăe.

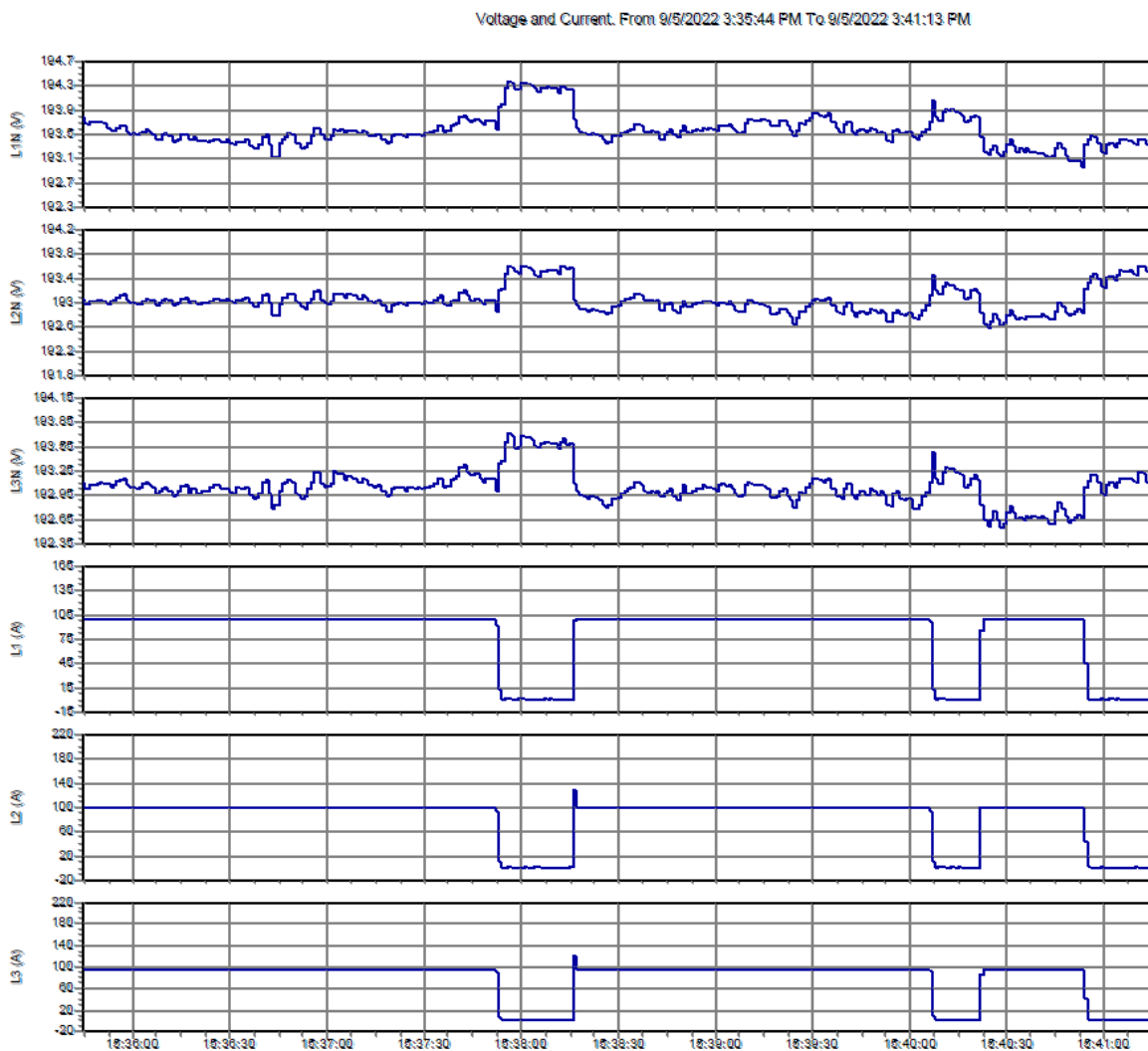


Fig. 9 – Valorile instantanee ale tensiunilor și curenților la cuplarea și decuplarea bobinelor de compensare la nivelul circuitului de alimentare a bobinelor de compensare de 100 kVAr.

