

# **1. Aspecte tehnice și economice legate de utilizarea energiei geotermale pentru producerea de energie electrică la temperaturi medii**

În analiza următoare se prezintă posibilitatea de a utiliza energie geotermală pentru producția de electricitate la temperaturi medii. În studiu sunt indicate două opțiuni și anume: ciclurile binare (Rankine organic și Kalina). După un studiu comparativ al soluțiilor propuse a fost ales ciclul Kalina și apoi a fost propusă o soluție pentru o centrală geotermală. Avantajele se bazează pe faptul că în Oradea există un rezervor de apă geotermală important de temperaturi medii, care pot fi folosite pentru implementarea cu succes a soluției de obținere a electricității în stații electro-geotermale de puteri mici.

În momentul de față, atât Uniunea Europeană cât și România se confruntă cu o necesitate crescută în ceea ce privește utilizarea combustibililor fosili datorită faptului că acești combustibili sunt poluanți și sunt din ce în ce mai scumpi. Pentru acest motiv, atât în UE cât și în România există o orientare notabilă spre folosirea combustibililor neconvenționali și nepoluanți. Energia geotermală este inclusă în această categorie, deoarece este o sursă regenerabilă și poate contribui la reducerea semnificativă a emisiilor de carbon și a efectului de seră. Cu toate că producția de electricitate nu poate fi total înlocuită prin utilizarea surselor de energie neconvenționale, obținerea energiei prin utilizarea combustibililor neconvenționali și ieftini determină reducerea prețurilor în acest domeniu și reducerea substanțială a poluării. Promovarea transferului tehnologic pe piața energiei, prin utilizarea surselor neconvenționale, este o necesitate.

## **1.1. Analiza soluției tehnice.**

În trecut au existat patru modalități diferite folosite pentru obținerea electricității din resurse geotermale: ciclul de expansiune al aburului, ciclul organic Rankine (ORC), ciclul Kalina și generatoarele termoelectrice. Analizând procesele de conversie enumerate mai sus, centralele care folosesc generatoare termoelectrice sunt eliminate primele, deoarece acestea au un randament de numai o zecime din randamentul ciclului Carnot. Celelalte procese analizate au randamentul de aproximativ jumătate din cel al ciclului Carnot. Randamentul Carnot este, teoretic, cel mai ridicat care poate fi atins prin transformarea energiei geotermale în energie mecanică. Randamentul Carnot este utilizat doar ca referință, deoarece pentru a-l obține ar fi luate un număr infinit de generatoare și limitele ale celui de-al doilea principiu al termodinamicii va fi depășit. După cum s-a menționat mai sus, ciclul de expansiune al aburului se consideră a fi neeconomic, exceptând cazurile în care temperatura agentului geotermal este mai mare decât 220 °C. Când temperatura este mai scăzută decât acest nivel, cantitatea de abur care există după separatoare este puternic redusă și doar o mică parte a agentului geotermal

poate fi folosită pentru a putea fi folosită la obținerea electricității. În cazul ciclurilor binare a mai mare parte a energiei agentului geotermal poate fi utilizată pentru a obține electricitate. Pe lângă randamentul mic al fluidului geotermal într-un sistem de expansiune cu abur, în cazul temperaturilor joase, este dificil de găsit turbine potrivite care să lucreze la presiune scăzută. Acest este motivul principal de ce au fost dezvoltate procese bazate pe cicluri binare. Când cantitatea de căldură este redusă și prin urmare, când puterea centralei este redusă, folosind alte fluide decât apa, se ajunge la o situație avantajoasă din punct de vedere economic. În consecință, în cazul analizat se iau în considerare doar ciclurile ORC și Kalina. În Fig.1 sunt comparate ciclurile ORC și Kalina din punct de vedere al randamentului. Pentru ciclul ORC, fluidul de lucru este izopentanul [1]. După cum se poate vedea din grafic, ciclul Kalina are un randament mai bun decât ciclul ORC cu izopentan. În Fig.2 sunt comparate ciclurile ORC și Kalina din punct de vedere al puterii nete teoretice [10]. Liniile continue caracterizează ciclul Kalina și liniile întrerupte caracterizează ciclul ORC. Liniile marcate cu (+) definesc soluția pentru putere ridicată și cele marcate cu (o) sunt pentru cost scăzut. După cum poate fi observat din grafic, pentru aceeași temperatură a agentului geotermal de intrare, ciclul Kalina dă teoretic o mai mare putere netă.

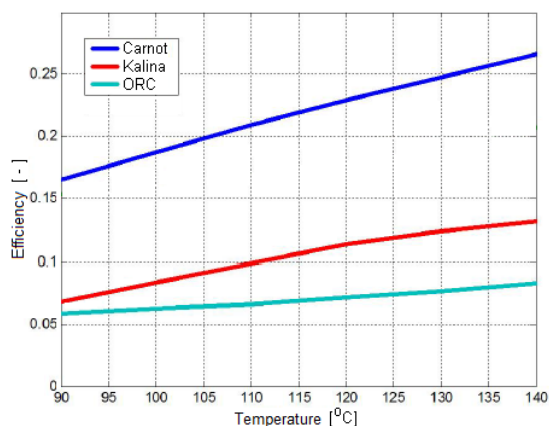


Fig.1.1. Comparatie privind randamentul ciclurilor Kalina and ORC (izopentan)

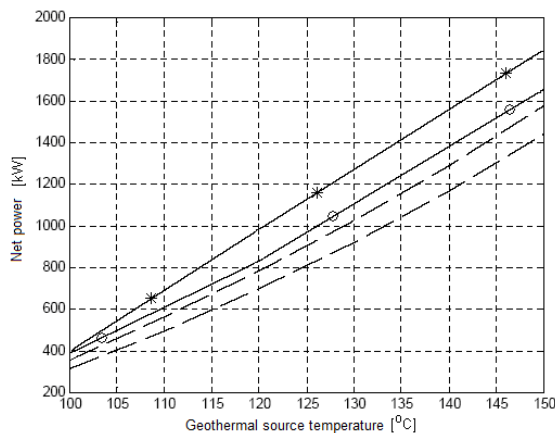


Fig.1.2. Comparatia puterii nete la ciclurile Kalina and ORC (izopentan)

Apa geotermală (Fig.3) cu o temperatură de 100 °C este extrasă de la stația 4796, cu o pompă submersibilă caracterizată de următorii parametri:  $P = 150 \text{ kW}$  și  $D = 70 \text{ l / s}$ . În cazul unui timp de funcționare îndelungat, pompa submersibilă consumă 27 kW și asigură următorii parametri pentru apa geotermală:  $p = 1,3 \text{ bar}$  și  $D = 30 \text{ l / s}$ .

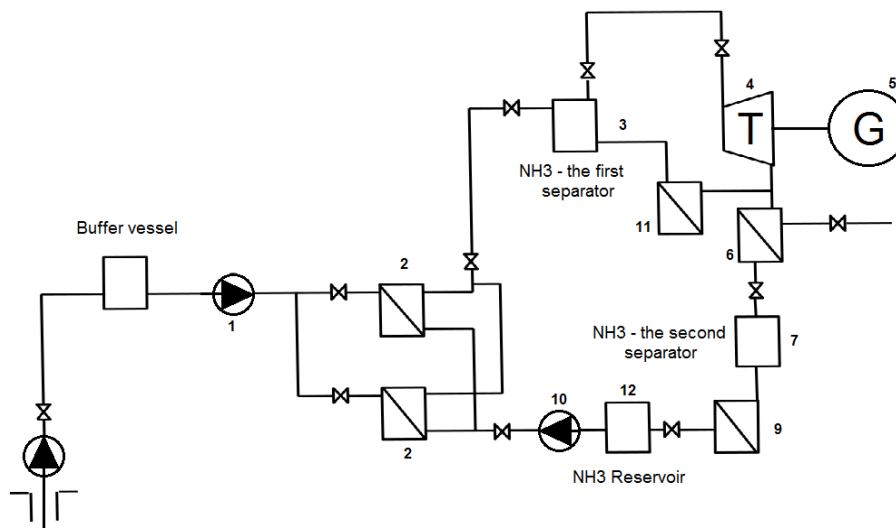


Fig.1.3. Schema termică de principiu a noii centrale electro-geotermale.

Apa geotermală, cu parametrii indicați mai sus, este circulată prin pompe (1) în schimbătorul de căldură al evaporatorului (2), care transferă căldura la agentul de lucru (amoniac și soluție de apă). În acest fel, temperatura apei geotermale este redusă la aproximativ 70 °C și apoi această apă este direcționată la centrala geotermală, aflată în apropiere. Circulația agentului de lucru este asigurată cu ajutorul pompelor de alimentare (10). În urma primirii căldurii de la apa geotermală, agentul de lucru se evaporă și temperatura sa crește la aproximativ 95 °C.

## 1.2. Analiza indicatorilor economici ai proiectului.

### a) Premise.

Pentru analiza eficienței economice sunt folosite următoarele date de pornire:

- perioada anuală de funcționare a centralei electro-geotermală este de 3953 h / an;
- prețul curent al rețelelor de furnizare a electricității este 90,9 Euro / MWh;
- durata de funcționare considerată pentru analiză este de 20 ani;
- investiția va începe la momentul “zero” și noul echipament va fi exploatat începând cu anul 1;
- rata de reducere este de 12 %;
- revizia generală este făcută în perioade în care centrala electro-geotermală își întrerupe activitatea; astfel, revizia nu influențează durata producției anuale a energiei electrice considerate și a energiei termice;

- costurile reviziei au fost distribuite în mod egal de-a lungul perioadei analizate de 20 ani, ca și cheltuieli de mentenanță și mentenanță;
- cheltuielile de funcționare și mentenanță (incluzând și cheltuielile salariale) au avut o creștere de 1% / an pe durata perioadei analizate.

#### **b) Elemente de bază.**

Costurile și veniturile care subliniază calculul eficienței economice au fost luate în considerare după cum urmează:

- perioada considerată pentru analiză;
- investiția va începe la momentul “zero” și noul echipament va fi exploatat începând cu anul 1;
- rata de reducere este de 12 %;

#### **c) Valoare actuală netă VAN.**

În studiile și analizele de fezabilitate, valoarea actuală netă VAN reprezintă, în formă sumară, eficiența investiției, pentru o perioadă determinată de funcționare și o rată de reducere alese în condiții specifice pentru realizarea investiției. Indicatorul este calculat cu relația:

$$VNA = \sum_{i=1}^n B_i \times (1+a)^{-i} - \sum_{j=0}^d I_j \times (1+a)^{-j} \quad (1)$$

unde:

$B_i = V_i - C_i$  - este fluxul net de numerar pentru anul “i”

$V_i$  - este venitul total pe anul “i”;

$C_i$  - este valoare totală a cheltuielilor pe anul “i”;

$I_j$  - reprezintă valoare totală a investițiilor în anul “j”;

$n$  - timpul de funcționare luat în considerare, în ani, considerând anul 1, anul care arată primele cheltuieli de investiții;

$d$  - durata în ani a perioadei pentru programarea investițiilor;

$a$  - rata de reducere.

Analiza randamentul investițiilor RI pe baza VAN implică acceptarea variantelor cu VAN pozitiv, dar se preferă alternativă cu VAN maximă.

#### **d) Rata internă de returnare RIR**

Rata internă de returnare stabilește o capacitate de investiție pentru a asigura un venit net în perioada de calcul luată în considerare, ținând cont de toate costurile suportate și, în același timp, asigură recuperarea rapidă asupra capitalului investit. RIR reprezintă rata dobânzii compuse care, folosită ca și rată de reducere (discount) în calcularea VAN, conduce la o valoare de „0” pentru aceasta. Aceasta înseamnă că RIR este valoare limită a ratei de reducere pentru

care investiția rămâne rentabilă, prin recuperarea completă a capitalului investit dar fără a avea profit. De aceea RIR este rata maximă a dobânzii luată în considerare pentru obținerea împrumutului, care poate fi restituit, sau comparat cu valoarea dobânzii bancare, dacă investiția face mai mult profit decât prin propunerea de a investi capital la bancă. RIR global, în ansamblu, trebuie să fie mai mare decât rata dobânzii bancare plus o margine de siguranță, astfel:

$$IRR > \left[ \frac{d}{100} + \frac{r_i}{100} + \frac{r_r}{100} \right] \times 100 \quad (2)$$

unde:

d - rata dobânzii bancare;

$r_i$  - rata inflației;

$r_r$  - rata de risc.

