A XIII-a Conferinţă Naţională multidisciplinară – cu participare internaţională,
"Profesorul Dorin PAVEL – fondatorul hidroenergeticii româneşti",
SEBEŞ, 2013

CONSIDERAȚII PRIVIND REALIZAREA UNOR PRIME CENTRALE ELECTRICE FOTOVOLTAICE ÎN ROMÂNIA

Florin OAE, Elena ANGHEL, Iulian BĂRBOIANU, Răzvan NEAGOE, Basarab Dan GUZUN

OVERVIEW REGARDING DRAFTING AND IMPLEMENTATION OF THE PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS INTO ROMANIA

In this paper we do present some first and pertinent aspects regarding the implementation also into Romania these new power source based on renewable energy, among is to stand the huge amount of solar energy – directly converted into electricity. Of coarse, as a beginning period, a lot of these aspects related within this kind of energy conversion are regarded as difficulties and, our paper is trying to underline only the main aspects encountered by both - designers and engineers, directly involved into erection on sites.

Cuvinte cheie: string, invertor, tensiune, fotovoltaic, energie
Keywords: string, invertor, voltage, photovoltaic power plant PPP

1. Considerații introductive. Structura colectorului electric

Se deosebesc două soluţii, considerate de bază: distribuită, respectiv centralizată; s*oluţia distribuită* presupune mai multe invertoare de puteri mici, de ordinul kilowaţilor, de obicei câte unul pentru fiecare şir de panouri (string), cu avantajul că string-ul direct conectat la invertor funcţionează la putere maximă, iar partea de protecţie pe partea de curent continuu (c.c.) fiind de obicei inclusă în acest important *invertor* ***I.*** Cu un invertor la fiecare string, sunt limitate problemele de cuplaj între panouri şi invertoare, reduse pierderile datorate umbririi şi expunerii

diferite a panourilor; pe diferite şiruri se pot utiliza panouri diferite, ridicând eficienţa centralei fotovoltaice PPP de medie putere, [1].

Soluţia centralizată este uzitată în cazul PPP de putere mare, unde mai multe şiruri de panouri sunt legate în paralel pe un invertor. Faţă de cazul precedent, este vorba despre un număr redus de invertoare, cu consecinţa reducerii investiţiei şi a costurilor de mentenanţă. În centrale mari PPP este preferată utilizarea mai multor invertoare de putere mare, fiecare deservind o sub-zonă a parcului, amplasate într-o clădire special construită - deservind eventual şi alte utilităţi, posibil a fi incorporate în containere pe terenul parcului.

2. Module fotovoltaice interconectate

Eficienţa modulelor solare depinde de temperatură, de nivelul radiaţiei solare - primită de la Soare convertită de panou în energie electrică cu o eficienţă de max. 20 %, restul - transformată în căldură. Temperatura de funcţionare este datorată radiaţiei la care se adaugă temperatura mediului; când modulul primeşte radiaţie solară, acesta se încălzeşte la o temperatură, peste nivelul ambiant.

La temperaturi ridicate, eficienţa panoului scade și producţia diminuează; instalaţia suport a modulelor va asigura o bună ventilaţie, evident - reţinând cât mai puţină căldură.

Producătorii modulelor solare specifică parametrul NOCT-*Nominal Operating Collector Temperature* cu densitatea de putere a radiaţiei solare 0,8 kW/m^2, temperatura ambiantă 20 °C, viteza vântului de 1m/s, aceasta situându-se de regulă în jurul valorii de 45°C pentru module cristaline; eficienţa modulului se reduce la radiaţie scăzută, sensibilă la modificarea spectrului luminii, deși – paradoxal - unele tipuri au o eficienţă mai bună, la lumină difuză. Cele mai eficiente module la radiaţie solară, sunt: cu Si monocristalin (eficienţă 13-19 %), respectiv Si policristalin (11-15 %). În centrale PPP mari, se preferă panourile cu siliciu policristalin, faţă de cele monocristaline, datorită preţului scăzut.

Garanţia producătorilor de module cristaline nu permite o degradare a performanţei putere de ieşire cu mai mult de 10% pe parcursul a 10 ani şi cu 20 % pe parcursul a 25 de ani. Măsurătorile efectuate pe modulele instalate în anii 80 arată un timp de anduranță extins la peste 30 de ani, fără a indica semne de degradare.