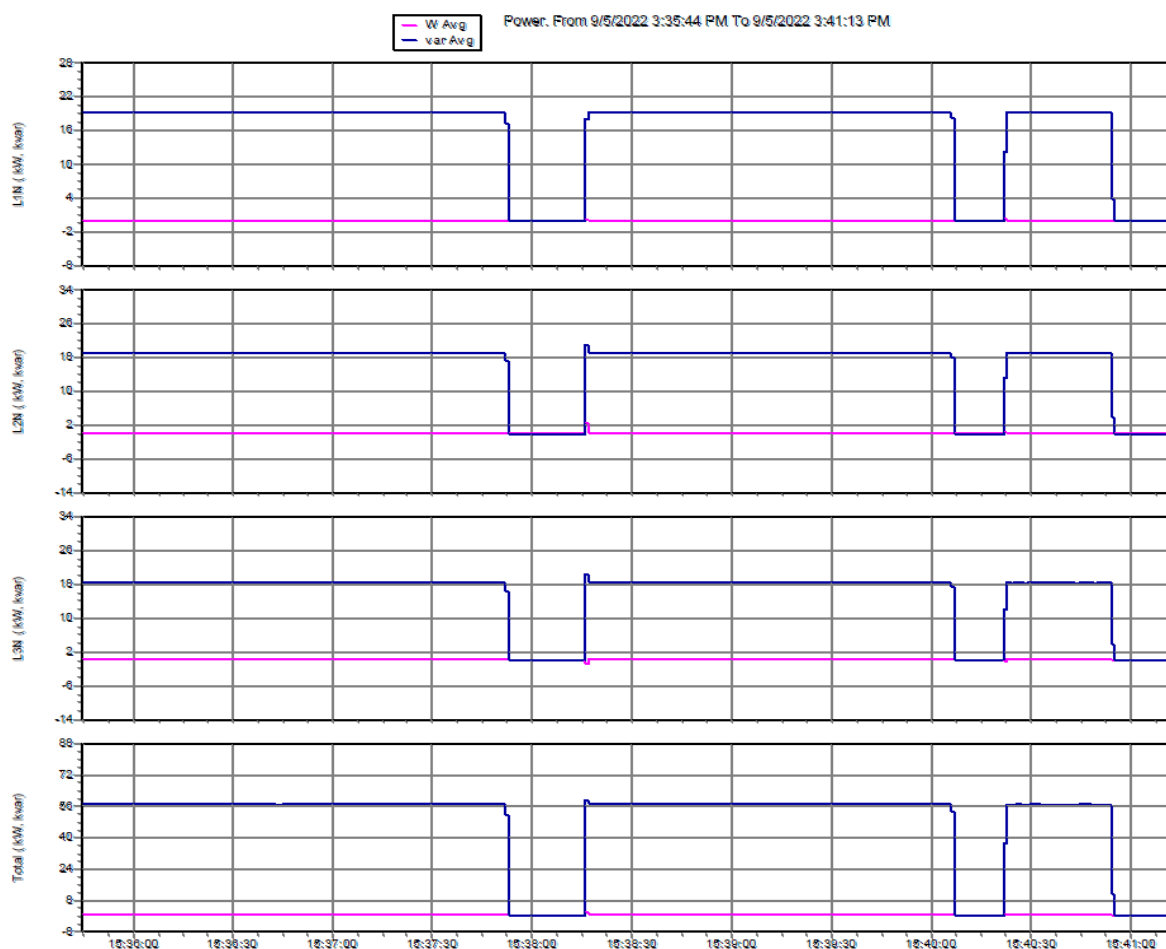


Fig. 10 – Valorile instantanee ale puterii active si reactive la cuplarea și decuplarea circuitului bobinelor de compensare de 100 kVAr.