#### e) Perioada de recuperare a investiției PRI

Durata prezentă pentru recuperarea investiției – PRI sau timpul prezent de recuperare  $TR_{act}$  este timpul în ani, necesar pentru valoarea prezentă a investițiilor pentru a fi potrivite de către suma de flux de numerar actualizat net realizat în cadrul acestei perioade de timp. Pentru ca investiția să fie profitabilă, PRI trebuie să fie mai mică decât durata ei, și când se contractează împrumuturi, PRI trebuie să fie mai mică decât perioada de împrumut.

#### f) Indicele de profitabilitate IP

Indicele de profitabilitate este raportul valorii prezente a venitului anual și costurile totale anuale actualizate care includ valoarea prezentă a investiției.

### 1.3. Rezultatele analizei tehnico-economice pentru următorii 20 de ani.

Datele analizei arată că investiția este recuperată în 7,69 ani.

#### a) Analiza sensibilității

În condiții incerte este necesar să se analizeze factorii care ar putea influența eficiența investiției în cazul în care datele care au fost considerate de bază pentru prognoză se schimbă. În acest caz, de la datele pe care le luăm în considerare, cele mai importante sunt: prețul de achiziție al echipamentelor centralei electro-geotermală, prețul energiei electrice și randamentul net al centralei electro-geotermale. În consecință, analiza sensibilității ia în considerare comportamentul indicatorilor economici depinzând de schimbările valorilor specificate. În continuare, se prezintă alternativele ipotetice ale valorilor menționate și schimbările indicatorilor economici depinzând de variația lor. Rezultatele analizei sensibilității subliniază următoarele concluzii:

- **Schimbările privind prețul de achiziție al centralei electro-geotermală**

Datorită îmbunătățirii continue a tehnologiilor de fabricare și datorită cererii scăzute pe piață, prețul centralei electro-geotermală poate deveni inferior valorii de referință. Reducerea prețului de achiziție al centralei electro-geotermală (Tabelul 1 și Fig.4) are influențe pozitive asupra indicatorilor economici ai proiectului de investiție. Probabilitatea reducerii prețului de achiziție este relativ scăzută deoarece costurile specifice centralei electro-geotermală cresc (neliniar) în cazul centralelor care au puterea mai mică de 1000 kW.

Tabelul 1 Modificarea structurii prețului de achiziție al centralei

	U.M.	Scădere cu 5 %	Valoare de referință	Creștere cu 5 %	Creștere cu 10 %
		95%	100%	105%	110%
VAN [x10 <sup>-1</sup> mil €]	x10 <sup>-1</sup> mil €	9.94	9.18	8.42	7.66
IP [%]	%	68.0%	60.0%	52.0%	46.0%
RIR [%]	%	21.61	20.50	19.47	18.54
PRI <sub>act</sub> [ani]	ani	7.12	7.69	8.28	8.91

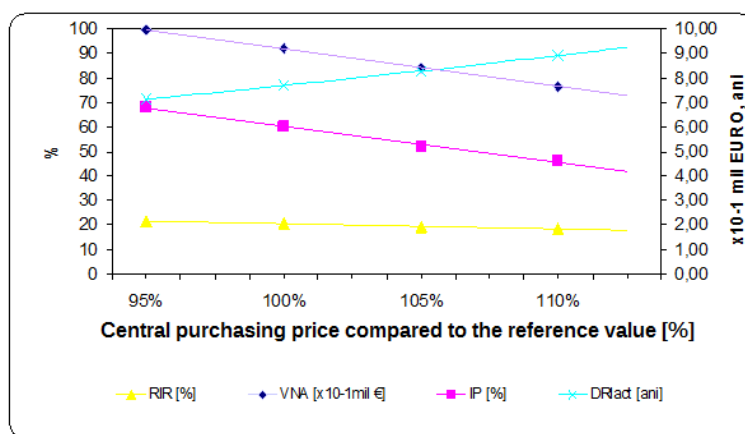


Fig.1.4. Sensitivitatea indicatorilor economici ai proiectului pentru schimbările prețului de achiziție a centralei electro-geotermală

Creșterea prețului de achiziție al centralei are influențe negative asupra indicatorilor economici ai proiectului de investiție. O creștere a prețului de achiziție al centralei cu 10% conduce la o PRI<sub>act</sub> cu 16%.

- **Analiza sensibilității indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care prețul energiei electrice precizat inițial se modifică.**

Creșterea prețului dat al energiei electrice (Tabelul 2 și Fig.5) are influențe pozitive relativ scăzute asupra indicatorilor economici ai proiectului de investiție. Probabilitatea creșterii prețului dat al energiei electrice este relativ ridicată. Creșterea prețului dat al energiei electrice cu 10% duce la reducerea PRI<sub>act</sub> cu 5%.

Tabelul 2 Modificarea prețurilor la energia electrică

	U.M.	Scădere cu 5 %	Valoare de referință	Creștere cu 5 %	Creștere cu 10 %
		95%	100%	105%	110%
VAN [ $\times 10^{-1}$ mil €]	$\times 10^{-1}$ mil €	8,79	9.18	9.57	9.97
IP [%]	%	57.0%	60.0%	62.0%	65.0%
RIR [%]	%	20.14	20.50	21.85	22.2
PRI <sub>act</sub> [ani]	ani	7.88	7.69	7.5	7.32

- **Analiza sensibilității indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care prețul dat al energiei termice se modifică.**

De asemenea, creșterea prețului dat al energiei termice (Tabelul 3 și Fig.6) are influență pozitivă asupra indicatorilor economici ai proiectului de investiție. Probabilitatea de creștere a prețului dat al energiei termice este relativ ridicat. Creșterea prețului energiei termice cu 10% conduce la reducerea PRI<sub>act</sub> cu 10,5%.

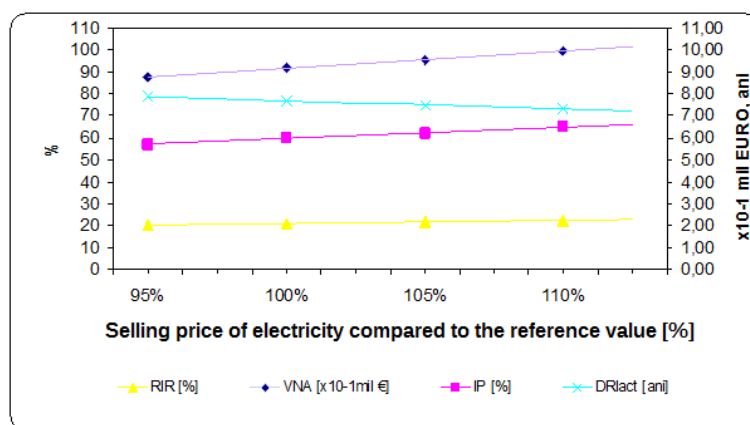


Fig.1.5. Senzitivitatea indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care prețul dat al energiei electrice se schimbă față valoarea de referință.

Tabelul 3 Modificarea prețului dat al energiei termice

	U.M.	Scădere cu 5 %	Valoare de referință	Creștere cu 5 %	Creștere cu 10 %
		95%	100%	105%	110%
VAN [ $\times 10^{-1}$ mil €]	$\times 10^{-1}$ mil €	8.27	9.18	10.09	11.01
IP [%]	%	54.0%	60.0%	66.0%	72.0%
RIR [%]	%	19.67	20.50	21.31	22.13
PRI <sub>act</sub> [ani]	ani	8.16	7.69	7.27	6.88

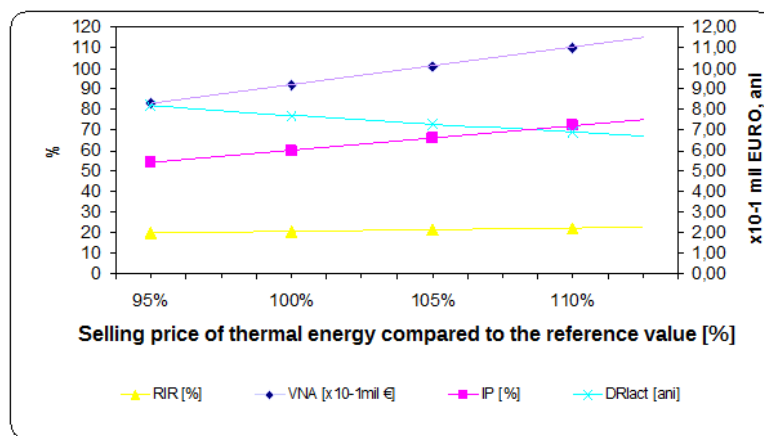


Fig.1.6. – Senzitivitatea indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care prețul dat al energiei termice se schimbă.

- **Analiza sensibilității indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care randamentul net al centralei electro-geotermale se modifică.**

Deducerea randamentului centralei electro-geotermale are o influență negativă (Tabelul 4 și Fig.7) asupra indicatorilor economici din proiectul de investiție.

Tabelul 4 Modificarea randamentului centralei

	U.M.	Scădere cu 5 %	Valoare de referință	Creștere cu 5 %	Creștere cu 10 %
		95%	100%	105%	110%
VAN [x10 <sup>-1</sup> mil €]	x10 <sup>-1</sup> mil €	8.50	9.18	9.73	10.35
IP [%]	%	55.0%	60.0%	63.0%	67.0%
RIR [%]	%	19.89	20.50	20.99	21.54
PRI <sub>act</sub> [ani]	ani	8.02	7.69	7.43	7.16

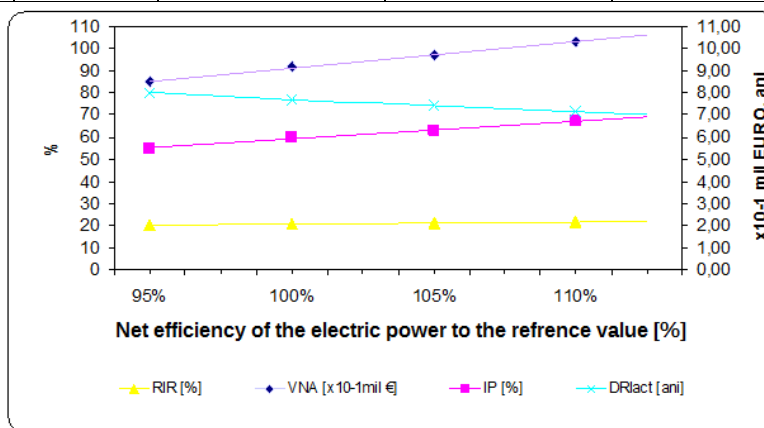


Fig.1.7. – Senzitivitatea indicatorilor economici din proiect pentru cazul în care randamentul centralei electro-geotermale se modifică.

Probabilitatea reducerii randamentului centralei trebuie luată în considerare datorită temperaturii relativ scăzute a sursei de apă geotermală. Reducerea randamentului cu 5% conduce la creșterea PRI<sub>act</sub> cu 4%. Creșterea randamentului centralei are o influență pozitivă asupra indicatorilor economici ai proiectului de investiție. Probabilitatea creșterii randamentului centralei este relativ



scăzut, datorită temperaturii scăzute a sursei de apă geotermală și datorită puterii mici a centralei. Creșterea randamentului cu 10% duce la creșterea  $PRI_{act}$  cu 6,9%.

#### 1.4. Concluzii

În continuare se indică o scurtă comparație care indică rentabilitatea investiției comparată cu utilizarea combustibililor convenționali.

Calcululele țin cont de următoarele date:

- 1 Gcal combustibil convențional – 132, 2 Lei / Gcal (aproximativ 30 Euro / Gcal);

- 1 Gcal de energie geotermală – 99, 3 Lei / Gcal (aproximativ 22 Euro / Gcal);

Pentru a produce o putere de 1 kW este necesar:

$$1 \text{ kW} \times h = 10^3 \text{ W} \times 3,6 \times 10^3 \text{ s} = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$$

Gazul metan (putere calorică  $q = 35,5 \text{ MJ/m}^3$ ) trebuie ars pentru a obține 1 kWh -  $35,5 \times 10^6 \text{ J/m}^3$ ;  $V = 0,101 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$ ; Costul = 93,37 lei (aproximativ 20 Euro).

