

RAPORTUL ȘTIINȚIFIC ȘI TEHNIC - rezumat

Cuprins

1	CONSUMATORII SISTEMULUI PROPUȘ DE REMSIS	2
2	DIMENSIONAREA COMPONENTELOR SISTEMULUI FOTOVOLTAIC	3
2.1	DIMENSIONAREA ARIEI DE PANOURI SOLARE.....	3
2.2	DIMENSIONAREA NUMĂRULUI DE PANOURI.	4
2.3	DIMENSIONARE INVERTOR SOLAR.	4
2.4	DIMENSIONAREA CAPACITĂȚII BATERIILOR.	4
2.5	DIMENSIONAREA INVERTORULUI PENTRU ÎNCĂRCAREA BATERIILOR.	5
2.6	DIMENSIONAREA CABLURILOR DE LEGĂTURĂ.	5
2.7	ALEGEREA COMPONENTELOR	5
3	OPTIMIZAREA SISTEMULUI FOLOSIND PV*SOL	7
3.1	OPTIMIZAREA COMPONENTELOR MICROREȚELEI.....	7
3.2	FACTORI ECONOMICI	8
3.3	OPTIMIZAREA SISTEMULUI FOLOSIND PV*SOL.....	9
4	SIMULAREA MIROREȚELEI REZULTATE.	11
4.1	CONTROLUL MICROREȚELEI.....	11
4.1.1	<i>Nivelul de control primar.....</i>	<i>12</i>
4.1.2	<i>Nivelul de control secundar.....</i>	<i>13</i>
4.2	REZULTATELE MODELULUI PROPUȘ.....	14
5	ALEGEREA PANOURILOR SOLARE ȘI A INVERTORULUI SOLAR	16
6	ALEGEREA BATERIILOR	17
6.1	MODELAREA BATERIILOR.....	17
6.1.1	<i>Modelul empiric propus pentru simularea bateriilor.....</i>	<i>18</i>
6.1.2	<i>Modelarea caracteristicii tipice de încărcare a bateriei GP1865L180.....</i>	<i>18</i>
6.1.3	<i>Modelarea caracteristicilor tipice de descărcare ale bateriei GP1865L180</i>	<i>20</i>
7	PROIECTAREA ȘI SIMULAREA PROGRAMULUI PENTRU DIMENSIONAREA MICROREȚELEI.....	22
7.1	PREDICȚIA IRADIAȚIEI SOLARE	23
7.2	UNGHIUL ORAR PENTRU RĂȘĂRITUL SOARELUI	23
7.3	STRUCTURA INTERFEȚEI DE SIMULARE ȘI OPTIMIZARE A MICROREȚELEI.....	24
7.4	PREZENTAREA PROGRAMULUI DE DIMENSIONARE PRINTR-UN STUDIU DE CAZ.....	25
7.4.1	<i>Setarea consumului:.....</i>	<i>25</i>
7.4.2	<i>Setarea locației și datelor meteorologice:</i>	<i>26</i>
7.4.3	<i>Setarea tipului de panou:.....</i>	<i>27</i>
7.4.4	<i>Setarea tipului de baterilor:</i>	<i>27</i>
7.4.5	<i>Setarea generatorului geotermal:</i>	<i>28</i>
7.4.6	<i>Setarea generatorului cu biomasă:</i>	<i>28</i>
7.4.7	<i>Rezultate preliminare obținute folosind programul propus:.....</i>	<i>28</i>

1 Consumatorii sistemului propus de REMSIS

Consumatorul principal care va alimenta modelul experimental de microrețea propus de REMSIS este o **seră** reprezentată în Fig. 1-1. Săra va fi alimentată de cele trei sisteme: geotermal, cu biomasă și de cel fotovoltaic în funcție de condițiile climatice (iradiație solară, viteza vântului, temperatură), condițiile de sarcină și de costul celor trei tipuri de energie.

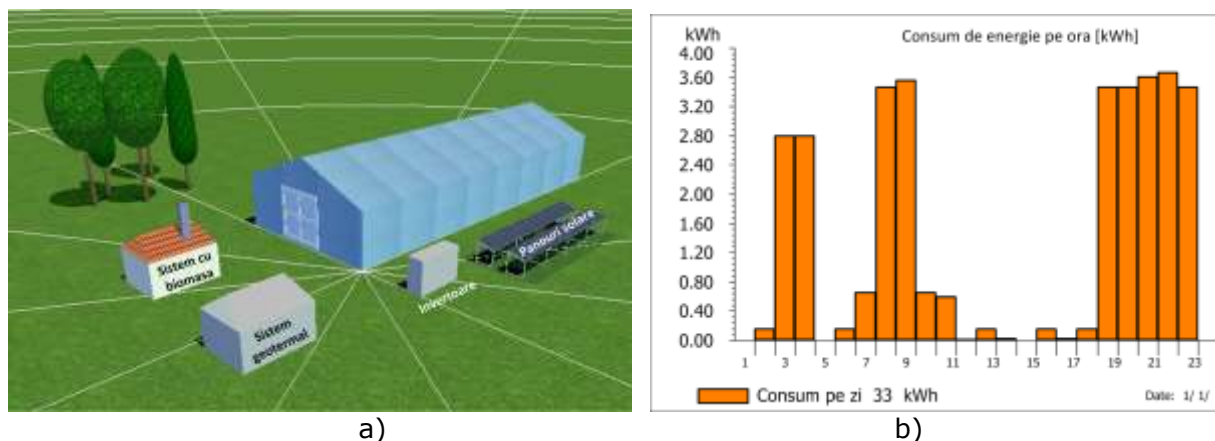


Fig. 1-1 a) Seră; b) Consum pe zi

Consumatorii de energie electrică ai sării cuprind: pompe de apă, ventilatoare, lămpi speciale, motoare pentru deschiderea și închiderea geamurilor, iluminat clasic, sistemul de management și acționările. Consumul total al sării de-a lungul unei zile este reprezentat în Fig. 1-1b. Se poate observa că săra consumă maxim 3.67kWh seara la ora 21. Energia consumată de săra anual este de 11841kWh.

Generatoarele electrice ale microrețelei propuse de REMSIS vor fi dimensionate să poată asigura necesarul de energie al sării. În tabelul de mai jos sunt prezentați sintetic consumatorii electrice ai sării. Pentru fiecare consumator este prezentată puterea maximă consumată și consumul anual de energie.

Tab.1 Consumatorii sării

Consumator	Putere maxima		Consum anual		Observatii
Ventilatoare	600	W	2034	kWh	
Lampi special	2800	W	9198	kWh	
Deschidere geamuri	600	W	29.2	kWh	1 min la inchidere/deschidere
Actionari	100	W	4.3	kWh	
Sistem management	100	W	438	kWh	
Iluminat	60	W	101	kWh	10 becuri cu LED (6W fiecare)
Pompe apa	600	W	36.5	kWh	5 minute la o udare
Putere maxima	4860	W	11841	kWh	
Consum maxim pe ora	3.67	kW			

Fig. 1-2 prezintă sistemul de stocare și sistemul fotovoltaic propus de REMSIS.

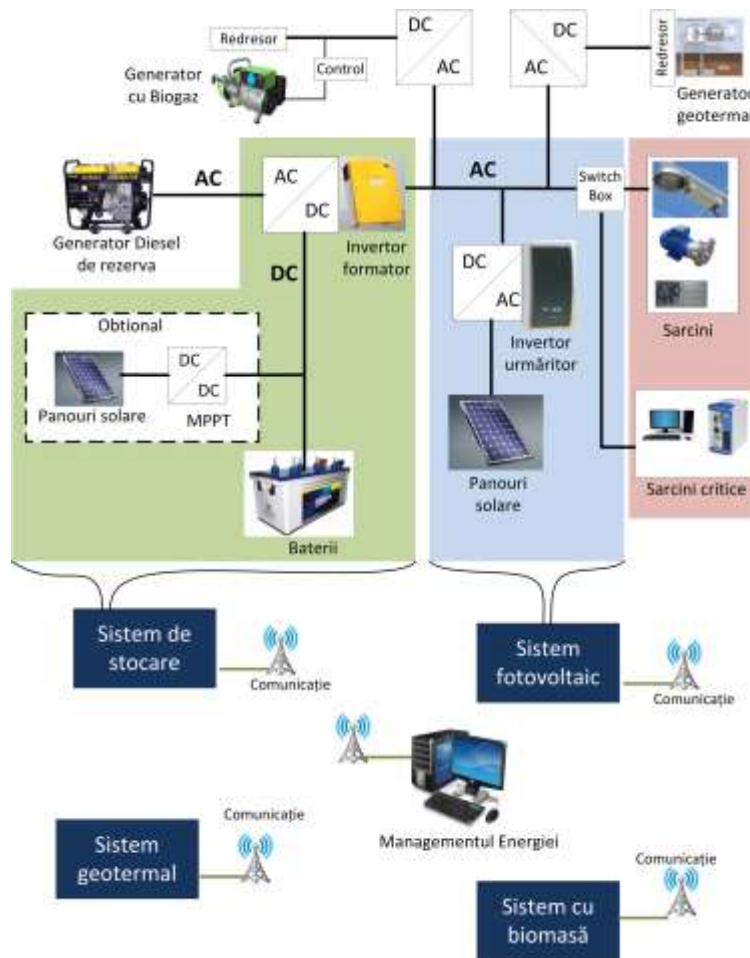


Fig. 1-2 Sistemul fotovoltaic

Sistemul de stocare este format din baterii și un invertor formator de rețea. Invertorul OFF Grid este responsabil cu managementul energiei la nivel local: va încărca bateriilor de la celelalte generatoare: generatorul geotermal, generatorul cu biogaz și generatorul fotovoltaic când există un surplus de energie și va alimenta sarcinile din baterii atunci când există un deficit de energie.

2 Dimensionarea componentelor sistemului fotovoltaic

Proiectarea sistemului responsabil cu asigurarea energiei din conversie fotovoltaică folosește datele climatice din zona Oradea. Simularea și optimizarea sistemului propus au fost realizate folosind PV*Sol și PVsyst.

2.1 Dimensionarea ariei de panouri solare.

Dimensionarea preliminară a ariei de panouri solare se bazează pe consumul zilnic maxim de energie datorat sarcinilor, date privind iradiația solară pentru un anumit unghi de înclinare, și caracteristici specifice ale panourilor, invertoarelor și cablurilor folosite [1],[2], [10].