4.2 Măsurătorile pe partea de medie tensiune (20 kV)

Măsurătorile pe partea de medie tensiune au fost realizate în stația de conexiune a centralei fotovoltaice la SEN. Acestea sunt efectuate cu ajutorul unui analizor de calitate a energiei Janitza UMB 604 E [26] montat pe circuitele secundare de măsură la nivelul tensiunii de 20 kV. Măsurările au avut loc în două intervalele distincte de timp: 17.07.2022-23.07.2022 și respectiv 05.09.2022-12.09.2022. Valorile mărimile măsurate de către analizor se obțin prin intermediul reductorilor (transformatoarelor) de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1$ kV și a reductorilor (transformatoarelor) de curent 400/5/5 A. În felul acesta au putut fi monitorizate puterea activă și reactivă totală a centralei, care include puerile cele 6 transformatoare de 1600 kVA, cablurile de joasă și medie tensiune de conectare dintre posturile de transformare, precum cablu de racordare a centralei (de medie tensiune) în lungime de 10 km.

Variația puterii active și reactive prezentată pe o perioada a 7 zile (între 17.07.2022 și 23.07.2022) înainte de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive (bobinele de compensare) este prezentată în Fig. 11 respectiv în Fig. 12. Din Fig. 11 se poate observa că pe timpul nopții centrala devine un consumator a cărei putere activă absorbită din rețea este de cca. 46 kW. Aceasta constituie pierderile în gol ale transformatoarelor, pierderile intrinseci în invertoare (care funcționează acum în regim de redresor pentru a compensa puterea reactivă din centrală) precum și pierderi active în alte elemente conductoare (cabluri de medie sau joasă tensiune).

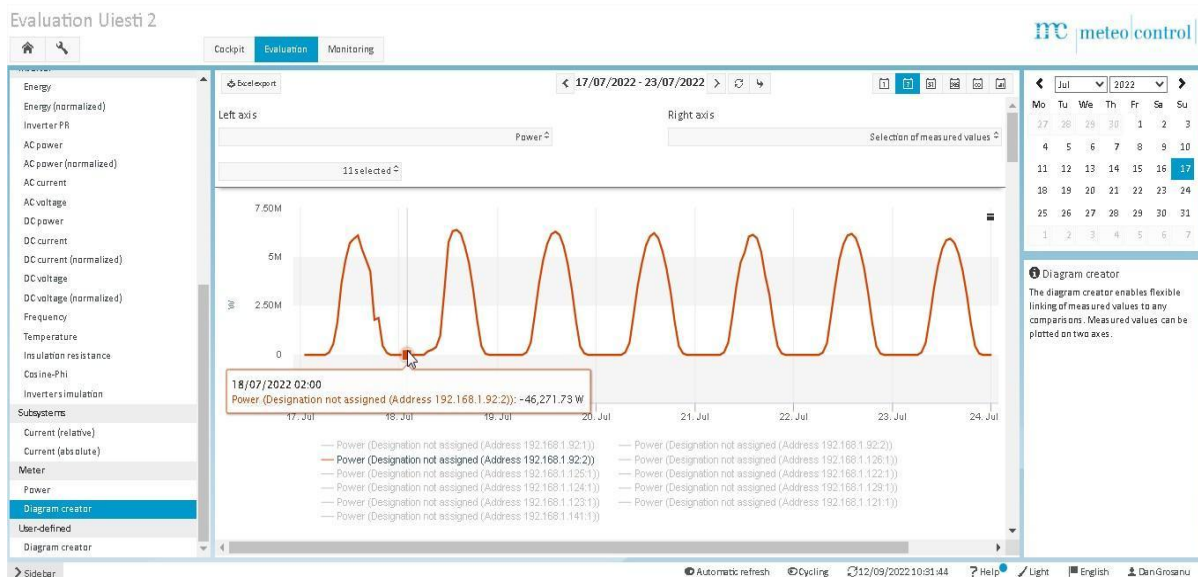


Fig. 11 – Variația puterii active prezentate pe o perioadă de 7 zile înainte de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive (bobinele de compensare).