Energia geotermală -  $4,187 \times 10^6 \text{ J}$ ;  $V = 0,011 \text{ m}^3$ ; Costul = 1,09 lei (aproximativ 0.24 Euro).

Se aproximează că energia electrică furnizată este de - 270000 kWh.

Costul pentru combustibili fosili – 2520990 Lei (aproximativ 560220 Euro).

Costul pentru cazul energiei geotermale – 294300 Lei (aproximativ 65400 Euro).

Rezultă economii anuale egale cu – 2226690 Lei (aproximativ 494820 Euro).

Din analiza cost-beneficiu prezentată mai sus, rezultă că investiția se va realiza în 1,4 ani.

## 2. Creșterea randamentului unui circuit folosit la interconectarea unei surse regenerabile care produce electricitate la o rețea Smart

În literatura de specialitate sunt prezentate diferite metode de interconectare la rețea a surselor de energie regenerabilă: prin intermediul convertoarelor buck, boost sau flyback comandate PWM urmate de un invertor. Pentru aceste topologii, datorită frecvențelor de comutare ridicate pierderile la comutație sunt importante.

Această analiză prezintă câteva considerații privind creșterea eficienței unui sistem care asigură interconectarea la rețea a unei surse de energie regenerabilă. Conectarea la rețea a sursei de energie regenerabilă se realizează prin intermediul unui convertor cvasi rezonant de tip buck cu comutare la curent nul urmat de un invertor. În acest fel se reduc pierderile de comutare pentru comutatorul principal al circuitului și se îmbunătățește eficiența sistemului. Comutatorul convertorului buck este comandat PFM. Este bine cunoscut faptul că atunci când se folosește topologia cvasi rezonantă curentul și tensiunea iau valori mai mari decât în cazul topologiilor ne rezonante, dar datorita tehnologiilor actuale de realizare a dispozitivelor electronice, căderile de tensiune pe dispozitivele în conducție sunt reduse.

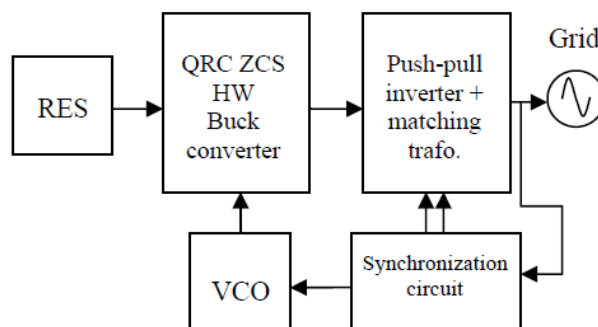


Fig. 2.1. Schema bloc a sistemului de conversie

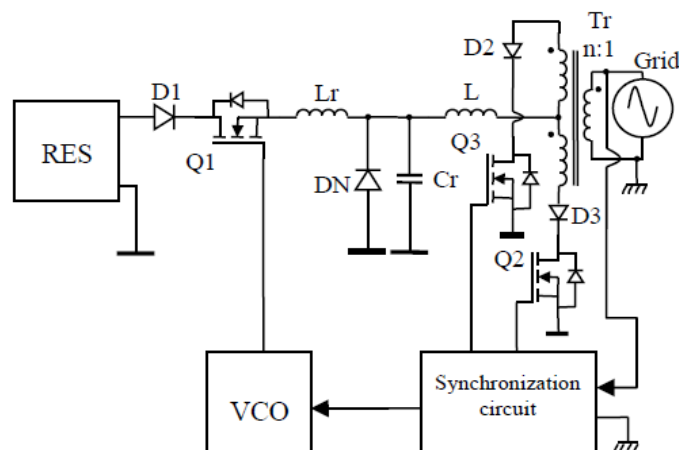


Fig. 2.2. Schema propusă.

Circuitul propus în Fig. 2.1. și detaliat în Fig. 2.2. cuprinde sursa de energie regenerabilă RES care alimentează convertorul cvasi rezonant buck, un invertor push –pull, un transformator cu secundarul conectat la rețea, transformatorul constituind sarcina invertorului, un oscilator controlat în tensiune VCO pentru a asigura comanda PFM a convertorului buck și un circuit de sincronizare cu rețeaua. Convertorul cvasi-rezonant este alcătuit din diodele D1 și DN, comutatorul principal Q1, circuitul rezonant Cr, Lr și bobina L. D1 impune o semiperioadă a curentului prin Q1.

Cu un control adecvat al convertorului cvasi rezonant buck se limitează valoarea curentului injectat în invertor și se asigură forma curentului injectat în rețea. Convertorul este comandat cu un oscilator controlat în tensiune care generează impulsuri cu o lățime fixă și o perioadă reglabilă. Circuitul rezonant Lr, Cr permite comutarea Q1 cu pierderi minime, iar valoarea și forma curentului prin inductorul L poate fi ușor controlate PFM. La începutul primei semiperioade a tensiunii rețelei, perioada impulsurilor de control este mare, iar când tensiunea rețelei atinge valoarea maximă, perioada impulsului are cea mai mică valoare.

Invertorul este comandat astfel încât să fie sincronizat cu rețeaua, permițând transferul energiei de la sursa regenerabilă la rețea în fiecare semiperioadă. Frecvența de comutație a tranzistoarelor invertorului este egală cu frecvența rețelei, din acest motiv al frecvenței reduse de comutație pierderile de putere pe invertor sunt reduse. În semiperioada pozitivă a tensiunii rețelei Q2 este în conducție Q3 este blocat, iar în semiperioada negativă stările celor două tranzistoare se inversează. Se realizează astfel sincronizarea cu rețeaua.

Schema echivalentă a circuitului din Fig. 2.2. este prezentată în Fig. 2.3.

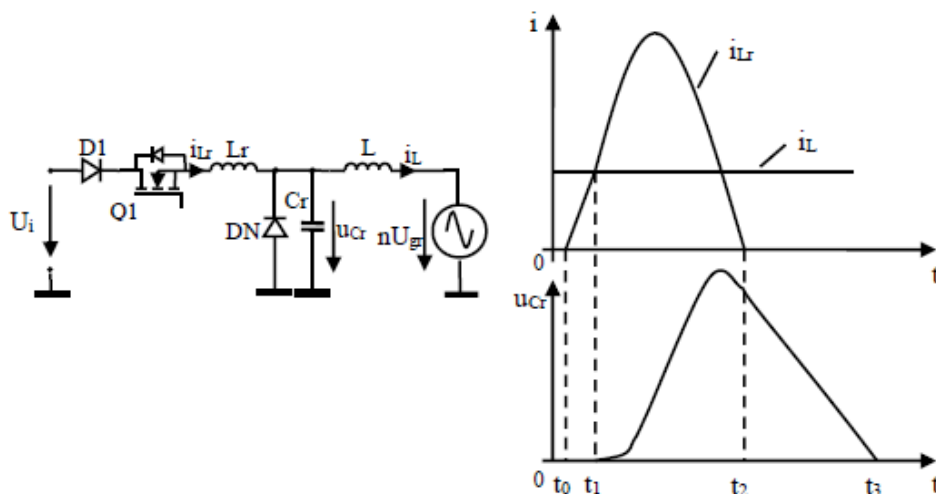


Fig. 2.3. Circuitul echivalent al sistemului de conversie.

Tensiunea de intrare  $U_i$  obținută la ieșirea sursei regenerabile este aplicată convertorului cvasi rezonant buck. Tensiunea de sarcină  $nU_{gr}$  este tensiunea reflectată din secundar în primarul transformatorului  $Tr$  și  $n$  reprezintă raportul de transformare. Sunt prezentate de asemenea formele de undă ale curentului și tensiunii prin  $L_r$ . Deoarece frecvența de comutație a lui Q1 este mult mai mare decât frecvența rețelei se poate presupune că tensiunea și curentul prin  $L$  sunt constante de-a lungul perioadei de comutație. În timpul aferent unei perioade de comutare, funcționarea circuitului este analizată în patru intervale de timp corespunzătoare regimurilor de funcționare ale acestuia.

A) Pe intervalul  $(t_0 - t_1)$ ,  $L_r$  se încarcă liniar de la 0 la  $i_{Lr}$ . Dioda DN este în conducție, iar  $u_{Cr}$  este nulă. Momentul  $t_1$  corespunde anulării curentului prin DN.

B) Pe intervalul  $(t_1 - t_2)$   $C_r$  și  $L_r$  formează un circuit rezonant serie, ca urmare  $i_{Lr}$  variază sinusoidal până la o valoare maximă după care descrește la zero.  $t_2$  corespunde momentului în care  $i_{Lr}$  se anulează.

C) În intervalul  $(t_2 - t_3)$   $C_r$  se descarcă liniar sub  $i_{Lr}$  constant (pe perioada de comutație).  $u_{Cr}$  se anulează la momentul  $t_3$ , iar DN intră în conducție.

D) În intervalul  $(t_3 - T)$ , ca urmare a intrării în conducție a DN,  $u_{Cr}$  se anulează, iar  $i_{Lr}$  circulă prin DN.  $T$  este perioada semnalului de comandă a lui Q1.

Principiul descris anterior a fost verificat prin simulare. Rezultatele simulării arată că principiul de funcționare este corect, schema propusă putând fi utilizată la interconectarea la rețea a sursei de energie regenerabilă. Schema folosită în simulare este prezentată în Fig. 2.4.

Se poate observa că cele două MOSFET-uri aferente inverterului push pull conduc fiecare câte o semialternanță a tensiunii de rețea.

Generatorul de impulsuri PFM este format dintr-un integrator resetabil din exterior, două comparatoare, un circuit basculant monostabil, două surse de tensiune VDC1 și VDC2 precum și un circuit ABS care realizează funcția modul a tensiunii de rețea.

Constanta de timp a integratorului împreună cu sursele VDC1 și VDC2 stabilesc frecvența semnalului la ieșirea generatorului de impulsuri în absența tensiunii de rețea redresate.

În absența semnalului redresat, la ieșirea COMP2 se obține un semnal cu factor de umplere de 50%. CBM este declanșat pe frontul crescător al impulsului de la ieșirea COMP2. CBM generează un impuls cu durată fixă și frecvență variabilă.

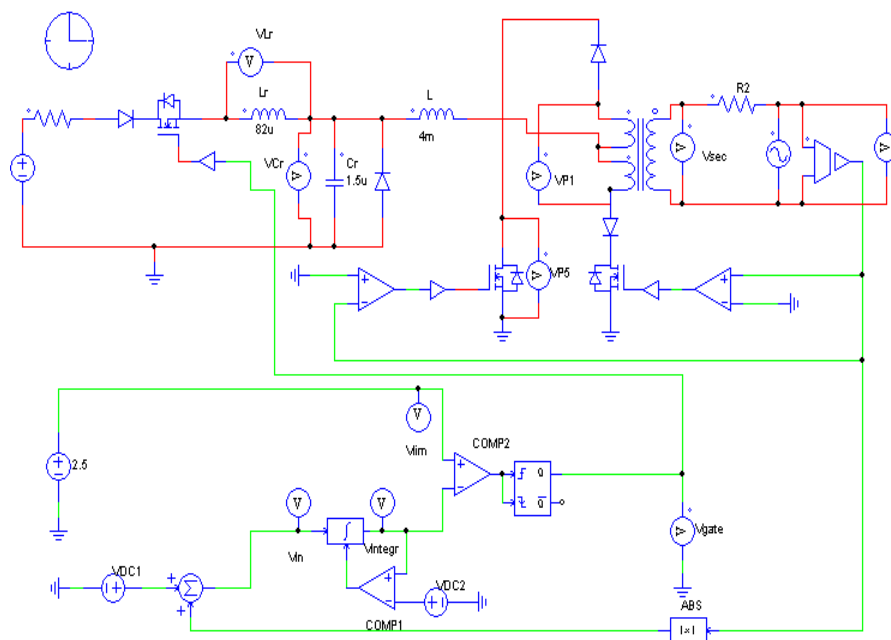


Fig. 2.4. Schema folosită la simulare.

În Fig. 2.5. este prezentat semnalul de comandă al lui Q1, curentul prin acesta precum și curentul  $i_L$ . Forma curentului care trece prin L impune forma curentului furnizat rețelei. Dacă L este suficient de mare, curentul furnizat rețelei este de formă rectangulară, iar dacă L este scăzut curentul are forma unui curent sinusoidal redresat.