Puterea necesară a ariei de panouri solare se poate calcula astfel:

$$P_{pv_array} = \frac{E_L}{\eta_{B0} \cdot K_{LOSS} \cdot H_{tilt}} \cdot PSI \quad (1)$$

,unde E_L (kWh/zi) este consumul maxim zilnic datorat sarcinilor, η_{B0} (adimensional) este randamentul total datorat invertorului și firelor de legătură, K_{LOSS} (adimensional) este factorul de pierderi total datorat ariei de panouri, H_{tilt} (kWh/m²/zi) este iradiația solară specifică unui unghi de înclinare iar PSI este iradiația solară în condiții de măsurare standard (1kWh/m²).

Randamentul η_{B0} se poate determina din randamentul invertorului, $\eta_{invertor}$, și randamentul firelor de legătură, η_{fire} , [10].

$$\eta_{B0} = \eta_{invertor} \cdot \eta_{fire} \quad (2)$$

Factorul de pierderi K_{LOSS} datorat panourilor se determină cu ecuația (3):

$$K_{LOSS} = f_{temp} \cdot f_{depuneri} \cdot f_{prod} \quad (3)$$

,unde $f_{depuneri}$ este randamentul datorat depunerilor pe suprafața panoului, f_{prod} este randamentul datorat toleranței de producător iar f_{temp} este factorul de derivă cu temperatura care se poate defini astfel:

$$f_{temp} = 1 - [\gamma_{panou} \cdot (T_{celleff} - T_{STC})] \quad (4)$$

,unde $T_{celleff}$ este temperatura medie a panoului solar și se poate estima în funcție de temperatura mediului ambiant, T_{aday} , conform relației de mai jos, T_{STC} este temperatura panoului în condiții de test standard iar γ_{panou} este factorul de derivă cu temperatura a panoului solar, [10].

$$T_{celleff} = T_{aday} + 25^{\circ} C \quad (5)$$

2.2 Dimensionarea numărului de panouri.

Numărul de panouri solare care trebuie conectate in serie depinde de plaja de tensiuni în care funcționează invertorului solar V_{min_inv} - V_{max_inv} și de tensiunea fiecărui panou în punctul de putere maximă, V_{MPPT} . Numărul minim de panouri conectate în serie se determină cu relația (6).

$$N_{ms} = \frac{V_{min_inv}}{V_{MPPT}} \quad (6)$$

Numărul de module care trebuie conectate în paralel depinde de puterea necesară instalată, calculată cu relația (1) și de puterea maximă a fiecărui modul, P_{mod} :

$$N_{mp} = \frac{P_{pv_array}}{N_{ms} \cdot P_{mod}} \quad (7)$$

2.3 Dimensionare invertor solar.

Invertorul solar se poate dimensiona în funcție de puterea maximă pe care o pot furniza panourile solare la care se adaugă o margine de siguranță de 25%, [10].

$$P_{invsolar} = 1.25 \cdot P_{pv_array} \quad (8)$$

2.4 Dimensionarea capacității bateriilor.

Capacitatea pachetului de baterii va ține cont de numărul dorit de zile de autonomie N_c , starea de încărcare maximă DOD_{max} , tensiunea magistralei de curent continuu V_{DC} și randamentul bateriilor, η_{out} , [10].

$$C_x = \frac{N_c \cdot E_L}{DOD_{max} \cdot V_{DC} \cdot \eta_{out}} \quad (9)$$

Numărul de baterii conectate in paralel se calculează in funcție de capacitatea bateriei C_{bat} și în funcție de capacitatea necesară maximă calculată cu relația (9) astfel:

$$N_{bp} = \frac{C_x}{C_{bat}} \quad (10)$$

Numărul de baterii care trebuie conectate în serie depind de tensiunea de intrare a inverterului de baterii V_{DC} . Această tensiune este de obicei 12V, 24V, 48V sau 96V în funcție de inverterul ales.

$$N_{bp} = \frac{V_{DC}}{V_{bat}} \quad (11)$$

2.5 Dimensionarea inverterului pentru încărcarea bateriilor.

Inverterul pentru încărcarea bateriilor se va dimensiona astfel încât să poată acoperi consumul sarcinilor.

$$P_{invmin} = P_S \cdot 1.25 \quad (12)$$

2.6 Dimensionarea cablurilor de legătură.

Dimensionarea cablurilor de legătură panouri – inverter ține cont de lungimea cablurilor l_{cab1} , de curentul de scurt circuit al panourilor I_{SC} și de căderea de tensiune pe cabluri, [10]:

$$A_1 = \frac{\rho \cdot l_{cab1} \cdot I_{SC} \cdot 1.25}{V_{D1}} \quad (13)$$

Se acceptă de obicei o cădere de tensiune pe fire de max 4% din tensiunea nominală a panourilor.

Dimensionarea cablurilor de legătură între inverter și baterii va ține cont de curentul maxim extras din baterii când sarcina este maximă.

$$A_2 = \frac{\rho \cdot l_{cab2} \cdot \left(\frac{P_{invbat}}{\eta_{inverter}} \cdot V_{DC} \right) \cdot 1.25}{V_{D2}} \quad (14)$$

Dimensionarea cablurilor de conexiune a sarcinilor ține cont de puterea maximă a sarcinilor:

$$A_3 = \frac{\rho \cdot l_{cab3} \cdot \left(\frac{P_{invbat}}{V_{AC}} \right) \cdot 1.25}{V_{D3}} \quad (15)$$

2.7 Alegerea componentelor

Calculul preliminar al sistemului fotovoltaic se face considerând doar sarcinile din figura următoare. Din sarcină totală conectată la microrețea s-au exclus pompele de apă și lămpile speciale care vor funcționa doar noaptea și care ar fi condus la un randament scăzut al sistemului fotovoltaic. Aceste sarcini vor fi considerate ulterior în pasul de optimizare când surplusul de energie pentru alimentarea lor fi asigurat de generatoarele geotermal și cu biomasă.

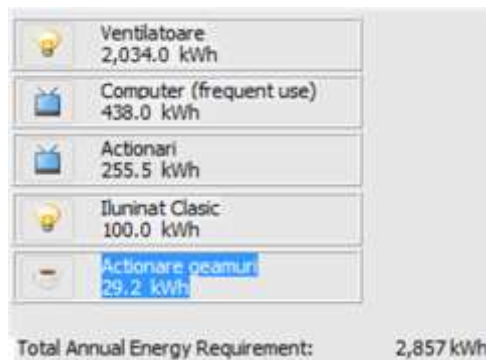


Fig. 2-1 Sarcini considerate pentru dimensionarea sistemului fotovoltaic

Din Fig. 2-1 rezultă sarcina zilnică medie alimentată de sistemul fotovoltaic:

$$E_L = 5.82kW \quad (16)$$

Dacă se considera randamentul invertorului 95% și randamentul datorat cablurilor de legătură 97% atunci conform (2):

$$\eta_{B0} = 0.95 \cdot 0.97 = 0.92 \quad (17)$$

Factorul de derivă cu temperatura a panoului solar rezultă din relația (4):

$$f_{temp} = 1 - [0.48 \cdot (45^\circ C - 25^\circ C)] = 0.904 \quad (18)$$

Factorul de pierderi datorat panourilor se calculează cu relația (3):

$$K_{LOSS} = 0.904 \cdot 0.95 \cdot 0.97 = 0.83 \quad (19)$$

Iradiația solară specifică unui unghi de inclinație de 47 de grade in zona Oradea este $H_{tilt} = 2.5kWh/m^2$ iar iradiația in condiții de măsură standard este $PSI = 1kW/m^2$. Din relațiile de mai sus se poate determina puterea necesară a ariei de panouri solare:

$$P_{pv_array} = \frac{5.82}{0.92 \cdot 0.83 \cdot 2.5} \cdot 1 = 3.033kW \quad (20)$$

Puterea invertorului solar este:

$$P_{invsolar} = 3.033kW \cdot 1.25 = 3.8kW \quad (21)$$

Numărul minim de panouri solare conectate in serie și numărul minim de panouri solare conectate in paralel este:

$$N_{ms} = \frac{250}{27} = 10 \quad (22)$$

$$N_{mp} = \frac{4000}{10 \cdot 200} = 2 \quad (23)$$

Dacă se consideră tensiunea bateriilor 48V, 5 zile de autonomie, randamentul la descărcarea bateriilor 0.9 și starea de încărcare maximă a bateriilor 80% atunci capacitatea necesară a pachetului de baterii este:

$$C_x = \frac{5 \cdot 5.82}{0.8 \cdot 48 \cdot 0.9} = 850Ah \quad (22)$$

Numărul de baterii conectate in serie și numărul de baterii conectate in paralel este:

$$N_{bs} = \frac{48}{12} = 4 \quad (23)$$

$$N_{bp} = \frac{850}{250} = 4 \quad (24)$$

Invertorul de baterii trebuie să poată asigura puterea maximă a sarcinilor:

$$P_{invmin} = 4.7 \cdot 1.25 = 6kW \quad (25)$$

Daca curentul de scurtcircuit al panourilor este de 8A atunci cablurile de legătură panou-invertor vor avea secțiunea :

$$A_1 = \frac{1.724 \cdot 10^{-8} \cdot 10 \cdot 8 \cdot 1.25}{2.5} = 1.4 \text{mm}^2 \quad (26)$$

Se acceptă de obicei o cădere de tensiune pe fire de max 4% din tensiunea nominală a panourilor. Dimensionarea cablurilor de legătură între inverter și baterii va ține cont de curentul maxim extras din baterii când sarcina este maximă.

$$A_2 = \frac{1.724 \cdot 10^{-8} \cdot 3 \cdot \left(\frac{6}{0.98 \cdot 48}\right) \cdot 1.25}{0.24} = 35.4 \text{mm}^2 \quad (27)$$

Dimensionarea cablurilor de conexiune a sarcinilor ține cont de puterea maximă a sarcinilor:

$$A_3 = \frac{1.724 \cdot 10^{-8} \cdot 20 \cdot \left(\frac{6}{220}\right) \cdot 1.25}{1.1} = 10 \text{mm}^2 \quad (28)$$

Caracteristicile generale ale fiecărui generator considerat sunt: panou solar – minim 200W, tensiune in MPP minim 24V, curent in MPP minim 8A; dacă bateriile sunt de 12V bateriile vor fi conectate câte 4 in serie. In Tab. 2. se prezintă succint valorile componentelor calculate.