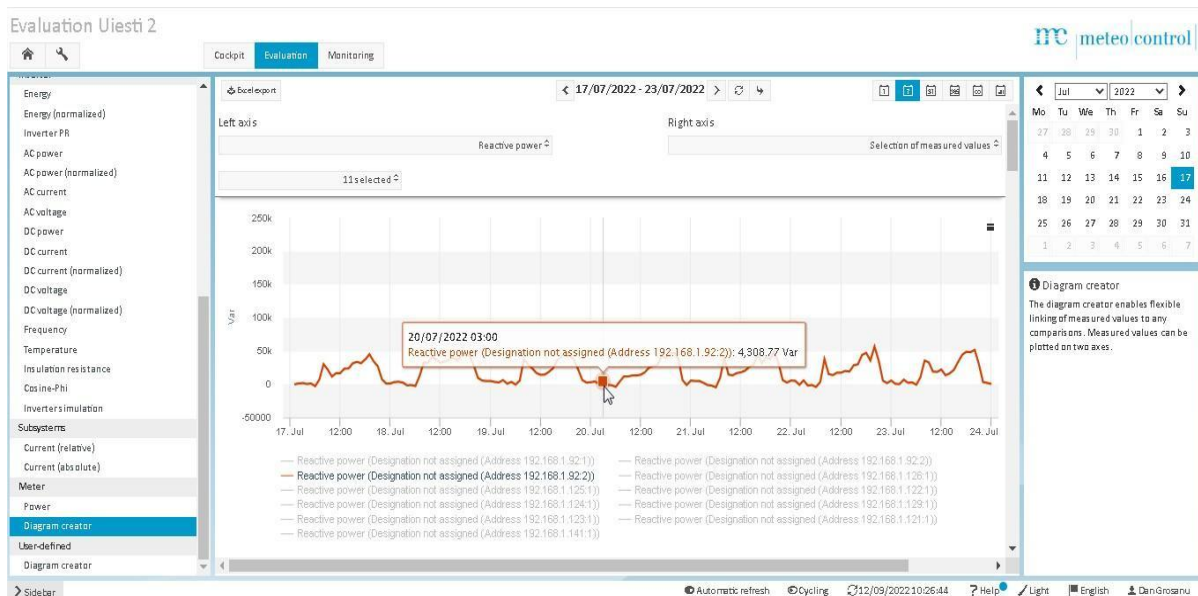


Fig. 12 – Variația puterii reactive prezentate pe o perioadă de 7 zile înainte de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive (bobinele de compensare).

În mod similar, analizând Fig. 12, se constată că funcționarea nocturnă a centralei reclamă o putere reactivă capacivă de cca. 4,3 kVar, iar pe timpul zilei aceasta are valori cuprinse între 0 – 40 kVar, în funcție și de nivelul tensiunii din rețeaua de 20 kV.

Trebuie specificat că în conformitate cu reglementările aflate în vigoare, energia reactivă produsă sau consumată nu este relevantă din punct de vedere economic. Prezintă interes doar perioada de noapte când centrala devine consumator și trebuie să avem o putere reactivă cât mai redusă măsurată în punctul de conectare la SEN (ideal apropiată de zero).

Modul de variație al puterii active și reactivă ilustrată într-un interval de 7 zile (între 06.09.2022 și 12.09.2022) după de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive (bobinele de compensare) este prezentată în Fig. 13 respectiv în Fig. 14.



Fig. 13 – Variația puterii active prezentate pe o perioadă de 7 zile după de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive(bobine de compensare).