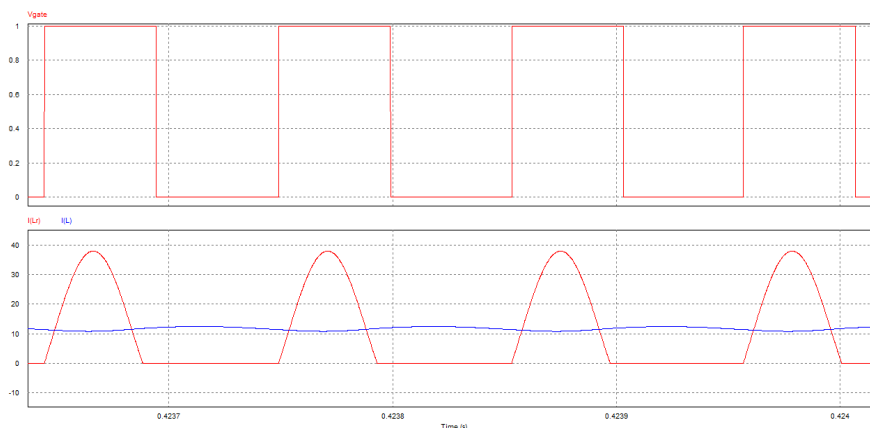


Fig. 2.5. Semnalul de comandă și curentul prin circuitul de conversie al energiei.

In Fig. 6 sunt prezentate formele de undă aferente circuitului rezonant  $L_r$ ,  $C_r$ . Formele de undă corespund principiului de funcționare descris. De remarcat că pentru a obține comutarea la curent zero amplitudinea curentului de la intrarea circuitului trebuie să fie mai mare decât curentul prin L.

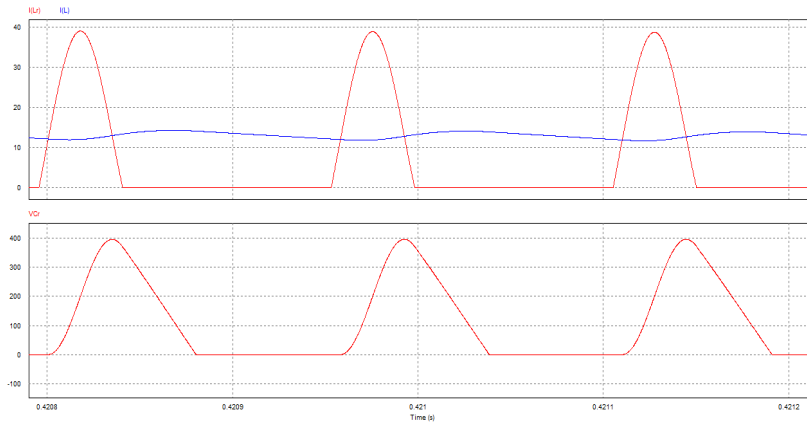


Fig. 2.6. Curentul și tensiunea prin circuitul rezonant.

Din grafice se poate observa cum curentul prin Q1 crește liniar de la zero până ajunge egal cu curentul prin L după care începe procesul rezonant, proces care se încheie în momentul în care curentul prin  $L_r$  atinge valoarea zero. Apoi  $C_r$  este descărcat liniar până la zero de curentul prin L, moment în care DN intră în conducție.

Graficele tensiunii la ieșirea inverterului și a tensiunii rețelei sunt prezentate în Fig.2.7. Se poate observa că amplitudinea tensiunii la ieșirea inverterului este mai mare decât tensiunea rețelei, fapt ce confirmă transferul de energie de la sursa regenerabilă la rețea.

Sistemul poate fi completat prin adăugarea unei bucle de reacție care va îmbunătăți răspunsul dinamic al circuitului .

Circuitul pentru urmărirea punctului de putere maximă poate fi adăugat, crescând astfel eficiența întregului sistem.

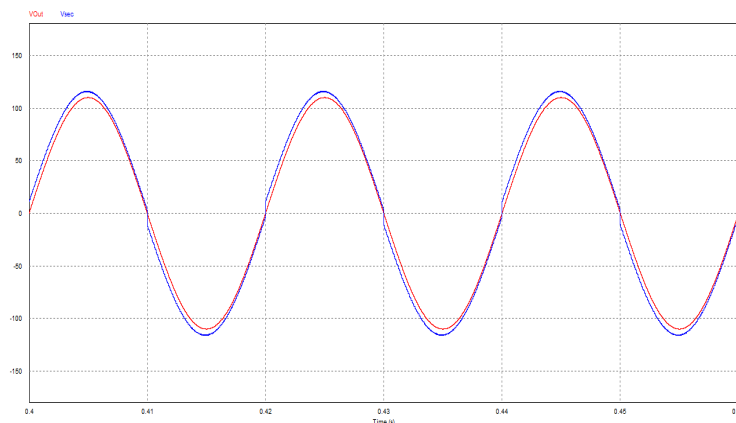


Fig. 2.7. Tensiunea la ieșirea inverterului și tensiunea rețelei.

### **3. Circuit de interconectare a surselor regenerabile la o rețea Smart bazat pe un procesor digital de semnal. Prezentare generală.**

Analiza următoare prezintă o serie de observații generale despre un circuit electronic bazat pe un procesor digital de semnal care poate fi utilizat în cazul în care se dorește conectarea a diferite surse regenerabile de energie care produc electricitate la o rețea Smart, în cadrul căreia se folosește metoda de control de tip droop pentru a obține un management eficient de energie. Rolul principal al acestui circuit este acela de a controla cantitatea de energie care se transferă de la sursa regenerabilă la rețea, urmărind în același timp și ținând cont de frecvența rețelei. În cazul în care sistemul de management al rețelei Smart folosește metoda de control de tip droop pentru a permite activarea diferitelor surse de energie regenerabile conectate la rețea, modificarea valorii frecvenței de la rețea este foarte mică, de ordinul Hz. Pentru a determina cu acuratețe ridicată frecvența rețelei și de asemenea de a asigura comanda PWM a inverterului de putere, se poate alege ca soluție practică efectivă un procesor digital de semnal.

Este binecunoscut ca utilizarea la scară largă a surselor de energie regenerabile este de mare interes [15] în special a acelor surse care produc electricitate: energia solară convertită în energie electrică folosind panouri fotovoltaice, energia geotermală transformată în energie electrică folosind generatoare termoelectrice ș.a.m.d. Generatoarele termoelectrice pot fi de două feluri: bazate pe motoare termice care produc cuplu mecanic și acest cuplu mecanic acționează asupra rotorului unui motor sincron [16], [17] sau cu generatoare termoelectrice statice, TEG [18]. În multe situații sursele regenerabile sunt folosite ca și blocuri componente ale rețelelor Smart. În cazul rețelelor Smart izolate [19], sistemul de management al energiilor disponibile poate utiliza diferite tipuri de algoritmi de control, întrucât în acest caz rețeaua de curent alternativ nu mai este un factor de condiționare. În situația în care sistemul de management al rețelei Smart folosește tehnica de control droop speed [20], pentru a permite activarea a diferite surse regenerabile conectate la rețea, frecvența rețelei are un rol cheie. Modificarea valorii frecvenței poate activa sau dezactiva anumite surse regenerabile incluse în rețea. În acest context, analiza indicată în continuare, prezintă un posibil circuit de interconectare care are rolul de a controla transferul energiei de la surse la rețea, după cum se poate observa și în Fig. 3.1. După cum se poate observa, circuitul de control bazat pe procesorul digital de semnal DSP realizează o operație de filtrare a unei fracțiuni a tensiunii de la rețea, determină frecvența tensiunii de la rețea și impune apoi rezultatul obținut cu algoritmul de control de tip droop speed la un etaj de comandă de tip PWM.

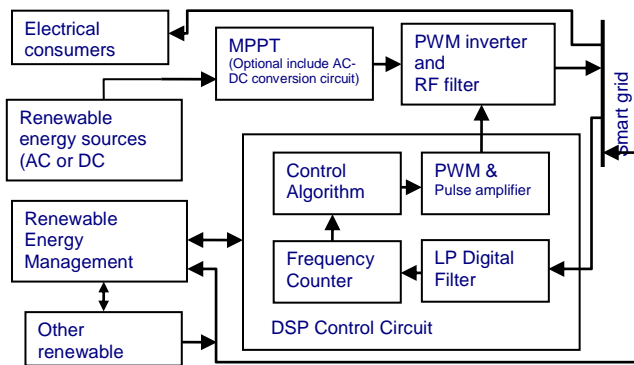


Fig. 3.1. Schema bloc a circuitului propus.

Tehnologia actuală oferă procesoare valoroase care pot realiza sarcinile menționate mai sus în timp real. De exemplu, procesorul de semnal TMS320F28027 [21] are caracteristici importante care pot fi exploatate în această aplicație specifică, cum ar fi: o unitate centrală de prelucrare pe 32 biți foarte eficientă, instrucțiuni speciale de prelucrare de semnal, convertor analog-digital, module PWM și de captură, temporizatoare de rezoluție ridicată, ș.a.m.d. Fiecare componentă a circuitului de control cu DSP – Fig. 3.1. – este implementată ca subrutină a unui program principal care urmează instrucțiunile primite de la unitatea principală de management a energiei. Având în vedere acest fapt, se vor indica în continuare aspecte privind implementarea sarcinilor specifice, amintite mai sus.

### 3.1. Mod de funcționare.

O rețea Smart cuprinde în plus față de surse de energie și un sistem de management al energiei, vezi Fig. 3.1. Sistemul de management al energiei este responsabil cu controlul și buna funcționare a surselor regenerabile integrate în rețea. În general, rețeaua Smart poate cuprinde o sursă regenerabilă de energie principală care are probabilitatea cea mai mare să funcționeze chiar și în cele mai dificile condiții de funcționare. Un astfel de exemplu poate fi și un generator termo-electric care folosește energia geotermală. O astfel de sursă conține un motor sincron care funcționează în regim de generator electric. Într-o asemenea situație, când consumul de energie electrică crește, frecvența rețelei suferă o mică scădere a valorii frecvenței, întrucât viteza motorului sincron scade. Sistemul de management al energiei detectează această schimbare și activează alte surse de energie regenerabilă pentru a rezolva cererea de energie. Pentru acest scop, sistemul de management are o unitate de comunicație cu ajutorul căreia transmite comenzi și informații către unitățile de control ale surselor regenerabile. Când comunicația nu poate fi stabilită între unitatea principală a rețelei Smart și sursele de energie regenerabile, o posibilă metodă de control este și tehnica droop speed. Acest fapt înseamnă că la o anumită valoare a frecvenței de la rețea, stabilită apriori de operator, o sursă regenerabilă adițională de energie își



începe funcționarea, furnizând o energie suplimentară în rețea. Dacă energia adițională nu este suficientă și frecvența rețelei continuă să scadă, alte surse regenerabile de energie sunt aduse în funcționare. Când consumul de energie electrică scade, frecvența rețelei crește și succesiv, în ordine inversă conectării / pornirii, sursele adiționale de energie regenerabilă vor trece în modul de lucru stand-by. Se observă că pentru acest mode de funcționare este foarte important să se cunoască cât mai exact valoarea frecvenței de la rețea, fapt asupra căruia se va insista în cele ce urmează.

### 3.2. Considerații privind implementarea circuitului.

O fracțiune din tensiunea de la rețea este adusă la intrarea convertorului analog-digital al procesorului de semnal, prin intermediul unui circuit de scalare și a unui optocuplor care are rolul de a asigura izolarea circuitului de comandă față de rețea. Circuitul de scalare trebuie să ajusteze domeniul de valori al fracțiunii tensiunii de la rețea la întreg domeniul de valorilor de intrare al convertorului analog digital, 0 – 3.3V. Această scalare se poate realiza cu ajutorul circuitului indicat în Fig. 3.2, implementat cu ajutorul Matlab / Simulink [22].