Tab.2

<i>Putere minimă panouri solare</i>	<i>3kW</i>
<i>Capacitatea minimă a bateriilor</i>	<i>850Ah</i>
<i>Număr minim de panouri solare</i>	<i>10</i>
<i>Număr minim de baterii</i>	<i>16</i>
<i>Putere inverter solar</i>	<i>3.8kW</i>
<i>Putere inverter baterii</i>	<i>5.7kW</i>
<i>Secțiune cabluri panou-inverter</i>	<i>1.4mm²</i>
<i>Secțiune cabluri baterii-inverter</i>	<i>36mm²</i>
<i>Secțiune cabluri inverter-sarcini</i>	<i>10mm²</i>

Două simulări ale sistemului in PV*Sol și PVsyst validează calculele realizate mai sus.



Fig. 2-2. PV*Sol Design

PVsyst design

3 Optimizarea sistemului folosind PV*Sol

3.1 Optimizarea componentelor microrețelei

Optimizarea sistemului ia în considerare toate sarcinile descrise în secțiunea 1 și include și generatoarele geotermal și cu biomasă. Pentru optimizarea microrețelei s-au folosit modele matematice care să caracterizeze funcționarea diferitelor generatoare din ora în ora. Se ia în considerare profilul consumatorului, și energia stocată în baterii și se

determină capacitatea optimă a fiecărui generator. Criteriile de optimizare sunt probabilitatea pierderii sursei de alimentare (LPSP) și costul levelizat al energiei (LCE). Optimizarea începe de la proiectarea preliminară prezentată în secțiunea anterioară la care se adaugă toate sarcinile și capacitatea cumulată a generatoarelor geotermal și cu biomasă
Modelul pentru panoul solar folosit este descris de eq. 29,30,31, [3],[4].

$$P_{PV} = \eta_g \cdot N \cdot A_m \cdot G_t \quad (29)$$

unde η_g randamentul instantaneu, A_m aria unui panou solar, G_t radiația incidentă și N numărul de panouri solare.

$$\eta_g = \eta_r \cdot \eta_{pt} \cdot [1 - \beta_r (T_c - T_r)] \quad (30)$$

,unde η_r este randamentul de referință al panoului solar găsit în foile de catalog, η_{pt} este randamentul convertorului cu MPPT, T_c temperatura panoului solar, T_r temperatura de referință a panoului, β_r coeficientul de temperatură [4].

$$T_c = T_a + G_t \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (31)$$

,unde $NOCT$ temperatura normală de funcționare și T_a temperatura mediului ambiant. Starea de încărcare a bateriilor în fiecare oră se evaluează cu expresia [2]:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1)(1 - \sigma) + \left(-\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} + (E_{PV}(t) + E_{geo}(t) + E_{biomas}(t)) \right) \cdot \eta_{bat} \quad (32)$$

,unde $SOC_{bat}(t)$ starea de încărcare la momentul t , η_{bat} randamentul la încărcare descărcare, η_{inv} randamentul inverterului, σ rata de autodescărcare și $E_{PV}(t)$, $E_{geo}(t)$, $E_{biomas}(t)$ sunt energiile produse de generatoarele PV, geotermal și biomasă. Starea de încărcare a bateriilor va fi tot timpul între două limite [4]:

$$SOC_{batmin} \leq SOC_{bat}(t) \leq SOC_{batmax} \quad (33)$$

Puterea totală generată se poate scrie:

$$P_{tot}(t) = P_{PV}(t) + P_{geo}(t) + P_{biomas}(t) \quad (34)$$

Surplusul de energie poate fi calculat astfel [2]:

$$S_E(t) = P_{tot}(t) \cdot \Delta t - \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} \Delta t + \left(\frac{SOC_{batmax} - SOC_{bat}(t-1)}{\eta_{cha}} \right) \right) \quad (35)$$

O metodă de determinare a capacității generatoarelor este probabilitatea pierderii sursei de alimentare (LPSP - loss of power supply probability) care se definește cu ecuațiile de mai jos [2], [6], [7].

$$LPS(t) = P_{load}(t) \cdot \Delta t - [P_{tot}(t) \Delta t + C_{bat}(t-1) - C_{batmin}] \cdot \eta_{inv} \quad (36)$$

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T P_{load}(t) \cdot \Delta t} \quad (37)$$

3.2 Factori economici

Doi factori sunt de obicei folosiți pentru a determina fiabilitatea economică a unui sistem hibrid de generare de energie: anuitate și LCE (levelized cost of energy) [2]. Anuitatea se definește ca:

$$A = CRF(i, n) \cdot TPV \quad (38)$$

unde TPV este valoarea totală netă prezentă sau costul total al sistemului, $CRF(i,n)$ este rata de recuperare a capitalului (i este dobânda și n durata de viață a sistemului în ani) [2], [4]:

$$CRF(i,n) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (39)$$

LCE al unei investiții se definește ca în eq. 40 și reprezintă cât se va plăti pentru un kWh de energie produsă de sistemul hibrid [4].

$$LCE = \frac{CRF(i,n) \cdot TPV}{E_{load}} \quad (40)$$

3.3 Optimizarea sistemului folosind PV*Sol

Sistemul propus este simulat în PV*Sol în scopul optimizării. PV*Sol este un simulator care permite determinarea performanțelor unui sistem fotovoltaic. Se vor evalua parametrii ca: energia neacoperită de sistem, surplusul de energie solară, energia totală produsă de generatoarele geotermal și cu biomasă, randamentul sistemului, unghiul optim de înclinare al panourilor, etc.

Sistemul implementat în PV*Sol este reprezentat în Fig. 3-1. Este compus din: 14 panouri solare conectate în serie, 8 baterii câte 4 conectate în serie, generatoarele biomasă și geotermal însumate într-unul singur, controller MPPT și inverter.

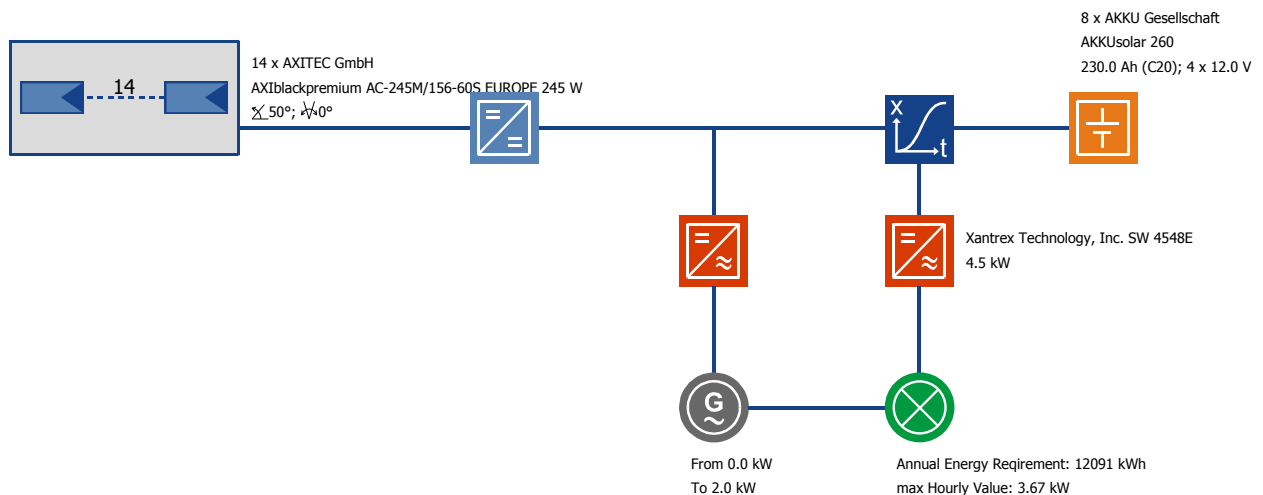


Fig. 3-1 Sistemul propus simulat în PV*Sol

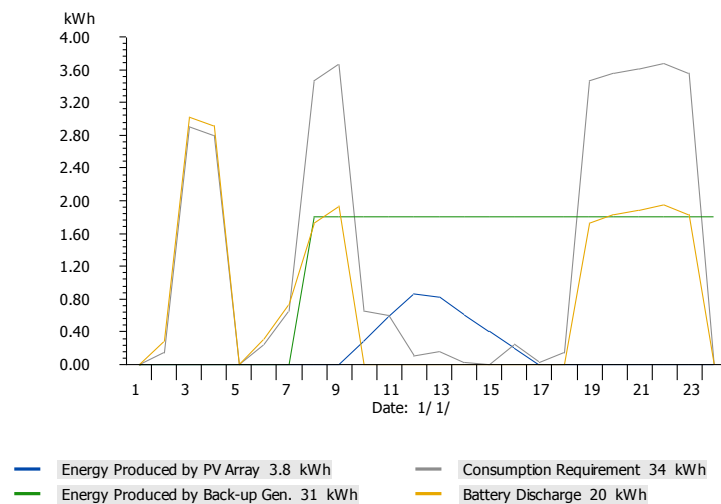


Fig. 3-2 Scenariu de funcționare

Rezultatele simulate sunt reprezentate în Fig. 3-2. Figura prezintă un scenariu posibil de funcționare în 1 decembrie. Luna decembrie a fost aleasă deoarece este una din liniile cu cea mai puțină irradiație solară și cele mai mici temperaturi. Poate fi observat în Fig. 3-2 că toată energia necesară sarcinii este acoperită de sistem. În primă instanță se furnizează energie de la panourile solare și din baterii și apoi când capacitatea bateriilor scade sub pragul de 30% se pornesc generatoarele geotermal și cu biomasă.

Unghiul de înclinație al panourilor solare este de asemenea evaluat în condițiile unui unghi optim de orientare a panourilor (orientare sudică). Se face o simulare a sistemului cu diferite unghiuri de înclinare și se observă că pentru un unghi de 40° panourile produc cea mai mare cantitate de energie, Tab. 3.

Tab. 3

Tilt Angle	Energy produced
30 °	4603 kWh
40 °	4626 kWh
50 °	4538 kWh

Media lunară a energiei produse într-un an de diferitele generatoare este reprezentată în Fig. 3-3.