Din Fig. 13 se constată că pe timpul nopții centrala absoarbe din rețea o putere de cca. 26 kW. Se diminuează astfel consumul total al centralei cu 43 % (scăzând de la 46 kW la 26 kW). Reducerea semnificativă a puterii active consumate în funcționarea nocturnă a centralei este datorată scoaterii din funcțiune a invertoarelor pe această perioadă. Valoarea puterii active debitată (injectată) pe timpul zilei rămâne practic neschimbată fiind exclusiv dependentă de puterea debitată de panouri.

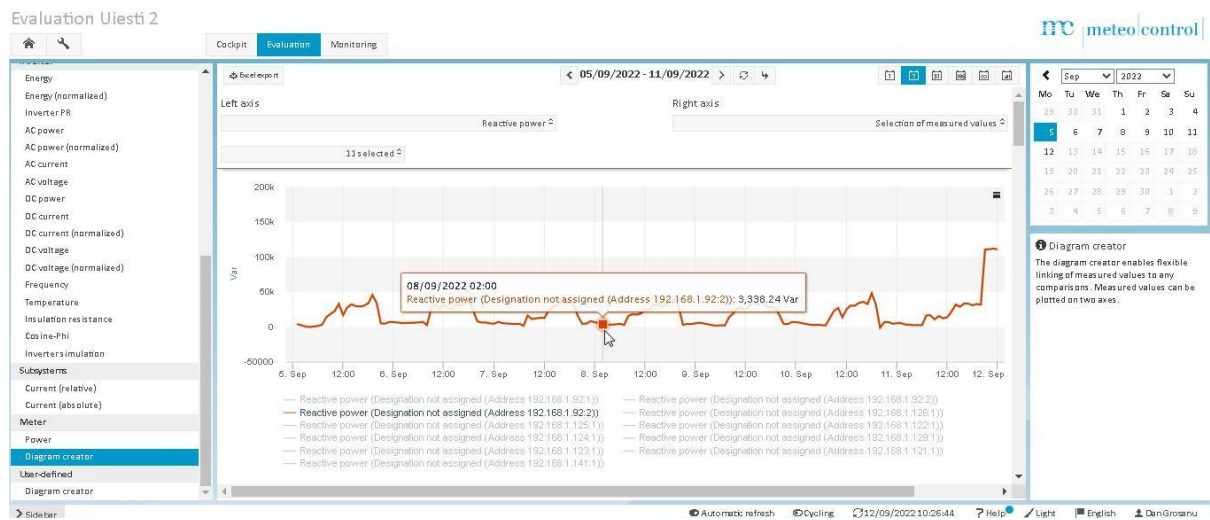


Fig. 14 – Variația puterii reactive prezentate pe o perioadă de 7 zile după de realizarea compensării cu ajutorul elementelor de circuit pasive(bobine de compensare).

Analizând Fig. 14 se poate remarcă că pe timpul nopții centrala debitează o putere reactivă capacitivă de cca 3,33 kVAr, iar pe timpul zilei are valori cuprinse între 0-40 kVAr în funcție de nivelul tensiunii din rețeaua de 20 kV.

Prin urmare valorile înregistrate pentru puterea reactivă atât în interval diurn cât și nocturn nu sunt diferite de situația anterioară compensării pasive (când erau utilizate invertoarelor pentru corecția factorului de putere).

5. ASPECTE TEHNICO-ECONOMICE ADIȚIONALE

Așa cum se poate observa și din măsurătorile prezentate în secțiunea anterioară, după montarea pe timpul nopții a elementelor pasive de compensare a puterii reactive (bobinele de

compensare), puterea reactivă consumată de centrală este menținută în jurul valorii de 3.33 kVAr (valoare similară cu cea consumată de centrală și pe timpul nopții când bobinele sunt deconectate). În schimb puterea activă consumată de parcul fotovoltaic în perioada nocturnă se reduce semnificativ (cu peste 40 %) de la cca 46 kW la cca 26 kW.