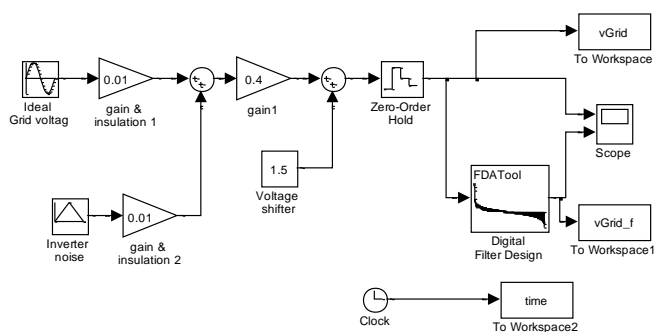


Fig. 3.2. Circuit proiectare și de testare a filtrului digital și a circuitului de adaptare a tensiunii de la rețea la domeniul de intrare al convertorului analog digital al procesorului de semnal.

După digitizare, semnalul de intrare este procesat în continuare cu ajutorul unui algoritm de filtrare de tip FIR. Această etapă este obligatorie întrucât rețeaua este perturbată, în special în cazul în care aceasta include diferite tipuri de invertoare. Pentru această aplicație se preferă filtrul FIR datorită faptului că aceste filtre digitale oferă o bună stabilitate și au o întârziere de fază predictibilă. Proiectarea unui astfel de filtru poate fi realizată și cu Simulink / FDA Toolbox [22], vezi Fig. 3.2. Acest tool de proiectare oferă posibilitatea selectării mai multor tipuri de filtre digitale, cu caracteristici de transfer diferite. Aplicația va determina automat coeficienții filtrului și apoi utilizatoarele poate să exporte acești coeficienți în format Q15 sub forma unui fișier de tip header.

În acest caz, filtrul FIR are o caracteristică de tip trece bandă, vezi Fig. 3.3. unde frecvențele de tăiere sunt  $F_{C1} = 40$  Hz și  $F_{C2} = 60$  Hz. Atenuarea filtrului trebuie să fie de mai mult de 40 dB în afara benzii de trecere a filtrului.

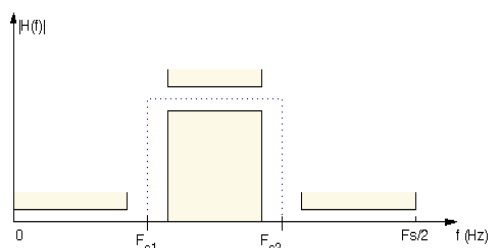


Fig. 3.3. Caracteristica filtrului trece bandă impusă cu Simulink / FDA Toolbox.

Se cunoaște faptul că ordinul filtrului influențează răspunsul său. Totuși, pentru un filtru FIR de ordin ridicat, se folosește o cantitate de memorie importantă raportată la cantitatea de memorie de tip RAM a procesorului de semnal. Această filtrare introduce și o întârziere de fază semnificativă. Datorită faptului că procesorul are o putere de procesare mare, timpul de procesare și resursele de memorie se pot neglija. Fig. 3.4, Fig. 3.5. și Fig. 3.6. prezintă principalele caracteristici ale filtrului FIR obținute cu FDA tool, cu următorii parametri de proiectare: ordinul filtrului este 128, filtrului i se aplică o fereastră de tip Hamming, frecvența de eșantionare este 24 kHz și banda de trecere cuprinsă între 40 și 60 Hz.

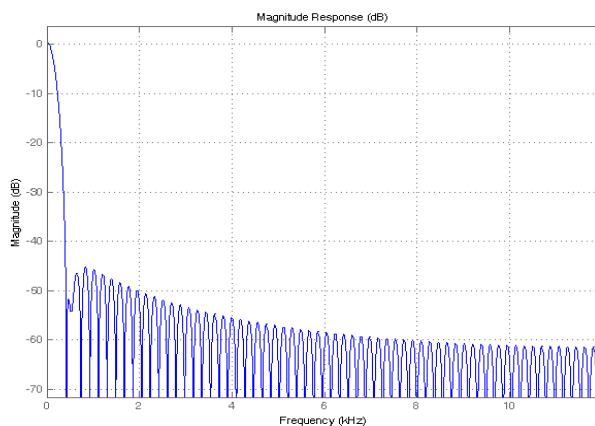


Fig. 3.4 Răspunsul în frecvență în dB pentru FIR, ordinal filtrului este 128, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming.

Răspunsul filtrului poate fi îmbunătățit dacă se mărește ordinul filtrului la 256. Principalele caracteristici ale filtrului sunt acum mai bune, după cum se poate observa în Fig. 3.7, Fig. 3.8 and Fig. 3.9.

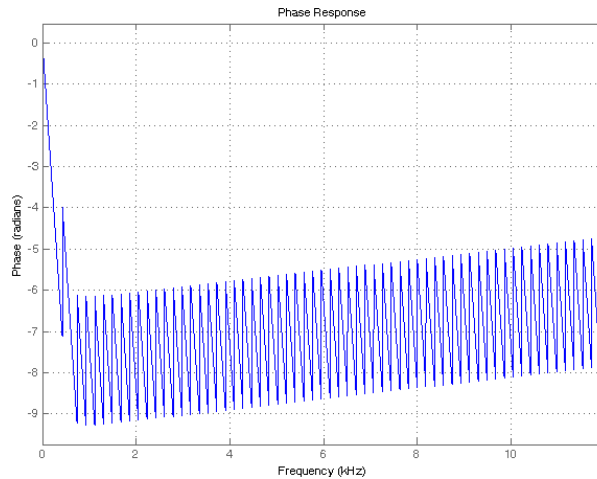


Fig. 3.4. Răspunsul în fază FIR, ordinal filtrului este 128, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming.

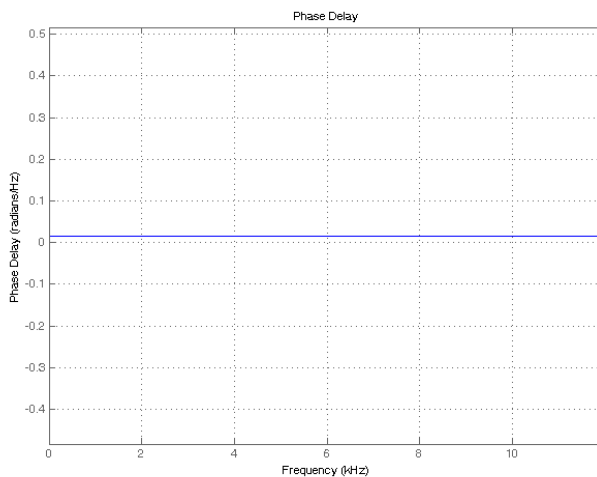


Fig. 3.5. Întârzierea de fază pentru FIR, ordinal filtrului este 128, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming.

Filtrul este mai eficient decât în cazul anterior chiar dacă întârzierea de fază a ultimului filtru analizat este mai mică. Acest lucru nu este așa de important întrucât se dorește determinarea frecvenței de la rețea. Întârzierea de fază poate fi importantă atunci când se dorește ca acest circuit să asigure sincronizarea inverterului de putere cu rețeaua, vezi Fig. 3.1.

Eficiența filtrului digital și în același timp eficiența algoritmului de filtrare ce va fi implementat pe DSP poate fi evaluat în prealabil cu ajutorul circuitului din Fig. 3.2. Rezultatele simulării sunt indicate în Fig. 3.10 și Fig.3.11. Primul semnal din diagramele de semnal indicate în Fig. 3.10. și Fig.3.11. reprezintă o fracțiune din valoarea tensiunii de la rețea, la intrarea DSP-ului, când este afectată de o posibilă perturbație triunghiulară de 1000 Hz. Această perturbație poate fi introdusă în rețeaua Smart de către un inverter care nu are un circuit de filtrare eficient.

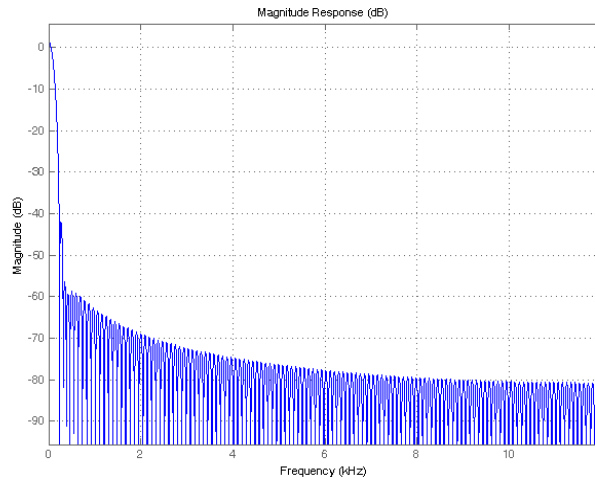


Fig. 3.7. Răspunsul în frecvență în dB pentru FIR, ordinal filtrului este 256, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming.

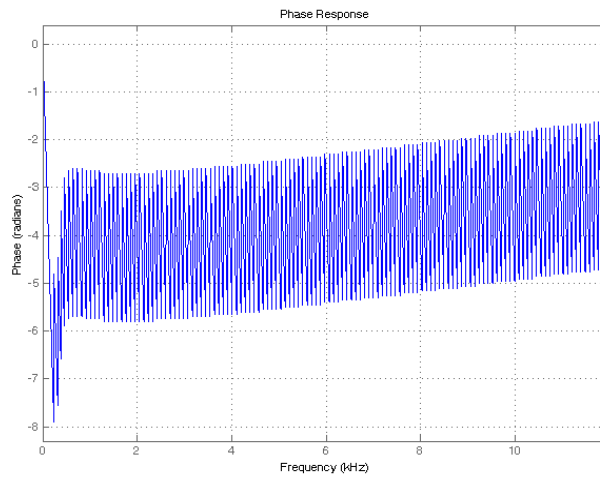


Fig. 3.8. Răspunsul în fază pentru FIR, ordinal filtrului este 256, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming..

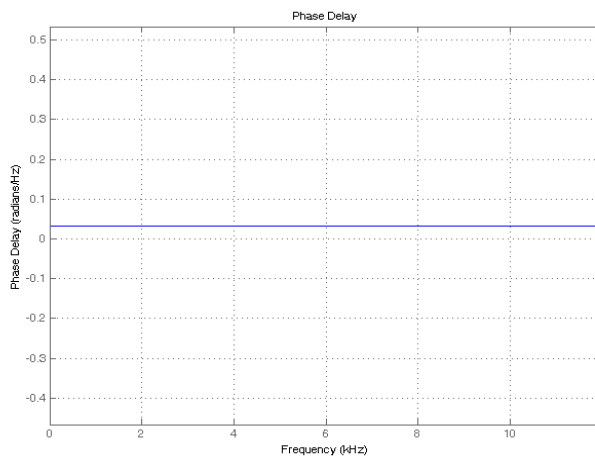


Fig. 3.9. Întârzierea de fază pentru FIR, ordinal filtrului este 128, frecvența de eșantionare de 24 kHz și fereastră Hamming..

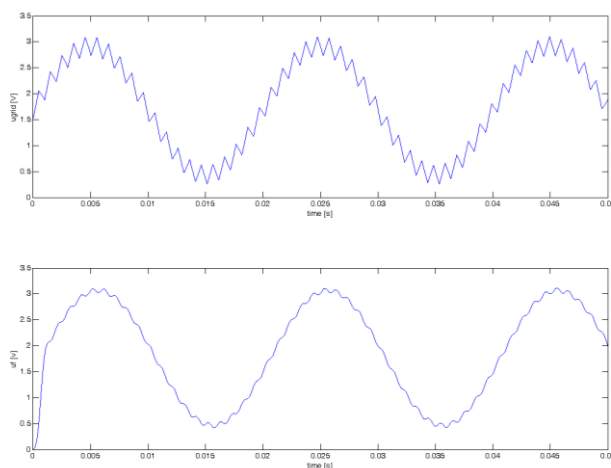


Fig. 3.10. Rezultatele simulării pentru un FIR, de ordin 128, frecvența de eșantionare de 24 kHz, fereastră Hamming și banda de trecere cuprinsă între 40 și 60 Hz.