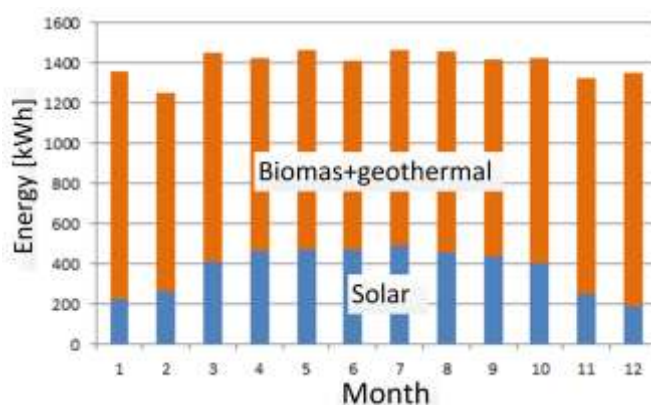


Fig. 3-3. Energia produsă într-un an

Pentru validarea calcului de proiectare a microrețelei se realizează în continuare o simulare în care vor fi variate capacitatea generatoarelor și numărul de baterii. Rezultatele simulării sunt prezentate în tabelul 4. Se va varia prima dată capacitatea generatoarelor în trei pași – 1.8kW, 2kW, 2.2kW cu 8 baterii apoi se va varia numărul de baterii menținându-se capacitatea generatoarelor la 2kW. Se observă în tabelul 4 că pentru 1.8kW nu toată energia necesară sarcinii poate fi acoperită de sistem iar dacă se va incrementa capacitatea generatorului peste 2kW va crește energia produsă de generatoare și o să scadă energia produsă de panourile solare scăzând astfel eficiența sistemului. Eficiența sistemului se referă în aplicația curentă la câtă energie solară este folosită de sistem. Numărul de baterii este minim 8. Cu un număr de baterii mai mic decât 8 nu se poate acoperi toată energia necesară sarcinii iar un număr mai mare va conduce la o creștere semnificativă a prețului sistemului.

LCE calculat în PV*Sol este 0.06\$/kWh iar anuitatea 973\$.

Tab. 4

BACK-UP GENERATOR			
Output Range[kW]	0.0 - 1.8	0.0 - 2.0	0.0 - 2.2
SIMULATION RESULTS			
Consumption Not Covered by System [kWh]	0.4	0	0
PV Array Surplus [kWh]	387	651.5	973.5
Energy Produced by Back-up Gen. [kWh]	11,959.80	12,267.20	12,518.60
Solar Fraction [%]	21.2	19.4	17.2
Performance Ratio [%]	49.6	45.4	40.3
System Efficiency [%]	7.5	6.8	6.1

BATTERY			
Number	12	8	4
Total Capacity [kWh]	33.1	22.1	11
SIMULATION RESULTS			
Direct Use of Back-up Gen. Energy [kWh]	4,155.90	4,253.50	5,590.30
Consumption Not Covered by System [kWh]	0	0	1,210.20
PV Array Surplus [kWh]	189.2	651.5	1,901.10
Solar Fraction [%]	22.5	19.4	11
Performance Ratio [%]	52.8	45.4	25.8
System Efficiency [%]	8	6.8	3.9

4 Simularea microrețelei rezultate.

O microrețea este o parte integrantă a unui Smart Grid. De obicei acestea sunt rețele de joasă tensiune compuse din generatoare regenerabile distribuite interconectate, stocare, și sarcini. Microrețelele pot funcționa conectate la rețeaua națională sau izolat (în mod insulă). Pentru a conecta generatoarele se folosesc de obicei echipamente de putere. În acest sens microrețeaua este o colecție de invertoare conectate în paralel cu generatoare funcționând împreună pentru a alimenta sarcinile. Se pot defini trei mari categorii de generatoare electrice: generatoare formatoare de rețea, generatoare urmăritoare de rețea și generatoare necontrolabile conectate în paralel pe rețea, [11]. Generatoarele formatoare de rețea stabilesc tensiunea și frecvența rețelei. Generatoarele urmăritoare de rețea vor furniza putere activă și reactivă în rețea în funcție de măsurători de tensiune și frecvență și propile caracteristici de droop. Generatoarele necontrolabile cuprind: generatoare eoliene, fotovoltaice, etc. Aceste generatoare vor furniza în rețea puterea maximă disponibilă de la resursa regenerabilă, [12].

Funcționarea corespunzătoare a acestor generatoare depinde de sistemul de control al microrețelei. Metodele de control implementate în literatură se împart în: control de tip master/slave și control de tip droop. Metodele de control Master/Slave au performanțe ridicate dar au un dezavantaj major: funcționarea lor depinde de master și de un sistem de comunicație rapid între master și generatoarele slave. Metoda de control "droop" realizează controlul de putere folosind deviații de tensiune și frecvență măsurate local, [13]. Folosind metoda de control de tip "droop" toate generatoarele participă la generarea de energie fără o linie de comunicație, în acest fel defectarea unui generator nu are un impact mare asupra funcționării întregii rețele. Un dezavantaj al acestei metode este variația inerentă a tensiunii și a frecvenței rețelei. Pentru a se evita problemele de mai sus se folosește de obicei o schemă de control pe trei nivele: control primar, control secundar, control terțiar. Controlul primar este responsabil cu controlul frecvenței și tensiunii astfel încât să se realizeze o împărțire echilibrată a puterii între generatoare. Controlul secundar se ocupă de obicei de restaurarea tensiunii și frecvenței datorate deviațiilor produse de inerția generatoarelor și impedanțelor virtuale. De asemenea la acest nivel se realizează sincronizarea generatoarelor. Controlul terțiar se ocupă de importul și exportul de energie în rețeaua națională. Tot la acest nivel se stabilesc referințele de putere pentru generatoare, [14].

4.1 Controlul microrețelei

Structura de control propusă pentru microrețea este reprezentată în Fig. 4-1. Structura propusă este o combinație a controlului de tip Master/Slave și a controlului de tip „droop”. Se optează pentru o structură de control cu două nivele: nivelul primar în care controlul se bazează pe caracteristicile tensiune-putere reactivă și frecvență-putere activă ale fiecărui generator; și un nivel secundar implementat de sistemul de management a energiei care stabilește referințele de tensiune și frecvență pentru inverterul master în funcție de puterile măsurate din microrețea.

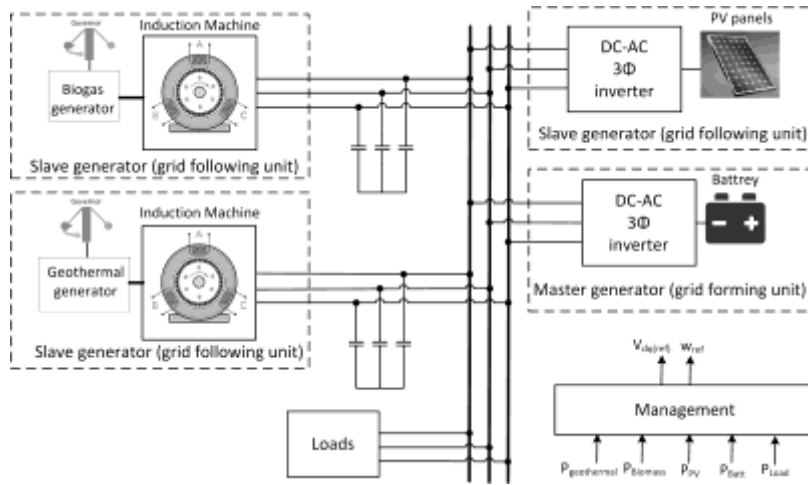


Fig. 4-1 Structura de control a microrețelei

4.1.1 Nivelul de control primar

Toate generatoarele microrețelei sunt conectate în paralel pe rețeaua trifază. Generatoarele regenerabile furnizează energie în această rețea în funcție de disponibilitatea resurselor regenerabile. Pentru a se putea menține rețeaua stabilă doar un singur generator va putea funcționa ca sursă de tensiune iar restul ca surse de curent. Invertorul încărcător de baterii va fi invertorul master și va funcționa ca sursă de tensiune stabilind frecvența și tensiunea rețelei. Referințele de tensiune și frecvență sunt primite de la sistemul de management al energiei (PMS). Frecvența rețelei va putea să varieze în domeniul [49 – 51] Hz. Invertoarele Slave își vor controla nivelul de putere activă de ieșire în funcție de valoarea frecvenței măsurate și caracteristica proprie „P-f droop”.

Controlerile PI se folosesc în mod obișnuit pentru controlul invertoarelor dar au două dezavantaje principale: nu pot urmări semnale sinusoidale fără eroare staționară și au o capacitate redusă de respingere a perturbațiilor. Pentru a evita aceste dezavantaje controlul invertoarelor va folosi controler PI implementate în sistem de referință d-q.

Invertorul master este compus din două bucle: o buclă de curent și o buclă de tensiune. Referința pentru bucla de curent, Fig. 4-2, este furnizată de bucla externă de tensiune. Referința pentru bucla de tensiune va fi furnizată de sistemul de management al energiei. Tot invertorul master stabilește și frecvența rețelei, referința de frecvență fiind furnizată de PMS. În acest fel invertorul master poate controla puterea de ieșire a invertoarelor slave. Pentru că liniile de interconectare sunt scurte tensiunea nu variază cu puterea reactivă și un control de tip Q-V nu va fi folosit. Tot necesarul de putere reactivă va fi furnizat de invertorul master și de condensatori.

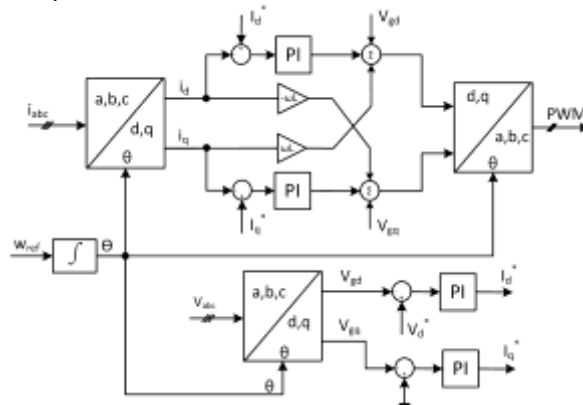


Fig. 4-2 Controlul invertoarelor Master

Invertorul fotovoltaic este controlat în mod curent constant. Acest tip de control permite funcționarea corectă a acestui inverter în paralel cu celelalte generatoare din microrețea. Referința de curent pentru controlul acestui inverter este derivată din caracteristica de droop a acestui inverter, sistemul de management al energiei și de puterea

maximă de la panourile solare. Structura de control propusă pentru acest invertor este prezentată în Fig. 4-3.