3. Invertorul

Datorită fluctuaţiilor continue ale radiaţiei solare şi ale temperaturii, tensiunea şi curentul modulelor fotovoltaice fluctuează

într-o plajă largă. Invertoarele solare eficiente participă la monitorizarea sistemului, colectarea+stocarea datelor, necesare analizării eficienţei PPP, ca în figura 1; urmăresc automat punctul optim de funcţionare (maximum de putere – MPP – pe caracteristica I/V a matricei) or – MPPT - Maximum Power Point Tracking

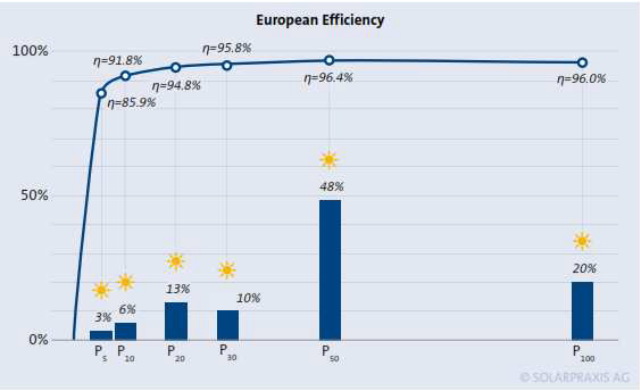

Fig. 1 Eficienţa invertorului operând la punctul de putere maximă MPPT

3.1. Eficienţă. Puterea nominală a matricei de module este definită la STC (Standard Test Conditions), cu radiatie G = 1 kW/mp, T_{amb} = 25 °C, masa atmosferică - Air Mass, AM = 1,5. Puterea nominală a invertorului reprezintă puterea la ieşire în c.a. În condiţii de funcţionare uzuale (variaţii ale temperaturii şi radiaţiei solare), pierderile matricei de module duc la o reducere a puterii produse. Astfel, invertorul trebuie dimensionat la o putere nominală mai mică decât cea a matricei pentru păstrarea unei bune eficienţe a sistemului. Eficienţa diferă în raport cu sarcina, aceasta diminuându-se la sarcini mici, caracterizată fiind de faptul că invertorul are nevoie de un consum propriu pentru a funcţiona; un invertor de 3 kW poate consuma 20 W la sarcină 0 W; dacă avem o sarcină de 20 W, în invertor intră o putere de 40 W şi eficienţa va fi de numai 50 %, iar un invertor mai mic de 20 W poate absorbi doar 25 W livrând la ieşire 20 W - eficienţă 80 %.

În mod uzual se pot identifica invertoare pentru aplicaţii solare cu eficienţe maxime, peste 98 %; se atinge de obicei eficienţa maximă la 50-60 % din puterea de ieşire nominală. Curba eficienţei scade după această valoare datorită pierderilor Joule în tranzistoare, variind în funcţie de pătratul curentului de sarcină ($\Delta p = RI^2$).

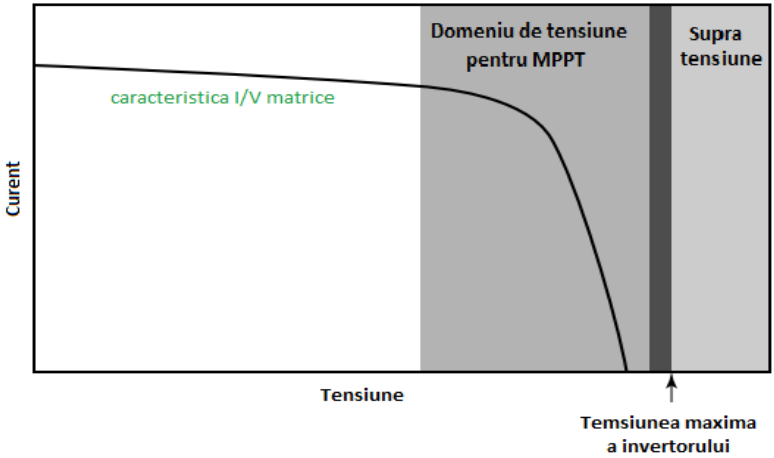

Fig. 2 Caracteristica Volt-Amper a unei celule solare convertoare

Curbele V-A și de eficienţă a *invertorului* ***I*** sunt factori important în dimensionare, deoarece acesta trebuie utilizat în zona de sarcină parţială cât mai puţine ore pe an, figura 2. Caracteristica în timp a puterii generate de matrice este de asemenea – importantă; matricea livrând rar putere la capacitate maximă, e util a cunoaşte probabilitatea anumitor puteri la ieşire.

3.2. Dimensionarea în putere a invertorului. Pentru radiaţie maximă, mai rar, se alege un invertor cu putere nominală mult mai mică decât a matricei fotovoltaice.