Reducerea pe timpul nopții a puterii active consumate de centrală cu cca. 20 kW determină o serie de consecințe benefice pentru toate echipamentele din parcul fotovoltaic – scad consumurile proprii, invertoarele și panourile nu mai sunt alimentate, scade încărcarea transformatorului care debitează acum pe o sarcină practic pur inductivă. În intervalul unui an calendaristic se economisește o cantitate de energie activă ce poate fi estimată la cca. 86,4 MWh (20 kW · 8640 h/2). Având în vedere prețul actual (Decembrie 2022) al unui MWh de cca 300 € (fără taxe), economia poate fi evaluată la valoarea de 26000 €.

Pe timpul zilei nu este necesară folosirea bobinelor de compensare (centrala este în regim de generator de putere activă), în plus acestea se pot încălzi excesiv (în special vara). Intrarea lor în funcționare exclusiv pe timpul nopții și scoaterea din instalație pe timpul zilei se realizează prin comanda cu ajutorul unor senzori crepusculari a contactoarelor de racordare a acestora la secundarul transformatoarelor. În perioada diurnă centrala prezintă o buclă de reglaj care asigură un factor de putere neutral (peste 0,98) la punctul de măsură și delimitare a întregului parc fotovoltaic [5,27]. Toate invertoarele consumă putere reactivă în mod egal iar valoarea totală în centrală, măsurată la punctul de conexiune SEN este de cca 3,7 kVAr. Conform diagramei $P-Q$ a invertoarelor ilustrată în Fig. 15 și pusă la dispoziție de producătorul acestora (Power One), acestea pot consuma o putere reactivă de 3,7-3,8 kVAr fără să-și limiteze puterea activă debitată [9].



PLUS inverter series
55kW conversion module P-Q Capability
 Firmware Version: 1338G - EEPROM version: EU8 rev.8 - COUNTRY: Romania

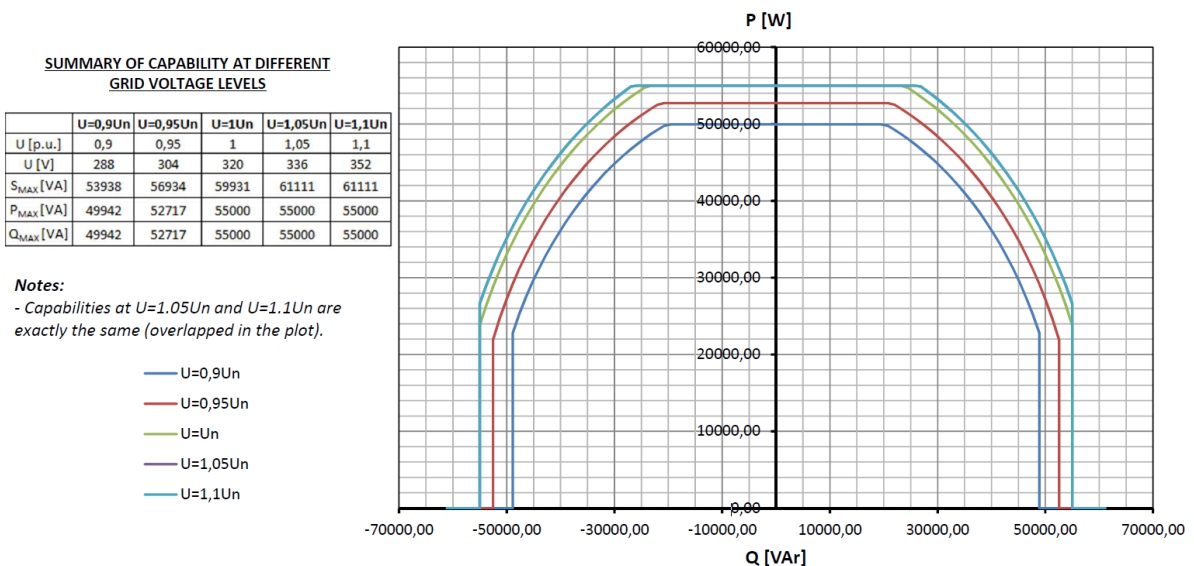


Fig. 15 – Diagrama $P-Q$ a invertoarelor utilizate în centrala fotovoltaică investigată, furnizată de producătorul acestora [9].