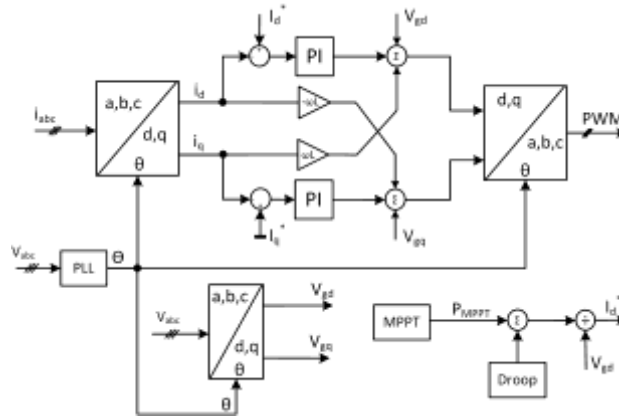


Fig. 4-3 Controlul invertorului fotovoltaic

Caracteristica de droop a acestui invertor este descrisă de Eq.1 și reprezentată în Fig. 4-4. Această caracteristică face ca invertorul fotovoltaic să imite funcționarea unui generator asincron.

$$P(f) = P_o + k \cdot (f_0 - f) \tag{41}$$

unde $P_o = 5\text{kW}$, $k = 1571 \text{ W/Hz}$, $f_0 = 50\text{Hz}$

Generatoarele geotermal și cu biomasă folosesc generatoare asincrone pentru injectarea energiei în rețea. Aceste generatoare funcționează cu viteză constantă controlată de un guvernor. Acest tip de control va face generatoarele să funcționeze cu o caracteristică de droop dată de (42).

$$P_m(f) = k_m \cdot (f_0 - f) \tag{42}$$

unde $k_m = 6.65 \text{ kW/Hz}$, and $f_0 = 51$ pentru generatorul geotermal și $k_m = 3.84 \text{ kW/Hz}$, și $f_0 = 51\text{Hz}$ pentru generatorul cu biomasă.

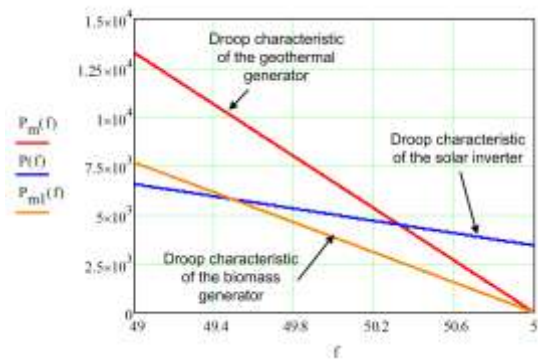


Fig. 4-4 Caracteristicile de droop

4.1.2 Nivelul de control secundar

La nivelul de control secundar sistemul de management a energiei măsoară puterea generată și consumată de sarcini și considerând caracteristicile de droop ale fiecărui generator va decide referința de frecvență pe care o va trimite invertorului master. Nivelul secundar de control este implementat într-un calculator de uz general și comunică datele pe o magistrală de comunicație RS485 Modbus RTU. Algoritmul de decizie este prezentat în Fig. 4-5.

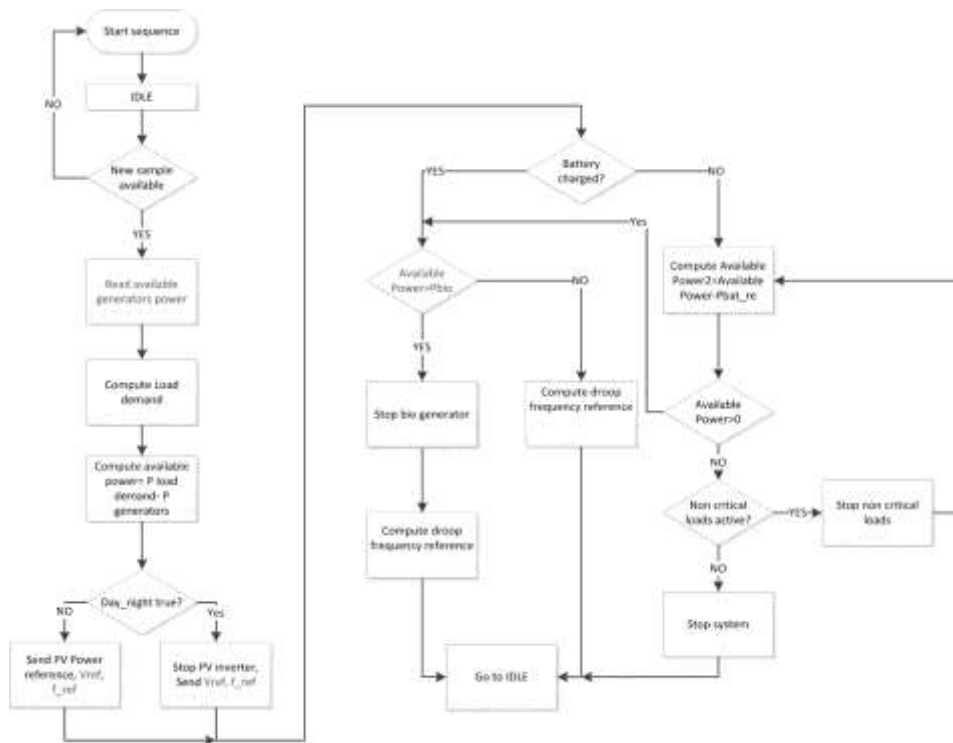


Fig. 4-5 Algoritm de decizie

Principala sarcină a PMS este de a furniza puterea necesară sarcinilor critice, de a menține sistemul de stocare încărcat, de implementare a funcțiilor de protecție și de a prezice cazurile cele mai defavorabile și pentru a putea opri sistemul de alimentare. Ca sarcini secundare ale sistemului de management se pot menționa controlul predictiv folosind date meteorologice, prezervarea resurselor limitate (în acest caz biogazul).

Algoritm de management are două stagii. Primul stadiu implementează funcția de pornire a microrețelei bazat pe resursele regenerabile și starea curentă a generatoarelor. Secvența de start primește date de la generatoare și bazându-se pe disponibilitatea resurselor regenerabile și sarcini va decide ce generatoare vor fi folosite pentru alimentarea sarcinilor. O primă decizie se poate lua pe baza stării de încărcare a bateriilor ținând cont de faptul că invertorul master trebuie să poată alimenta sarcinile în cazul în care celelalte generatoare sunt oprite. În continuare dacă și restul resurselor regenerabile sunt disponibile PMS poate lua decizia să le folosească. Dacă nu toate resursele sunt disponibile atunci PMS va calcula dacă puterea maximă disponibilă este îndeajuns pentru alimentarea sarcinilor. Pot să apară trei cazuri: 1) puterea necesară depășește puterea produsă de generatoare dar sarcinile critice pot fi susținute, caz în care sarcinile necritice vor fi deconectate de la microrețea; 2) consumul datorat sarcinilor nu depășește puterea produsă maximă, caz în care necesarul de energie este împărțit între generatoare; 3) dacă nici sarcinile critice nu pot fi susținute atunci se va decide la trecerea în regim de oprire controlată a generatoarelor. După ce secvența de start se încheie algoritmul de management urmează logica din diagrama din Fig. 16.

Se vor măsura date de la fiecare generator iar puterea maximă disponibilă este calculată și considerată pentru alimentarea sarcinilor. Cunoscând iradiația solară și starea de încărcare a bateriilor și considerând caracteristicile de droop ale generatoarelor se va stabili referința de frecvență astfel încât să nu se consume energie din baterii. Dacă bateriile trebuie încărcate atunci frecvența de referință va fi modificată astfel încât starea de încărcare a bateriilor să revină la cea prestabilită.

4.2 Rezultatele modelului propus

Un model al microrețelei a fost dezvoltat și simulat în PSIM. Fig. 4-6 prezintă răspunsul tranzitoriu al microrețelei la variația sarcinii (P_{Load} crește de la 16kW la 19kW, Fig. 4-6a). Se poate observa că invertorul master ține constantă tensiunea de ieșire, Fig. 4-6b, furnizând diferența de putere, Fig. 17e. În Fig. 4-6d sunt de asemenea prezenți curenți I_d și

I_q . Trei scenarii vor fi prezentate pentru demonstrarea principiului de funcționare al microrețelei.

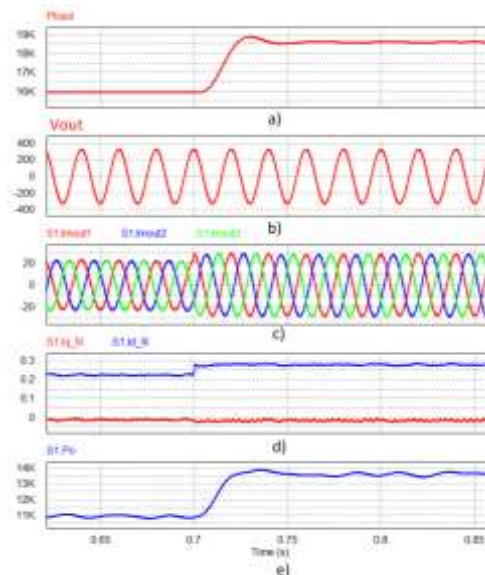


Fig. 4-6 Răspunsul tranzitoriu al sistemului

Caz I: Răspunsul la salt de sarcină

Fig. 4-7 prezintă răspunsul la salt de sarcină al microrețelei. Scenariul considerat se caracterizează prin următorii parametri: puterea generatorului fotovoltaic este 5kW, puterea generatorului geotermal este 4kW, puterea generatorului cu biomasă este 6.2kW iar consumul este 16kW. Scenariul prezintă un salt de sarcină de 1.5kW la 1.1 sec. Se poate observa în Fig. 4-7 că surplusul de energie este furnizat de inverterul de baterii în primă fază apoi sistemul de management ajustează referința de frecvență astfel încât generatoarele geotermal și cu biomasă să-si mărească puterea de la ieșire și consumul de energie din baterii sa revină la zero.