Subdimensionarea *invertorului* ***I*** în acest fel conferă avantajul de a funcţiona într-un domeniu superior de putere la ieşire, cu eficienţă crescută, dar cu dezavantajul acestei dimensionări: invertorul se supraîncărcă repede, la nivel de radiaţie solară înaltă.

Utilizatorul va pune în balanţă producţia de energie sau câştigul economic imediat - datorită unui invertor mai ieftin; îşi va limita puterea absorbită de la matrice deplasându-şi punctul de funcţionare pe caracteristica I/V fără a disipa putere suplimentară). Invertoarele ce au curbe cu eficienţe reduse în domeniul sarcinilor parţiale, sunt utilizate în mod frecvent pentru matrice cu raportul dintre P_n matrice (STC) / P_n, $k \leq 1,3$. Azi, invertoarele au eficienţă îmbunătăţită şi, cu premiza pierderilor limitate la ieşire de max. 0,5 % din energia generată, se recomandă un raport $1 \leq k \leq 1,11$.

Puterea generată de matrice depinde de modul de montare al modulelor (de unghiul de înclinare - dacă de exemplu modulele sunt montate pe faţada unei clădiri şi nu la unghiul optim, acest raport trebuie să fie superior); obligaţiile contractuale, se discută atent cu producătorul. Invertoarele multi-MPPT, echipate cu mai multe intrări prin care pot colecta energia de la matrici diferite, urmăresc MPPT; Un sistem cu mai multe invertoare, are posibilitatea funcţionării în regim master-slave: la producţie în sistem scăzută, se pot conecta matricele altor invertoare la unul singur, pentru ca acesta să funcţioneze cu eficienţă sporită, prin asigurarea interconectării adecvate, fiind posibile configuraţii de tip *master* + *multi-slaves*.

3.3. Partea de curent alternativ c.a. Invertorul face conversia– energiei matricei PV, c.c./c.a.; această conversie se poate realiza cu defazaj între tensiune şi curent, sprijinind reţeaua prin injectarea de putere reactivă (de exemplu, la defect al reţelei). Invertorul funcţionând cu sarcină reactivă Q, eficienţa acestuia diminuează; astăzi conversia c.c. / c.a. se realizează cu pierderi minime.

La ieşirea invertorului, se montează un filtru pentru asigurarea calităţii formei de undă a tensiunii alternative şi un altul pentru limitarea interferenţelor electromagnetice. Multe invertoare pentru aplicaţii solare produc curent alternativ cu o tensiune de aproximativ 300 Vc.a.; dorindu-se utilizarea într-o reţea cu tensiune standard, este necesar un transformator. Piaţa oferă invertoare + transformator pentru tensiunea standard de 0,4 kV dar şi invertoare fără transformator capabile să genereze 0,4 kV, cu o eficienţă superioară chiar și celor cu transformator încorporat.

4. Transformatorul

Este realizat - special *dedicat* aplicaţiilor PV, iar c.a. produs de invertoare la o tensiune de aproximativ 300 Vc.a. trebuie injectat reţelei. Energia produsă de parcurile fotovoltaice mari este direct injectată în reţeaua de medie tensiune. Pentru a injecta puterea în reţea se pot conecta în paralel mai multe invertoare la un singur transformator, rezultând o economie de bani şi spaţiu; cum folosirea unității trafo implică pierderi magnetice şi ohmice, este recomandat ca acestea să nu depăşească 1 % din puterea matricei la STC.

5. Cutiile de conexiune

În prezent, multe centrale sunt construite fără diode de blocaj, din moment ce majoritatea modulelor au o rezistenţă crescută şi pot

suporta cu uşurinţă curenţi inverşi de 10 …20 A. În fine, modulele pot suporta un curent invers între 2,5 şi 3 I_{sc} (SR CEI/TS 62257-7-1). Dacă sunt conectate la un invertor x stringuri în paralel, şi deci curentul invers maxim este egal cu

$$I_{inv} = (x-1)\cdot 1.25 \cdot I_{sc} ,$$

nu este necesar a proteja string-ul dacă $I_{inv} \leq 2.5 \cdot I_{sc}$; aceasta înseamnă o valoare de

$$(x-1)\cdot 1.25 \leq 2.5 \Rightarrow x \leq 3^{3} .$$

Diodele (Schottky), introduc o pierdere constantă de putere datorită căderii de tensiune pe joncţiune, ce pot fi reduse prin utilizarea dispozitivelor cu joncţiune cu metal semiconductor și cădere de 0,4 V în loc de 0,7 V pe diodă convenţională.