6. CONCLUZII

Prezentul studiu a urmărit ilustrarea atât calitativ cât și cantitativ a modului prin care puterea reactivă capacitivă produsă de o centrală fotovoltaică conectată la rețea (on grid), generată în principal de cablurile de medie tensiune, poate fi compensată cu succes pe timp de

noapte prin montarea unor bobine de compensare (elemente pasive de circuit) pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor concomitent cu deconectarea invertoarelor și implicit a panourilor fotovoltaice.

Bobinele de compensare pot fi teoretic montate și pe partea de medie tensiune a centralelor. Costurile unor asemenea elemente de circuit, care să permită comutații automatizate frecvent la tensiunea de 20 kV împreună cu aparatele aferente de protecție și comutație (întreruptoare de sarcină și relee de protecție) sunt mult mai mari datorită, în principal, sistemelor de izolație care trebuie utilizate pentru asemenea echipamente.

Folosirea nocturnă a bobinelor de compensare asigură un consum redus al centralei, ceea ce conduce, pe lângă o economie semnificativă de energie, la o răcire mai bună a transformatoarelor în cursul nopții (acestea funcționează cu o încărcare redusă). De asemenea, se asigură pe timpul nopții o calitate a energiei la bornele centralei foarte bună. Acest lucru este datorat faptului că centrala (care este în regim de consumator) alimentează exclusiv elemente liniare de circuit (transformatoare, cabluri și bobine), invertoarele fiind deconectate. În plus, soluția adoptată asigură și o răcire a invertoarelor pe timpul nopții (a celor 60 de unități care asigurau compensarea energiei reactive capacitive). Acestea se aflau în funcțiune 24 h din 24 h și prezentau un risc mai ridicat de defect datorită solicitărilor termice și uzurii mai accentuate a acestora. În plus, efectuarea unei mentenanțe era deficitară.

Odată cu oprirea invertoarelor pe timpul nopții se elimină și efectul de degradare al panourilor cunoscut sub denumirea de PID (*engl.* Potential Induced Degradation). Acest fenomen reduce puterea panourilor prin degradarea chimică a celulelor de siliciu policristaline (se înnegresc, iar pe durata funcționării scade puterea debitată de celulă). Suplimentar, deconectarea panourilor pe timpul nopții permite alimentarea acestora de către convertoare speciale numite „float controller” sau „PID Killer” care pot regenera în proporție de până la 80 % a proprietățile inițiale ale acestora (fenomen numit și „albirea panourilor”).

Se poate ușor demonstra că investiția în achiziționarea bobinelor de compensare este rapid recuperat într-un interval de circa un an de funcționare a centralei fotovoltaice. În plus, acest sistem de gestiune a puterii reactive asigură și posibilitatea unui reglaj al tensiunii prin circulația puterii reactive în centrală. Nu în ultimul rând acest sistem de compensare a energiei reactive asigură o degradare mai lentă a tuturor echipamentelor implicate în fluxurile de energie (transformatoare, invertoare, panouri) prin reducerea solicitării acestora.

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). A fost prezentată la Simpozionul de Mașini Electrice SME’XVIII, 2022.