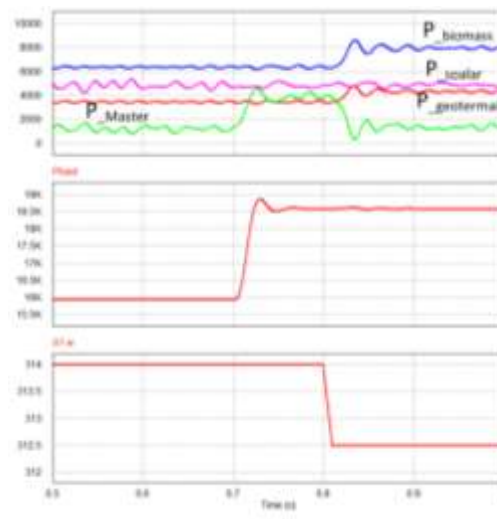


Fig. 4-7 Răspunsul sistemului la salt de sarcină

Caz II: Încărcarea bateriilor

Fig. 4-8 prezintă răspunsul la necesitatea sistemului de a încărca bateriile și se caracterizează prin: puterea generatorului solar 5kW, Sarcină constantă 16kW, puterea generatorului geotermal 3.4kW, puterea generatorului cu biomasă 6.35kW. La 0.7s sistemul de management a energiei decide că bateriile au nevoie de încărcare și coboară referința de frecvență la 49.8 Hz. Ca rezultat generatoarele geotermal și cu biomasă își cresc puterea la 4.1kW și respectiv 8kW corespunzător cu caracteristicile proprii de droop

astfel încât surplusul de energie să fie absorbit de baterii. Această stare va fi menținută până bateriile sunt încărcate.

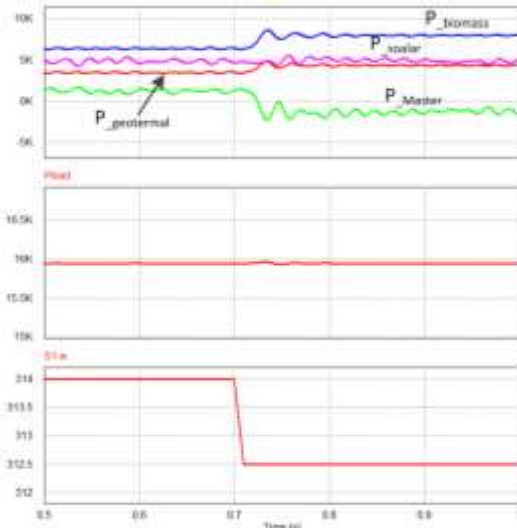


Fig. 4-8 Raspunsul sisteului la încărcarea bateriilor

Caz III: Lipsa energiei solare

Fig. 4-9 prezintă scenariul în care panourile sunt umbrite și generatorul fotovoltaic nu furnizează energie. La 0.5s puterea generatorului solar scade de la 5kW la 0. Ca rezultat inverterul master va furniza diferența de putere necesară până când sistemul de management va coborî referința de frecvență astfel încât puterea de la generatoarele geotermal și cu biomasă să crească.

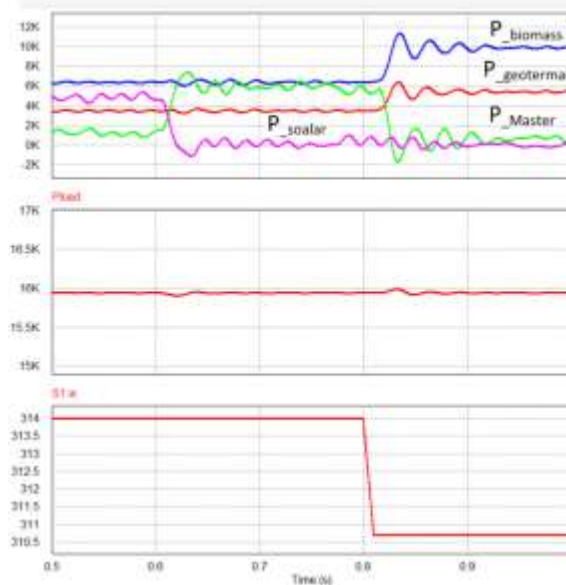


Fig. 4-9

A2.2 Proiectarea și simularea subansamblului responsabil cu asigurarea energiei microrețelei de la un sistem bazat pe conversie fotovoltaică - partial.

5 Alegerea panourilor solare și a inverterului solar

Trei invertoare îndeplinesc condițiile microrețelei propuse. S-a ales inverterul de la SMA, SunnyBoy 3600.

Tab.5 Invertor Solar

Invertor Solar	$V_{MppT}[V]$	$V_{AC}[V_{rms}]$	Putere[VA]	Pret[€]	€/W
SunnyBoy 3600	175-500	230	3880	1000	0.26
Steca 3600	350-700	230	3690	1200	0.33
PVI-3600	200-530	230	3800	2000	0.53

Puterea minimă pe care trebuie să o furnizeze panourile solare obținută în urma calculului de proiectare, tab.1, este de 3kW. Tipuri de panouri care pot fi folosite sunt prezentate în Tab 6. Au fost alese panouri de la compania ET Solar model ET-660 250 WW.

Tab.6 Panouri Solare

Panouri Solare	$V_{MppT}[V]$	$I_{MppT}[A]$	$P_{MppT}[W]$	Pret[€]	€/W
AXITEC AC200P/156-48S 200Wp	24.3	8.3	200	174	0.87
Suntech 190S-24AD+ 190Wp mono	36.6	5.2	190	155	0.82
Topoint 190 Silver Mono JTM 190-72M	36.7	5.2	190	174	0.92
LG 300 Black Mono X NeoN LG300N1C	32	9.42	300	440	0.92
SW 270 Silver Mono Protect	30.9	8.81	270	350	1.47
Astronergy 310 Silver Poly CHSM 6612P-310	35.8	8.68	310	290	1.3
Astronergy 305 Silver Poly CHSM 6612P-305	35.77	8.53	305	270	0.94
ET Solar ET-660 250 WW	30.34	8.24	250	180	0.72

A2.5 Proiectarea și simularea sistemului hibrid de stocare compus din baterii și supercondensatoare - parțial.

În urma calculului de dimensionare și de optimizare prezentate în tab.1 se vor alege componentele microrețelei în funcție de prețul acestora și de disponibilitatea lor pe piața din România.

6 Alegerea bateriilor

Una din bateriile prezentate în tabelul de mai jos poate fi aleasă pentru a fi utilizată în microrețea pentru sistemul de stocare. Magistrala de curent continuu este de 48V iar capacitatea minimă necesară rezultată în urma calculului este de minim 850Ah. A fost aleasă datorită disponibilității pe piața din România bateria de plumb de la AKKUSolar marcată în tabelul de mai jos

Tab.7 Baterii

Tip	Specificatii	$U_{nom}[V]$	C[Ah]	Pret[€]	€/Ah
Concorde AGM	PVX-2580L	12	258	615	2.38
Rolls Surrette	12-CS-11PS	12	342	900	2.63
Fullriver AGM	2 DC400-6 AGM	12	415	900	2.17
UPG	UPG AGM Battery Bank	48	400	3100	7.75
AKKUSolar	AKKU 260 GEL 12 V 260AH	12	260	420	1.62
Deta Solar	12V Solar 250	12	250	401	1.64

Trei invertoare care îndeplinesc condițiile impuse de cerințele microrețelei sunt prezentate în tabelul de mai jos. Invertorul ales este de la firma SMA, Sunny Island 6.0H

Tab.8 Invertor Baterii

Invertor Baterii	$V_{DC}[V]$	$V_{AC}[V_{rms}]$	Putere[VA]	Pret[€]	€/W
SMA Sunny Island 6.0	48	230	4600	2300	0.5
Steca Xtender 4000 - 48	48	230	3500	2900	0.83
Victron MultiPlus 48-5000	48	230	4500	2326	0.52

6.1 Modelarea bateriilor

Bateria este dispozitivul cel mai des utilizat pentru stocarea energiei electrice, motiv pentru care analiza și modelarea fenomenelor ce au loc în timpul proceselor de încărcare/descărcare a acesteia constituie un subiect de interes deosebit. Simularea comportamentului real al unei baterii nu este lipsită însă de complexitate, având în vedere procesele chimice ce se desfășoară la nivelul bateriei, precum și factorii externi ce influențează funcționarea acesteia. Până în prezent, nu s-a dezvoltat nici un model care să

țină cont de toate aspectele menționate, fiecare tehnică de modelare având avantajele și limitările ei.

6.1.1 Modelul empiric propus pentru simularea bateriilor

Modelul empiric propus pentru simularea bateriilor pornește de la un set de valori extrase din rezultatele experimentale obținute în urma încărcării/descărcării acestora. Datele prelevate empiric constituie baza pentru aproximarea prin funcții matematice a caracteristicilor de încărcare/descărcare a bateriilor modelate. Modelul analitic implementat în MathCad a fost testat pe bateria cu Li-Ion GP1865L180, produsă de firma GP Batteries. Caracteristicile tehnice ale acestei baterii sunt, conform [15]: Tensiunea nominală: 3.7V; Capacitatea: 1800mAh; Rezistența internă: 110mΩ.

Pentru extragerea datelor experimentale, bateria a fost încărcată inițial conform specificațiilor producătorului [15], cu un curent constant de 0.6C (1080mA) până când tensiunea la bornele acesteia a atins valoarea de 4.2V, după care s-a aplicat o tensiune constantă, până când valoarea curentului a scăzut sub pragul de 0.05C (90mA). După încărcarea completă a bateriei, aceasta a fost descărcată cu un curent constant de 0.5C (900mA), până când tensiunea la bornele ei a ajuns la valoarea de 2.8V. În timpul proceselor de încărcare/descărcare, tensiunea bateriei a fost monitorizată la un interval de 2s cu multimetrul MTX328, din aceste date fiind prelevate câte 20 de eșantioane pentru fiecare caracteristică modelată.

Rezultatele experimentale obținute pentru ambele caracteristici (curba de încărcare și cea de descărcare la curent constant), după aproximativ 2h, sunt prezentate în Fig. 6-1.