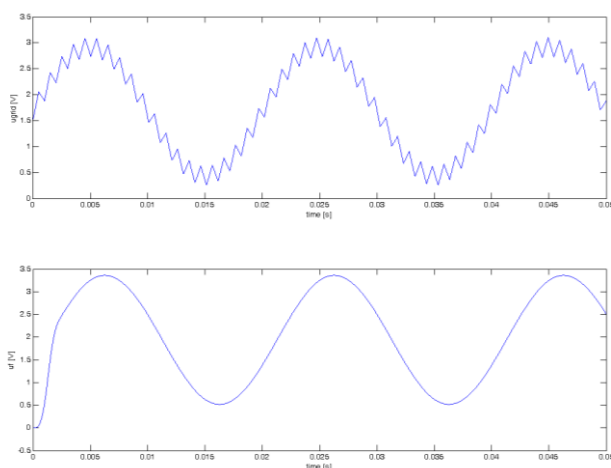


Fig. 3.11. Rezultatele simulării pentru un FIR, de ordin 256, frecvența de eșantionare de 24 kHz, fereastră Hamming și banda de trecere cuprinsă între 40 și 60 Hz.

Odată ce s-a obținut un semnal curat proporțional cu tensiunea de la rețea, următoarea sarcină este aceea de a determina exact frecvența rețelei. O metodă eficientă de determinare a acestui parametru este să se numere numărul de perioade de eșantionare pentru intervalul de timp dintre două vârfuri ale semnalului filtrat. Întrucât frecvența de eșantionare este de 24 kHz, precizia de măsurare în acest caz este de în jur de 0,002, valoare care este suficient de bună pentru această aplicație. Algoritmul va incrementa conținutul unui registru intern atunci când rezultatul unui proces de digitizare este generat. Pe baza acestei valori indexate se determină valoarea frecvenței rețelei Smart cu o bună precizie. Mai departe, la frecvența  $f_1$ , mai mică decât frecvența rețelei la mersul în gol al motorului sincron, procesorul va porni invertorul care interconectează sursa de energie regenerabilă la rețea, vezi Fig. 3.1. Apoi, invertorul continuă să

lucreze pentru frecvențe mai mici sau mai mare ale rețelei, până când frecvența rețelei ajunge la valoarea  $f_2$ , mai mare decât  $f_1$ , moment în care invertorul este oprit. La pornirea sursei regenerabile de energie solară, algoritmul de comandă al invertorului trebuie să asigure o pornire lentă, soft start. Acest fapt înseamnă că factorul de umplere al impulsurilor de comandă PWM va crește încet de la zero la o valoare nominală necesară aplicației.

### **3.3. Concluzii.**

În această analiză au fost indicate câteva probleme importante legate de utilizarea circuitelor de control cu procesore de semnal pentru a interconecta surse regenerabile la rețele Smart. Metoda de control droop speed a fost menționată și pusă în valoare. Au fost menționate câteva considerații privind proiectarea și implementarea circuitului, iar în final au fost indicate o serie de rezultate obținute prin simulare. Procesul de proiectare se concentrează în special pe filtrul digital întrucât caracteristica filtrului poate să influențeze rezultatul obținerii valorii frecvenței de la rețea. Dacă filtrarea nu este eficientă, cu cât este mai ridicat nivelul perturbațiilor în rețea cu atât este mai mică precizia cu care se determină frecvența rețelei. Acest aspect a determinat alegerea unui filtru digital care oferă condiții bune de funcționare și stabilitate.

## 4. Tester software pentru sisteme cu panouri fotovoltaice. Simularea pe baza parametrilor reali-echivalenți ai panourilor solare și simularea sistemului de conversie pentru o fermă izolată cu rețea trifazată.

Sistemul este proiectat pentru dimensionarea unei arii cu panouri fotovoltaice [23], în condiții de consum necesare într-o casă. Algoritmul MPPT (Maximum Power Point Tracking) asigură eficiență și este [24] inclus în convertorul Boost. La ieșire, se utilizează un invertor multinivel [25] capabil să alimenteze o rețea izolată trifazată.

### 4.1. Sistemul de test

Sistemul fotovoltaic generator electric este dependent de structura cablată, fiind legate panourile în serie și în paralel. Parametrii electrici intrinseci utilizați în sistemul de test sunt cei existenți la panourile fotovoltaice comerciale. Intrările externe dependente de mediul de expunere au o evoluție dinamică în limite maxime posibile fiind: iradianța și temperatura. Energia electrică necesară este dependentă de o dimensionare adecvată a ansamblului panourilor fotovoltaice în corelare cu suprafața lor, tipologia acestora și sistemul de conversie.

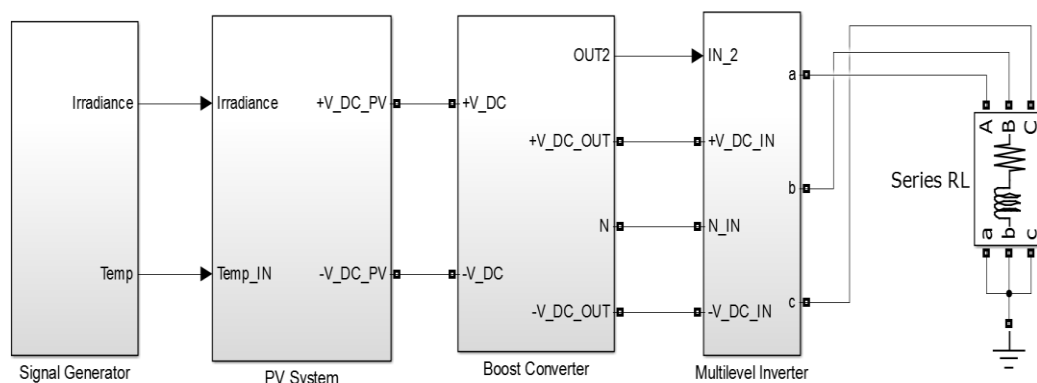


Fig. 4.1. Sistem de testare în Matlab-Simulink.

Sistemul de test este capabil să integreze diferite tipologii de panouri fotovoltaice, de la companii consacrate. În sistemul de test prezent în Fig. 4.1. se remarcă blocul fotovoltaic PV System. În structura internă se va găsi configurația echivalent reală a panourilor utilizate într-un test. În acest mod se pot verifica soluțiile capabile de generatoare când diferă numărul de panouri, cablarea lor și producătorul acestora. Generatorul de semnal va furniza funcții continue create într-o manieră ce să valideze testarea, pe domenii extinse posibile ale valorilor mărimilor specificate: iradianță și temperatură.

### 4.2. Sistemul fotovoltaic

Este compus din panouri conectate în serie și paralel. Ansamblul lor poate fi analizat în funcție de:

- $I_r$  iradianța solară ( $W/m^2$ );
- $t^o$  temperatura celulelor fotovoltaice ( $C^o$ );
- Numărul de panouri și interconexiunile lor: n-panouri în serie și m-șiruri în paralel.

În Fig. 4.1. primul bloc conține un generator neliniar pentru funcții continue. Evoluțiile mărimilor  $I_r$  iradianța solară ( $W/m^2$ ) și  $t^o$  temperatura celulelor fotovoltaice ( $C^o$ ) sunt realizate pentru variere în tot domeniul posibil al valorilor, chiar dacă simularea reprezintă o testare de scurt timp, 10 secunde.

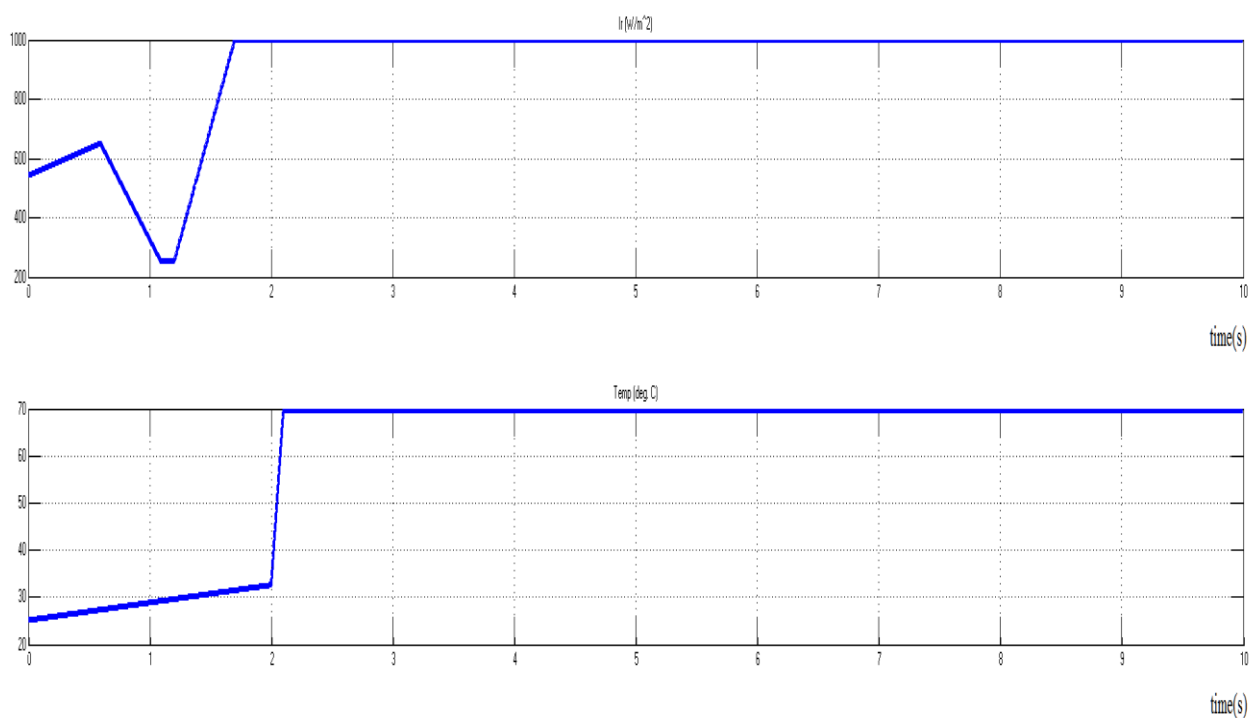


Fig. 4.2. Evoluția mărimilor la intrare.

Este evidentă posibilitatea experimentării pe timp lung sau utilizarea unor seturi de valori obținute din date reale. Generatorul de funcții poate fi înlocuit cu un bloc ce permite introducerea fișierelor de date direct în simulare.



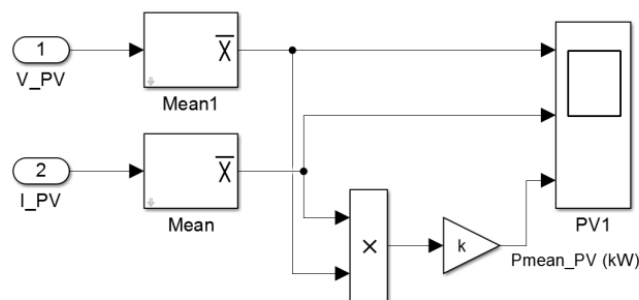


Fig. 4.3. Mărimile electrice la ieșirile panourilor fotovoltaice.

Scopul testării este de a se estima puterea electrică generată când sunt variații extreme ale intrărilor menționate. Irradianța și temperatura poate fi preluată direct în schema Simulink (prin plăci electronice ce conțin convertoare A/D) [26] , dar în acest caz se restrânge aria de variație posibilă.