BIBLIOGRAFIE

1. S. Ould Amrouche, S. Bouchakour, A. Hadj Arab, K. Abdeladim, F. Cherfa, K. Kerkouche, *Reactive power issues in grid connected photovoltaic systems*, Int. Conference on Nuclear and Renewable Energy Resources, pp.1-6, October 2014.
2. A.F. Kadir, H. Mupangat, D. Mat Said, Z. Rasin, *Reactive power analysis at solar power plant*, Jurnal Teknologi **83**, 2, pp. 47-55, 2021.
3. B.P. Singh, S.K. Goyal, S.A. Siddiqui, *Grid connected-photovoltaic system (GC-PVS): issues and challenges*, IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 594, IOP Publishing, 2019.
4. L. Jin, X. Gong, Q. Sun, M.o Sha, *Reactive power control of grid-connected photovoltaic power generation*, Journal of Physics: Conference Series 1754, IOP Publishing, 2021.
5. Dhaneria, *Grid connected PV system with reactive power compensation for the grid*, IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), pp. 1-5, 2020.

6. P. González, E. Romero, V. M. Miñambres, M.A. Guerrero, E. González, *Grid-connected PV plants. power quality and technical requirements*, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), pp. 169-176, 2014.
7. D. Ibram, V. Gueorgiev, *Control of reactive power of a single-phase photovoltaic inverter*, Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef), pp. 1- 4, 2020.
8. ***Electrical characteristics of Polycrystalline Silicon Solar panel ET Solar Group ET-P660240 (240 W).
9. ***Technical specifications PVI 55 TL an PVI 55.0.TL Inverters - Power ONE – Italy.
10. ***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
11. ***Medium voltage cable catalog ICME ECAB SA Romania, cable type 12/20 kV.
12. D.V. Groșanu, E. Cazacu, L. Petrescu, *Power quality and energy efficiency study of a 8 MW photovoltaic power plant*, Electric Machines, Materials and Drives - Present and Trends, **17**, 1, pp. 97-107, 2021.
13. E. Cazacu, D.V. Groșanu, L. Petrescu, *Reactive power management in a grid-connected photovoltaic power station: a case-study*, The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty, **21**, 2, pp. 53 – 58, 2021.
14. J. Chang, H. Wang, H. Yang, J. Zhang, J. Huang, *The real situation of potential-induced degradation in multicrystalline silicon photovoltaic power plant*, IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1682-1685, 2016.
15. Y.R. Golive et al., *Analysis of field degradation rates observed in all-India survey of photovoltaic module reliability 2018*, IEEE Journal of Photovoltaics, **10**, 2, pp. 560 – 567, 2020.
16. S. Guo et al., *Investigation of efficiency for PID-affected solar module at nonstandard test conditions*, IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, pp. 1873-1876, 2017.
17. J. Oh, G.T. Mani, S. Bowden, S. Garner, *Application of flexible glass to prevent PID in PV modules*, IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, pp. 1-4, 2015.
18. Khaled, H. Aboubakeur, B. Mohamed, A. Nabil, *A fast MPPT control technique using PID controller in a photovoltaic system*, International Conference on Applied Smart Systems, pp. 1-5, 2018.
19. ***FDUEG Italy - Reactive power coils 2x50 kVAr/ 3x230 V.
20. *** Fluke 435 - IEC Class A – Three-Phase Power Quality Analyzer – User Manual, Fluke Corporation, 2010.
21. ***EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems
22. ***IEC 61000-4-30/-7/-15 – Power quality measurement methods, testing and measurement techniques
23. C. Sankaran, *Power Quality*, New York: CRC Press, 2002.
24. M.A.S. Masoum, E.Fuchs, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, 2nd Ed. Elsevier Academic Press, 2015.
25. J.D. Glover, T. Overbye, M.S. Sarma, *Power system analysis and design*, Cengage Learning, 6th Ed., 2016.
26. *** Janitza Electronics UMG 604 – Operating manual and technical data, 2018.
27. L. Zhou, Y. Chao, *The research of reactive power control strategy for grid-connected photovoltaic plants*, World Congress on Sustainable Technologies, pp. 12-17, 2013.