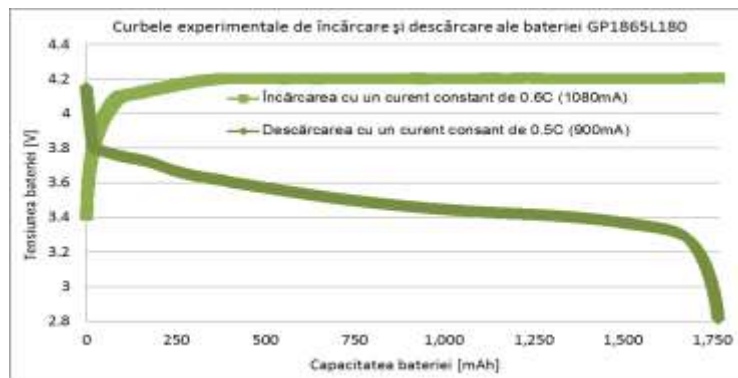


Fig. 6-1: Curbele experimentale de încărcare/descărcare ale bateriei GP1865L180

6.1.2 Modelarea caracteristicii tipice de încărcare a bateriei GP1865L180

Evoluția tensiunii la bornele bateriei în timpul procesului de încărcare a fost modelată utilizându-se două funcții MathCad, și anume: *funcția pwrfit* – care folosește metoda Levenberg-Marquardt pentru minimizarea erorilor dintre datele empirice și cele ce rezultă în urma ajustărilor analitice; *funcția medfit* – care aproximează datele folosind metoda regresiei liniare (median-median regression). Așa cum se poate observa în Fig. 6-1, curba de încărcare poate fi împărțită în trei zone distincte. Prima zonă poate fi aproximată cu o funcție polinomială de forma $Pwr(z) = a \cdot z^b + c$:

$$Pwr1 := \begin{cases} sir1 \leftarrow \text{submatrix}(ch_time, 0, 9, 0, 0) \\ sir2 \leftarrow \text{submatrix}(ch_voltage, 0, 9, 0, 0) \\ Pwr1 \leftarrow \text{pwrfit}(sir1, sir2, guess1) \\ Pwr1 \end{cases} \quad (43)$$

ai cărei parametri de predicție sunt inițializați cu matricea:

$$guess1 := \begin{pmatrix} -0.15 \\ 2 \\ 0.6 \end{pmatrix} \quad (44)$$

Relația (2.10) returnează parametrii funcției polinomiale corespunzătoare primului interval de timp din cadrul procesului de încărcare a bateriei:

$$Pwr_{06C}(z) := (Pwr1)_0 \cdot z^{(Pwr1)_1} + (Pwr1)_2 \quad (45)$$

Cea de-a doua zonă a tensiunii de încărcare a bateriei poate fi aproximată printr-o funcție liniară de forma: $Lin(z) = a \cdot z + b$, ai cărei parametri pot fi determinați cu:

$$Lin1 := \begin{cases} \text{for } i \in 10..19 \\ Lin1 \leftarrow medfit(ch_time, ch_voltage) \\ Lin1 \end{cases} \quad (46)$$

Rezultă astfel funcția ce caracterizează cea de-a doua zonă a curbei de încărcare:

$$Lin_{06C}(z) := (Lin1)_1 \cdot z + (Lin1)_0 \quad (47)$$

Cea de-a treia zonă a curbei experimentale poate fi aproximată printr-o constantă, rezultând astfel expresia tensiunii la bornele bateriei în timpul procesului de încărcare:

$$voltage(z) := \begin{cases} Pwr1(z) & \text{if } 0 \leq z < 0.38 \\ Lin1(z) & \text{if } 0.38 \leq z < 0.95 \\ t(z) & \text{if } 0.95 \leq z < 2.5 \end{cases} \quad (48)$$

Curentul de încărcare s-a considerat constant până când tensiunea bateriei a ajuns la valoarea de 4.2V, după care s-a presupus că variația acestuia are o formă logaritmică. Prin urmare s-a utilizat funcția *logfit* pentru aproximarea curentului în ultima parte a procesului de încărcare. Această funcție MathCad folosește metoda Levenberg-Marquardt pentru minimizarea erorilor dintre curba experimentală și cea analitică.

$$Log1 := \begin{cases} sir3 \leftarrow submatrix(ch_time, 10, 19, 0, 0) \\ sir4 \leftarrow submatrix(ch_current, 10, 19, 0, 0) \\ Log1 \leftarrow logfit(sir1, sir2, guess1) \\ Log1 \end{cases} \quad (49)$$

Relația (49) returnează parametrii unei funcții de forma generală $Log(z) = a \cdot \ln(z + b) + c$, care descrie evoluția curentului de încărcare, după ce tensiunea bateriei atinge pragul de 4.2V:

$$Log_{06C}(z) := (Log1)_0 \cdot \ln[z + (Log1)_1] + (Log1)_2 \quad (50)$$

Rezultă, astfel, că expresia curentului de încărcare a bateriei este dată de:

$$current(z) := \begin{cases} u(z) & \text{if } 0 \leq z < 0.95 \\ Log1(z) & \text{if } 0.95 \leq z < 2.5 \end{cases} \quad (51)$$

O comparație între caracteristica de încărcare dată de producător și rezultatele obținute cu modelul analitic propus este prezentată în Fig. 6-2. Seturile de date empirice extrase de pe caracteristica de încărcare sunt reprezentate prin variabilele ch_data_v [V] și ch_data_i [A]. Așa cum se poate observa, caracteristica de încărcare dată de producător este similară cu cea obținută prin măsurători experimentale (Fig. 6-1) și cu cea obținută prin simulare (Fig. 6-2), [15].

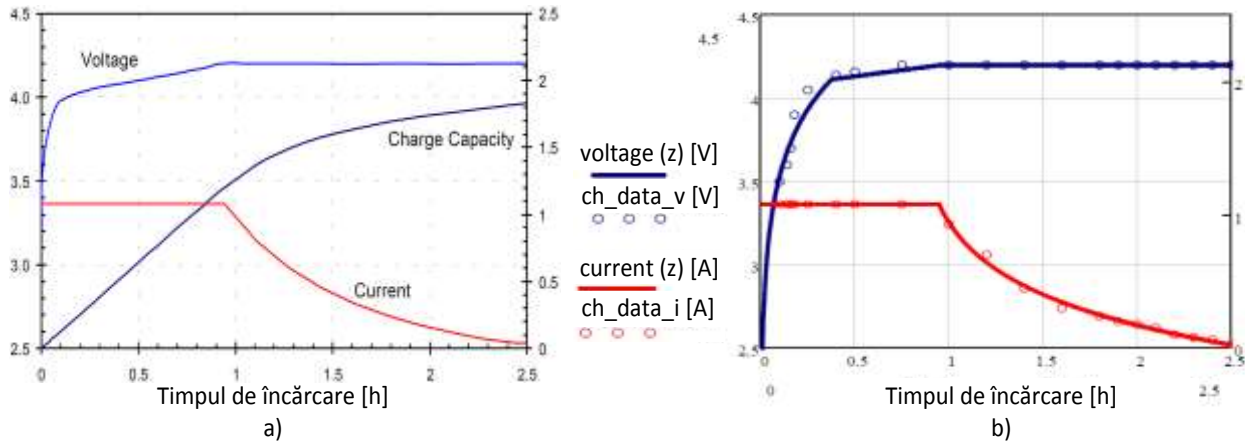


Fig. 6-2: Caracteristica de încărcare: a) dată de producător; b) obținută prin simulare

6.1.3 Modelarea caracteristicilor tipice de descărcare ale bateriei GP1865L180

Din motive de simplitate, pentru simularea caracteristicilor tipice de descărcare ale bateriei GP1865L180, datele empirice s-au prelevat de pe curbele date de producător pentru 4 rate de descărcare diferite: 0.2C (360mA), 0.5C (900mA), 1C (1800mA) și 1.5C (2700mA). Utilizând datele de catalog menționate, s-a extras câte un set de 30 de eșantioane pentru fiecare rată de descărcare analizată, [15].

Pentru reprezentarea grafică a tensiunii de la bornele bateriei în timpul proceselor de descărcare la curent constant, s-au considerat două comportări distincte ale bateriei (una în prima etapă a descărcării și alta, spre finalul acesteia). Aceste curbe pot fi aproximare cu ajutorul funcțiilor MathCad *logfit* și *pwrfit*.

În prima fază a procesului de descărcare, datele empirice sunt prelucrate utilizând funcția:

$$\text{Log2} := \begin{cases} \text{for } i \in 0..3 \\ \text{sir5} \leftarrow \text{submatrix}(\text{dis_time}, 0, 18, i, i) \\ \text{sir6} \leftarrow \text{submatrix}(\text{dis_voltage}, 0, 18, i, i) \\ \text{Log2}_i \leftarrow \text{logfit}(\text{sir5}, \text{sir6}, \text{guess2}) \\ \text{Log2} \end{cases} \quad (52)$$

unde, cu ajutorul matricii *guess2*, s-au inițializat parametrii de predicție:

$$\text{guess2} := \begin{pmatrix} -15 \\ 3 \\ -1 \end{pmatrix} \quad (53)$$

Relația (52) returnează parametrii celor patru funcții ce descriu evoluția tensiunii la bornele bateriei în prima parte a procesului de descărcare:

$$\text{Log}_{0.2C}(z) := (\text{Log2}_0)_0 \cdot \ln[z + (\text{Log2}_0)_1] + (\text{Log2}_0)_2 \quad (54)$$

$$\text{Log}_{0.5C}(z) := (\text{Log2}_1)_0 \cdot \ln[z + (\text{Log2}_1)_1] + (\text{Log2}_1)_2 \quad (55)$$

$$\text{Log}_{1C}(z) := (\text{Log2}_2)_0 \cdot \ln[z + (\text{Log2}_2)_1] + (\text{Log2}_2)_2 \quad (56)$$

$$\text{Log}_{1.5C}(z) := (\text{Log2}_3)_0 \cdot \ln[z + (\text{Log2}_3)_1] + (\text{Log2}_3)_2 \quad (57)$$

În cea de-a doua parte a procesului de descărcare, funcția *pwrfit* este utilizată pentru aproximarea tensiunii bateriei pornind de la datele experimentale:

$$Pwr2 := \begin{cases} \text{for } i \in 0..1 \\ | \text{sir7} \leftarrow \text{submatrix}(\text{dis_time}, 19, 29, i, i) \\ | \text{sir8} \leftarrow \text{submatrix}(\text{dis_voltage}, 19, 29, i, i) \\ | Pwr2_i \leftarrow \text{pwrfit}(\text{sir7}, \text{sir8}, \text{guess2}) \\ | Pwr2 \end{cases} \quad (58)$$