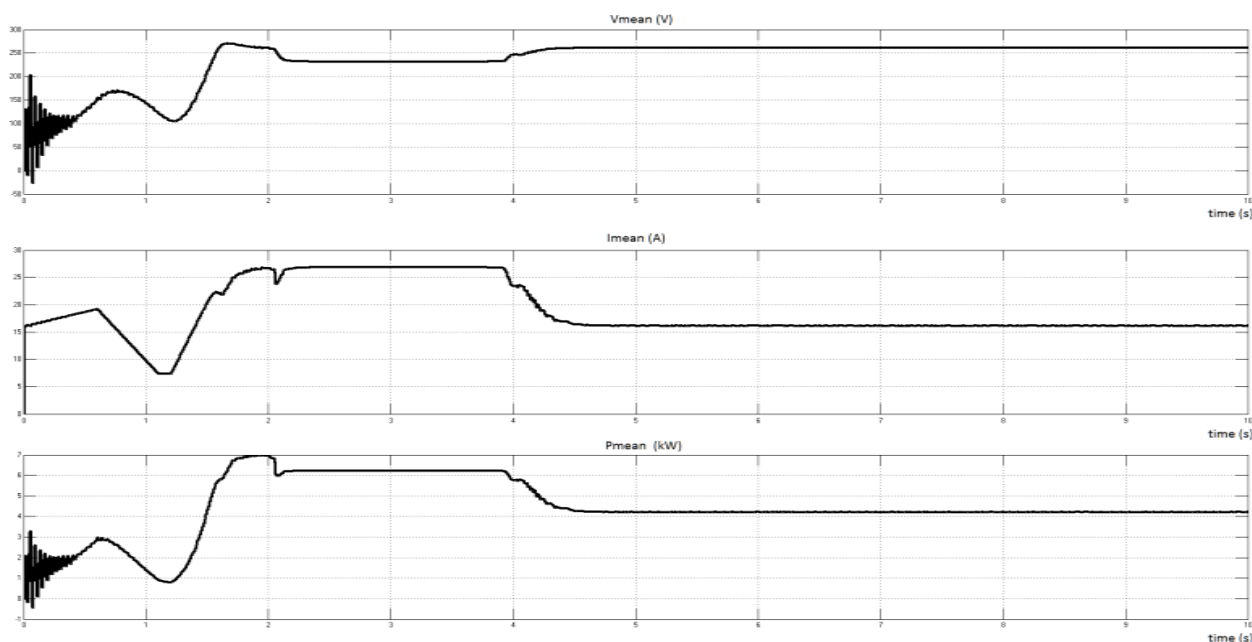


Fig. 4.4. Evoluția mărimilor măsurate și calculate la ieșirile sistemului fotovoltaic.

Pentru sistemul generator fotovoltaic, creșterea temperaturii la nivelul celulelor implică scăderea puterii electrice furnizate Fig.4 chiar dacă iradianța solară este suficient de ridicată.

Tensiunea medie  $V_{mean}$  și curentul mediu  $I_{mean}$  sunt obținute Fig. 4.3. cu un bloc software de calcul existent în biblioteca Matlab-Simulink. Perioada de calcul pentru valori medii a fost fixate la  $T_{MPPT} = 0.2ms$

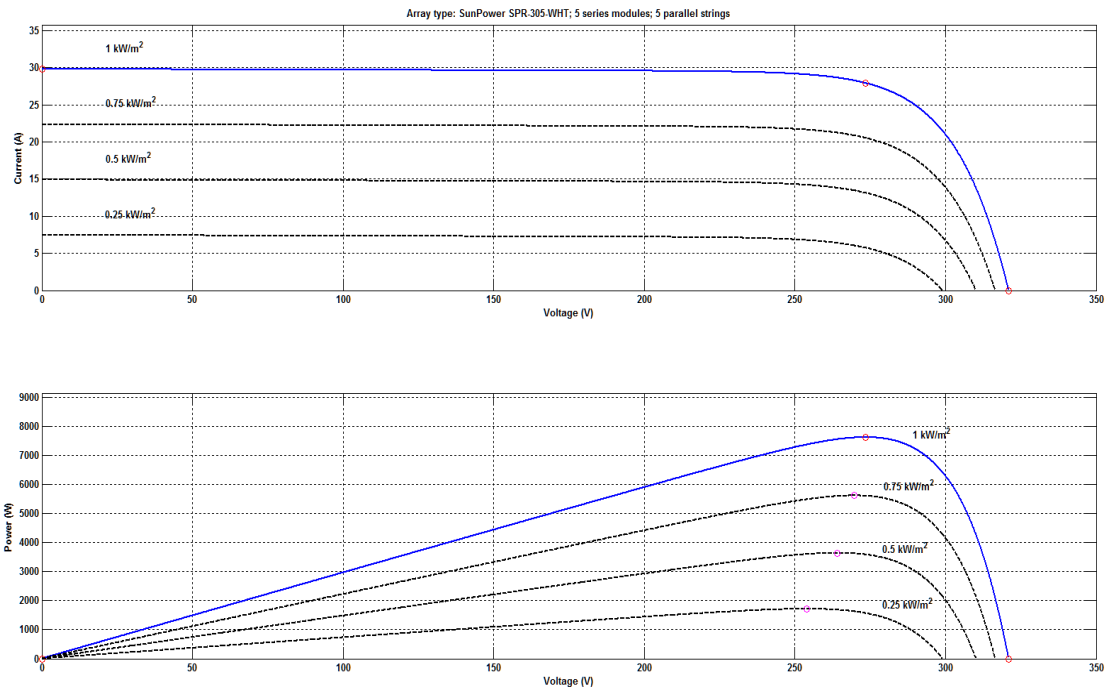


Fig. 4.5. Sistemul fotovoltaic în dependență de iradianța solară la temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$   
 S-au ales module SunPower pentru sistemul fotovoltaic fiind conectate în paralel 5 șiruri a câte 5 panouri în serie fiecare.

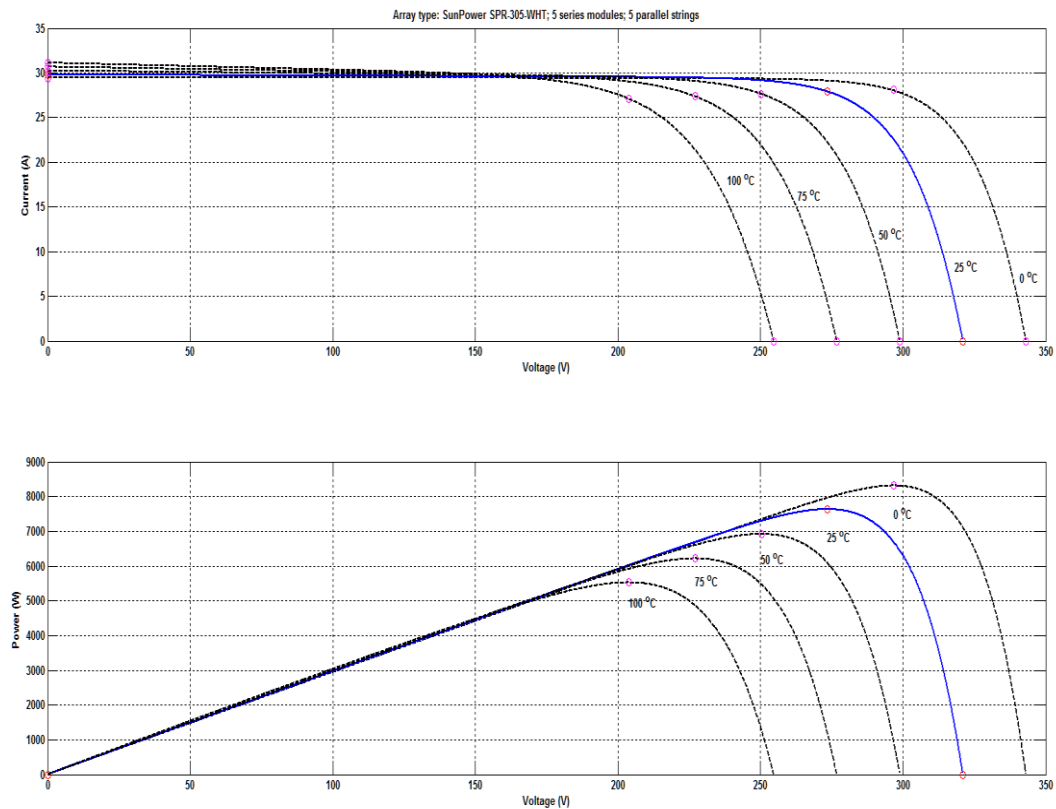


Fig. 4.6. Sistemul fotovoltaic în dependență de temperatura la iradianța solară de  $1000^{\circ}\text{W}/\text{m}^2$

Valorile de catalog pentru fiecare modul fotovoltaic sunt:

- $V_{oc} = 64.2V$  Tensiunea în circuit deschis;
- $I_{sc} = 5.96A$  curentul în circuit deschis;
- $V_{mp} = 54.7V$  tensiunea la putere maximă,
- $I_{mp} = 5.58A$  curentul la putere maximă;
- $N_{cells} = 96$  numărul de celule fotovoltaice dintr-un modul.

Caracteristicile funcționale din Fig. 4.5, Fig. 4.6 sunt obținute din simulare pe baza parametrilor caracteristici ai ansamblului de panouri fotovoltaice. Tensiunea electrică, curentul și puterea active sunt în strictă dependență de cablarea realizată. În Fig. 4.5 este obținută dependența față de iradianța solară (la temperatură constantă), iar Fig. 4.6. prezintă dependența de temperatura celulelor fotovoltaice (când iradianța solară este constantă).

Într-o manieră similară se pot folosi parametri modulelor fotovoltaice ale altor companii. Testarea este utilă pentru panouri fotovoltaice aflate în producția de serie sau pentru viitoarele module disponibile în varianta comercială sau pentru cercetare.

### 4.3. Convertor DC/DC cu urmărirea valorii puterii maxime.

Se utilizează un bloc MPPT (Maximum Power Point Tracking) [28] în schema Matlab-Simulink pentru condiții dinamice față de variația valorilor de intrare la nivelul blocului.

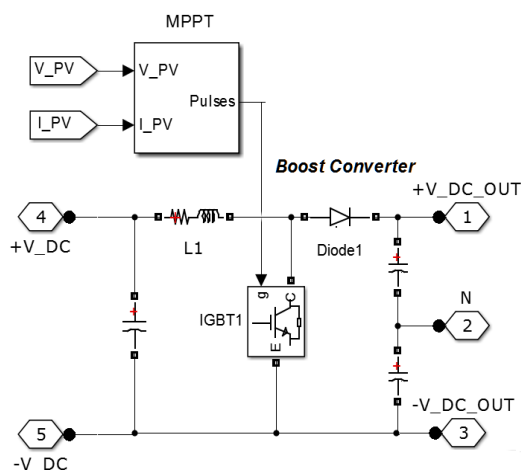


Fig. 4.7. Convertorul Boost și control MPPT.

MPPT este un bloc predefinit și care va asigura controlul blocului Boost prin intermediul impulsurilor PWM; ieșirea din MPPT Fig. 4.7 se va conecta direct la grila tranzistorului IGBT1.

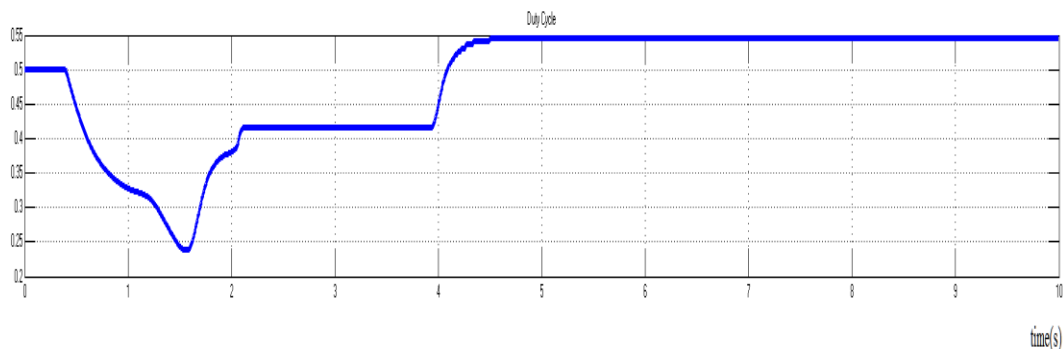


Fig. 4.8. Factorul de umplere (Duty Cycle) pentru controlul tranzistorului IGBT al convertorului Boost.

Este un convertor DC/DC ce oferă tensiune de ieșire constantă simetrică, de valoare mai mare decât tensiunea de intrare. În Fig.4.8 se poate observa factorul de umplere (duty cycle) dinamic al impulsurilor PWM.

#### 4.4. Invertorul

Blocul inverter multinivel din Fig. 4.1 are structura internă prezentată în Fig.4.9. Metodologia de implementare este una clasică [27] a unui inverter cu 3 nivele. Controlul său este determinat de măsurările efectuate asupra ieșirilor. Puterea de la intrare provine de la blocul Convertor Boost.