6. Cablurile în curent continuu c.c.

Cablurile suportă pe parcursul întregii durate de viaţă a centralei (25-30 de ani !), condiţii severe de mediu: temperaturi înalte, precipitaţii, radiaţii ultraviolete, or supra-tensiuni.

Cablurile conectând module sunt fixate pe spatele acestora, unde temperatura poate fi 70-80 ^{0}C, trebuind să suporte temperaturi înalte şi razele ultraviolete, când sunt instalate la vedere; se folosesc cabluri speciale, cu un singur miez, cu manta şi izolaţie de cauciuc, cu valori nominale de 0,6/1 kV, cu temperatură maximă ≤ 90 ^{0}C, de înaltă rezistenţă la razele din spectrul ultraviolet.

Secţiunea unui cablu trebuie să asigure îndeplinirea următoarelor condiţii: capacitatea de curent a cablului să nu fie mai mică decât curentul proiectat I_b; căderea de tensiune pe lungimea cablului să se încadrează între limitele impuse.

În condiţii normale de funcţionare, fiecare modul produce un curent apropiat de cel de scurtcircuit, astfel încât curentul de funcţionare al unui string este considerat a fi $I_b = 1.25 \times I_{sc}$, (Isc este curentul de scurtcircuit în condiţii standard de testare şi creşterea de 25 % luată în considerare la radiaţii de peste 1 kW/m^2.

Când centrala PPP este de mare putere, împărţită în subzone cu câte o cutie de joncţiuni, cablul între cutie şi invertor trebuie să transporte un curent proiectat de: $I_b = y \times 1.25 \times I_{sc}$, (y - numărul de string-uri/cutia conexiuni).

În centralele fotovoltaice, căderea de tensiune este considerată acceptabilă dacă se situează între 1 şi 2 %, astfel încât pierderile prin efect Joule în cabluri să fie limitate pe cât posibil.

Pe partea de curent continuu, căderea de tensiune pe cabluri este pur rezistivă şi corespunde procentual cu pierderile de putere:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

Atunci când se pozează cablurile, trebuie să se evite formarea buclelor astfel încât să nu se creeze un circuit sensibil la curentul indus.

7. Cablurile de curent alternativ c.a.

Dimensionarea cablurilor este reglementată de NTE 007/08/00 “Normativ pentru proiectarea şi executarea reţelelor de cabluri electrice”.

Secţiunea conductoarelor se verifică la următoarele criterii:

a) Curentul maxim de durată, la o anumită temperatură a mediului ambiant, ca sarcina maximă pe care o poate suporta cablul, fără a depăşi temperatura admisă, în regim de durată.

b) Solicitarea termică la scurtcircuit, conform instrucţiunilor PE 103.

c) Căderea de tensiune, se verifică de la cel mai îndepărtat generator fotovoltaic - până la punctul de racordare.

8. Concluzii

■ alegerea optimă a invertorului implică a considera și aspecte economice, de calitate, garanții la achiziționare etc.;

■ la compararea diverselor invertoare, vor fi puse în balanță – producția de energie - cu prețul invertorului;

■ achiziționarea unui invertor de putere nominală mai redusă (deci, mai ieftin), dar care va funcționa la eficiență sporită o perioadă mai mare din an, fie și cu apariția unor pierderi de limitare (supraîncărcare), face posibilă o creștere a producției de energie a centralei în condiții tehnico-economice convenabile;

■ sursele regenerabile de energie - între care și cele fotovoltaice cu penetrare de dată recentă în SEN al României, pot fi utilizate la

susținerea alternativă a consumului esențial dedicat serviciilor interne din stații (eventual, unor centrale electrice cu putere instalată mai redusă).

BIBLIOGRAFIE

[1] Oae, F., *Studiu de interconectare a panourilor fotovoltaice de la Orbeasca, jud. Teleorman - 6,5 MWp*. Referat doctoral - documentare ISPE - PUE, susținut în Departamentul de Producere și Utilizare Energie – PUE, ianuarie 2013, 51 pag.

Drd.Ing. Florin OAE
florin.oae@ispe.ro
Drd.Ing. Elena ANGHEL
Drd.Ing. Iulian BĂRBOIANU
Drd.Ing. Răzvan NEAGOE
Prof.Dr.Ing. Basarab Dan GUZUN
prof. îndrumător doctoranzi
guzunbasarabdan@yahoo.com
Departamentul de Producerea și Utilizare Energie – PUE, Facultatea de Energetică, Universitatea *Politehnica* din București – UPB