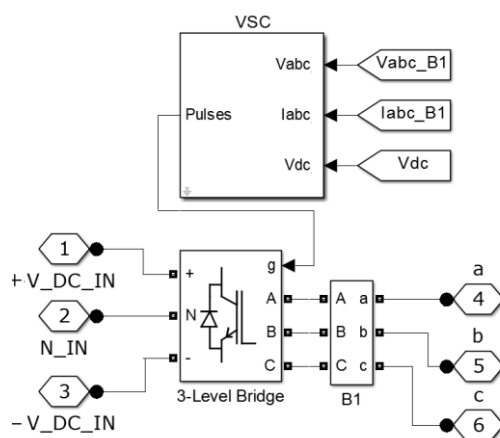


Fig. 4.9 Invertorul

Blocul 1 VSC (voltage-sourced converter) asigură comenzile pentru puntea de putere. Sunt reglatoarele PI (Proportional Integral) pentru tensiunile și curenții rețelei trifazate de ieșire.

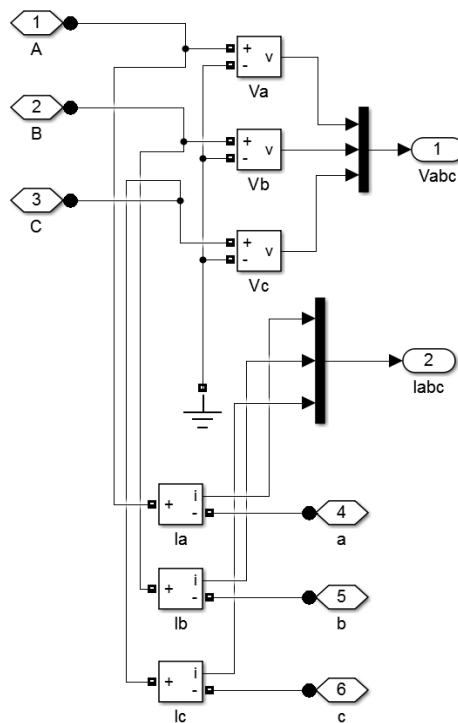


Fig. 4.10. Măsurarea mărimilor electrice din rețea trifazată

Blocul "B1" Fig. 4.9 deține intern o structură dedicată măsurărilor mărimilor electrice de la ieșirea din inverter, aspect vizibil în schema internă ce se prezintă în Fig. 4.10.

În Fig.9 este prezentată o singură conexiune ce devine intrarea "g" la blocul de putere "3-Level Bridge" [28], dar aceasta este practic o magistrală de comandă [29] cu 12 linii. Sunt comenzi în grilele celor 12 tranzistoare IGBT. Blocurile software  $V_A, V_B, V_C$ , din Fig.4.10 sunt destinate măsurării tensiunilor de intrare A, B și C, față de un punct de masă comun. Iar ieșirile: a, b, c vor fi conectate la sarcina electrică trifazată. Toate aceste blocuri au un semnal pentru măsurare dinamică, ce poate fi vizualizat memorat sau utilizat în calculi necesare altor blocuri. S-a utilizat multiplexoare Fig. 4.10 ale căror intrări sunt liniile semnalelor de măsurare menționate anterior. Ieșirile multiplexoarelor vor oferi măsurători ale ieșirilor trifazate: 1 - Vabc și 2 - Iabc. Blocul de control VSC al inverterului utilizează aceste semnale.

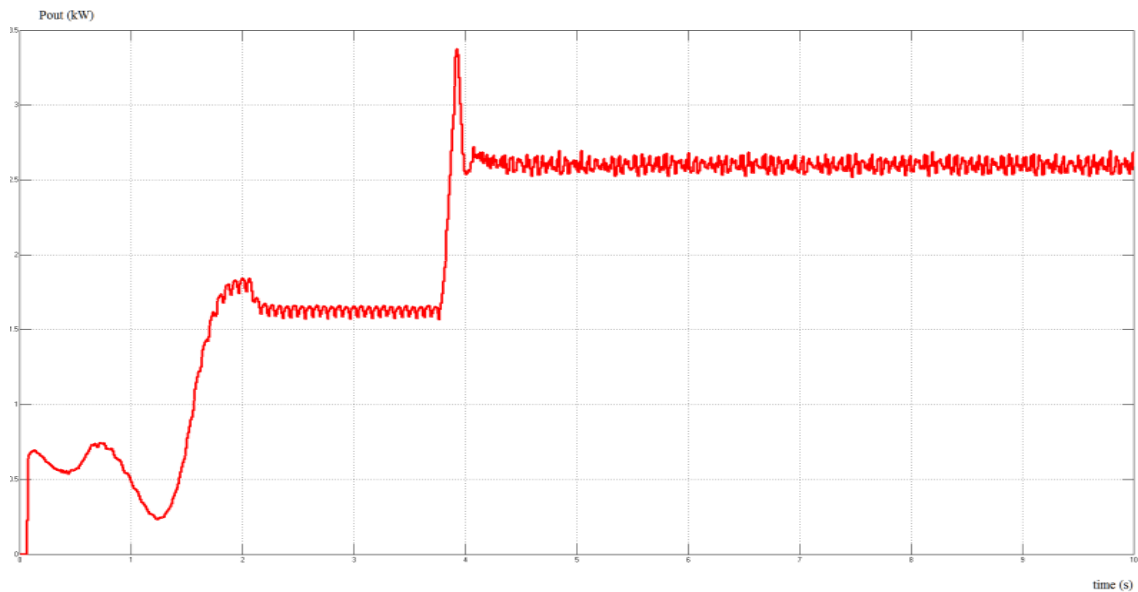


Fig. 4.11. Pout la ieșirea din inverter pe sarcina trifazată.

#### 4.5. Concluzii

Puterea de ieșire din inverter Fig. 4.11 este suficientă pentru alimentarea unei ferme isolate, unde [30]  $I_p$ , iradianța solară este cel puțin  $1000 \text{ W/m}^2$ , chiar dacă temperatura celulelor fotovoltaice este ridicată.

Din schema de simulare se pot dimensiona atât generatorul solar (în orice configurație) cât și componentele electronice din convertoarele utilizate. Toate datele obținute din simulare sunt salvate. Diagramele sunt elocvente pentru a determina managementul electronic și validarea funcționării reale adecvate. După simulare datele salvate sunt utile pentru sistemele reale cu microcontrolere. Controlul se va baza pe algoritmi ce utilizează datele obținute din simulare.

## BIBLIOGRAFIE

- [1] Gavrilescu O., Maghiar T. ș.a. (1998): The geothermal system from the University of Oradea - a new strategy simulation for the heat station, International Conference RSEE'98, Felix SPA., Mai 1998.
- [2] Gavrilescu O., Maghiar T., ș.a. (1997): Contributions regarding the operation of geothermal motor within geothermal electrical through the simulation technics, 4 'th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems, EMES '97, Felix SPA, May 30 - June 01, 1997.
- [3] C. Antal, T. Maghiar, O. Gavrilescu, I. Mintăș, Utilizarea energiei geotermale. Conversia energiei geotermale în energie electrică, Editura Universității din Oradea, 2000.
- [4] Gavrilescu O., Maghiar T., ș.a. (2000): Simulation of the Geothermal Binary Power Plant's Heat Exchangers From The University of Oradea - Computer Science and Reliability, Session B2, International Conference RSEE'2000, Felix Spa, May 2000.
- [5] Pall Vladimarsson, Factors influencing the economics of the Kalina power cycle and situations of superior performance –University of Iceland & Larus Eliasson, X-Orka ehf, sept. 2003, (<http://jardhitafelag.is>).
- [6] Integrated Feasibility Study on Geothermal Utilisation in Hungary Geothermal Power Project - Altener II 4.1030/Z/02-045, February 2005 ([www.geothermalpower.com](http://www.geothermalpower.com))
- [7] Setel Aurel, Antal Cornel, Ovidiu Gavrilescu, Marcel Rosca, Energia Geotermala in Romania, Editura Universitatii din Oradea 2010, ISBN 978-606-10-0060-9.
- [8] Aurel Setel, Cornel Antal, Dana Bococi, Mircea Gordan, Considerations on the design of a low-power electric plant and analysis of influence factors, Engineering of Modern Electric Systems (EMES), 2015 13th International Conference on Year: 2015, Pages: 1 - 4, DOI: 10.1109/EMES.2015.7158399.
- [9] R.H. Eckstein, T.B. Lazzarin, I. Barbi, “Proposed power and control system for small scale wind turbines connected to the grid”, 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014), pp. 1-6, DOI: 10.1049/cp.2014.0836, 2014.
- [10] V. Cardoso, R.H. Eckstein, T.B. Lazzarin, “System based on the Forward converter for connection to the grid of small wind turbines up to 1kW”, 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), pp. 1-6, DOI: 10.1109/COBEP.2015.7420142, 2015.
- [11] Yanbo Che, Wen Zhang, Leijiao Ge, Jijie Zhang, “A Two-Stage Wind Grid Inverter with Boost Converter”, Journal of Applied Mathematics, 5 pag., Art. ID 816564, DOI: 10.1155/2014/816564, Apr. 2014.
- [12] Md. Arifujjaman, M.T. Iqbal and J.E. Quaicoe, “Analysis of Conversion Losses in Grid Connected Small Wind Turbine Systems”, The Open Renewable Energy Journal, vol. 2, pp. 59-69, 2009.
- [13] R. W. Erickson, D. Maksimovic, “Fundamentals of Power Electronics”, 2nd Edition, Springer, Jan. 2001.
- [14] D. Alexa, F. Ionescu, L. Gatlan, A. Lazar, “Convertoare de putere cu circuite rezonante”, in romanian, Editura Tehnica, Bucuresti, 1998.
- [15] Aldo V. Da Rosa, “Fundamentals of renewable energy processes”, Elsevier Academic Press, 2005.
- [16] A. Setel, C. Antal, Dana Bococi, M. Gordan, „Considerations on the design of a low-power electric plant and analysis of influence factors”, 13th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES), pp. 1 - 4, DOI: 10.1109/EMES.2015.7158399, 2015.
- [17] Aurel Setel, Mircea Gordan, Cornel Antal, Dana Bococi, „Use of geothermal energy to produce electricity at average temperatures”, 13th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES), pp.1-4, DOI: 10.1109/EMES.2015.7158398, 2015.

- [18] P. A. J. Stecanella; M. A. A. Faria; E. G. Domingues; P. H. G. Gomes; W. P. Calixto; A. J. Alves, „Electricity generation using thermoelectric generator - TEG”, IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 2104-2108, DOI: 10.1109/EEEIC.2015.7165502, 2015.
- [19] A. Grama, T. Patarau, E. Lazar, D. Petreus, “Estimating the Size of the Renewable Energy Generators in an Isolated Solar-Biodiesel Microgrid with Lead-Acid Battery Storage”, Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 8, No. 2, pp. 15-18, October, 2015.
- [20] T. Pătăraș, D. Petreus, R. Etz, E. Lázár, “Small Signal Induction Generator Model Connected in a Frequency-Droop Controlled Renewable Energy Microgrid”, 39th International Spring Seminar on Electronics Technology – ISSE2016, Pilsen, Czech Republic, May 18-22, pp. 157-158, 2016.
- [21] \*\*\*, TMS320F2802x Piccolo™ Microcontrollers, Texas Instruments Inc., data sheet SPRS523K, June 2016.
- [22] <http://www.mathworks.com/products/simulink/>
- [23] D.L. Talavera, G. Nofuentes, J. Aguilera, "The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems:A comprehensive sensitivity analysis", ELSEVIER, Renewable Energy 35 pp. 101–111, 2010
- [24] D. Panfilov, O. Husev, F. Blaabjerg, J. Zakis, K. Khandakji, "Comparison of three-phase three-level voltage source inverter with intermediate dc–dc boost converter and quasi-Z-source inverter", ISSN 1755-4535, 2015
- [25] S. Wensheng, F. Xiaoyun, S. Keyue, A Space-Vector PWM Method for Single-Phase Three-level Neutral-Point Clamped Converter, IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC, 978-1-4244-8085-2/11/, pp. 521-528, IEEE 2011.
- [26] **Neamtu, Ovidiu Marius**, Rosca, Marcel Gavril, Bendea, Codruta Calina, 'Monitoring and data acquisition system for a geothermal heat pump Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE), 2014 International Symposium ISBN: 978-1-4799-6820-6 IEEE Conference Publications 2014.
- [27] Li, Jun; Zhou, Xiaohu; Liang, Zhigang; Bhattacharya, Subhashish; "A Simplified Space Vector Based Current Controller For Any General N-level Converter", IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 978-1-4244-5287-3/10/ - Atlanta, G, pp. 2156-2163, IEEE 2010.