Funcțiile ce descriu ultima etapă a procesului de descărcare, pentru cele patru rate de descărcare (0.2C, 0.5C, 1C și 1.5C), sunt:

$$Pwr_{0.2C}(z) := (Pwr2_0)_0 \cdot z^{(Pwr2_0)_1} + (Pwr2_0)_2 \quad (59)$$

$$Pwr_{0.5C}(z) := (Pwr2_1)_0 \cdot z^{(Pwr2_1)_1} + (Pwr2_1)_2 \quad (60)$$

$$Pwr_{1C}(z) := (Pwr2_2)_0 \cdot z^{(Pwr2_2)_1} + (Pwr2_2)_2 \quad (61)$$

$$Pwr_{1.5C}(z) := (Pwr2_3)_0 \cdot z^{(Pwr2_3)_1} + (Pwr2_3)_2 \quad (62)$$

Așa cum se poate deduce din relațiile (59) - (60) și (61) - (62), caracteristicile tipice de descărcare ale bateriei GP1865L180 au fost approximate cu funcții logaritmice, în prima parte a procesului de descărcare și, respectiv, cu funcții polinomiale, în ultima parte a acestui proces. Expresiile curbelor de descărcare obținute în urma identificării parametrilor modelului cu metoda de aproximare analitică propusă, sunt:

$$Dis_{0.2C}(z) := \begin{cases} \text{Log}_{0.2C}(z) & \text{if } 0 \leq z \leq 1500 \\ Pwr_{0.2C}(z) & \text{if } 1500 \leq z \leq 2100 \end{cases} \quad (63)$$

$$Dis_{0.5C}(z) := \begin{cases} \text{Log}_{0.5C}(z) & \text{if } 0 \leq z \leq 1250 \\ Pwr_{0.5C}(z) & \text{if } 1250 \leq z \leq 2100 \end{cases} \quad (64)$$

$$Dis_{1C}(z) := \begin{cases} \text{Log}_{1C}(z) & \text{if } 0 \leq z \leq 1200 \\ Pwr_{1C}(z) & \text{if } 1200 \leq z \leq 1750 \end{cases} \quad (65)$$

$$Dis_{1.5C}(z) := \begin{cases} \text{Log}_{1.5C}(z) & \text{if } 0 \leq z \leq 900 \\ Pwr_{1.5C}(z) & \text{if } 900 \leq z \leq 1100 \end{cases} \quad (66)$$

O comparație între caracteristicile de descărcare date de producător și cele obținute cu modelul empiric propus este prezentată în Fig. 6-3. Seturile de date empirice extrase de pe caracteristicile tipice de descărcare sunt reprezentate prin variabila *disch_data* [V], iar curbele $Dis_{0.2C}(z)$, $Dis_{0.5C}(z)$, $Dis_{1C}(z)$ și $Dis_{1.5C}(z)$ modelează descărcarea bateriei cu ratele 0.2C, 0.5C, 1C și, respectiv, 1.5C. Așa cum rezultă în urma reprezentărilor grafice, curbele de descărcare din foaia de catalog a bateriei GP1865L180 sunt similare cu cele obținute prin simulare.

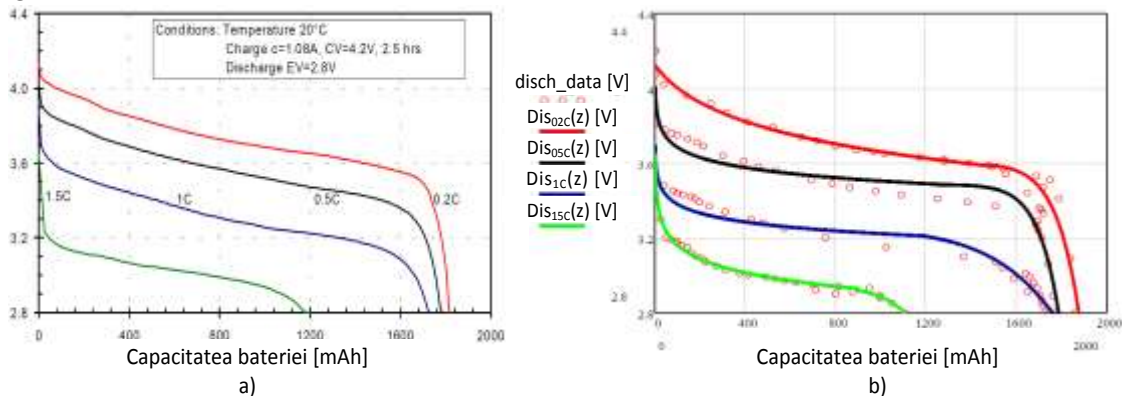


Fig. 6-3: Caracteristicile tipice de descărcare: a) date de producător; b) obținute prin simulare

A2.7 Proiectarea și simularea programului pentru dimensionarea micro-rețelei.

7 Proiectarea și simularea programului pentru dimensionarea microrețelei.

Scopul programului de dimensionare a microrețelei este determinarea atât a numărului de panouri și de baterii cât și a dimensiunii generatoarelor geotermal și cu biomasă ce urmează a fi folosite. Acest capitol prezintă proiectarea programului compatibil Windows PC care are acest rol. Microrețeaua propusă permite integrarea mai multor tipuri de surse regenerabile: energia geotermală, energia solară și biogazul, dar și asigurarea unei rezerve de energie electrică care este stocată într-un sistem hibrid format din baterii de condensatoare și acumulatori de mare capacitate. Sistemul cercetat este de tip off-grid, neconectat la rețea electrică națională.

Programul propus are la bază doi algoritmi. Primul algoritm calculează capacitatea generatoarelor folosind valoarea medie anuală a consumului de energie electrică cât și pe baza valorii medii anuale a cantității de energie produse de generatoare. Cel de-al doilea, (LPSP - Probabilitatea pierderii sursei de alimentare), pornind de la rezultatele oferite de primul optimizează capacitatea generatoarelor ținând cont de evoluția datelor meteorologice și a sarcinilor la un interval de o oră, estimate pe o durată de 1 an. Algoritmul LPSP folosește o subrutină de predicție a iradiației solare din datele meteorologice mediate pe durata unei luni. Necesitatea acestei subrutine derivă din faptul că majoritatea siturilor care oferă date meteorologice furnizează doar media lunară a iradiației solare.

Cei doi algoritmi prezentați mai sus au la bază calculele de dimensionare prezentate în capitolele de proiectare a generatoarelor microrețelei.

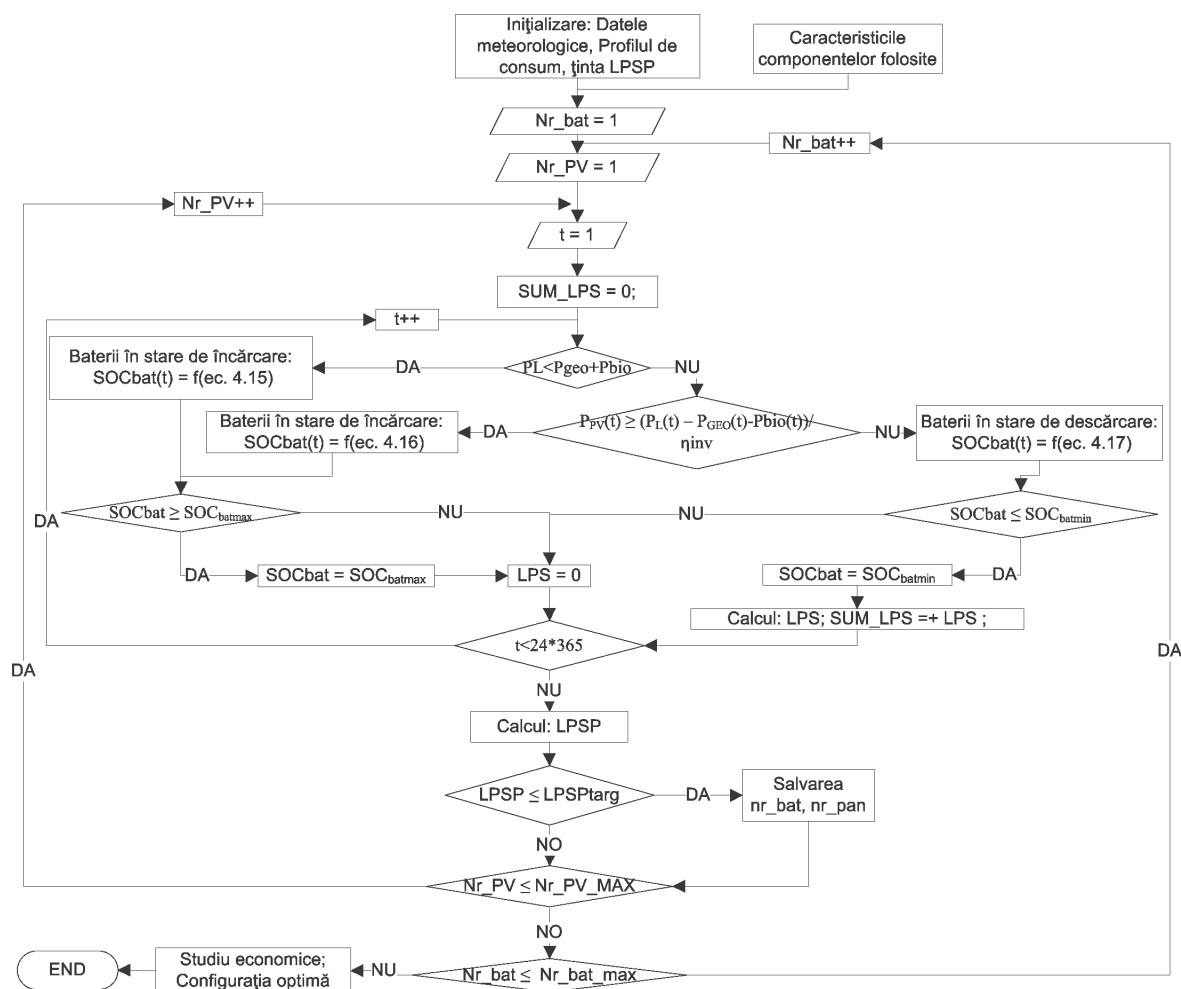


Fig. 7-1 Algoritmul LPSP

Funcționarea algoritmului LPSP este reprezentată în organigrama din Fig. 7-1. După setarea profilului de consum și inițializarea procentului LPSP dorit, algoritmul de optimizare va porni.

Valoarea LPSP este calculată pentru o durată de timp de un an. Numărul bateriilor și panourilor este salvat numai dacă valoarea calculată pentru LPSP este mai mare decât o valoare setată de utilizator. La finalul procesului are loc un studiu economic și este afișată configurația optimă a sistemului.

7.1 Predicția irradiației solare

Datele aferente irradiației solare se găsesc sub formă de medie lunară. Se poate determina irradiația solară orară folosind ecuația (67).

$$r_t = \frac{G_t}{H} \quad (67)$$

Unde:

G_t - irradiația solară orară

H - irradiația solară lunară

r_t - proporție dintre radiația orară și radiație de zi

Valoarea lui r_t este calculată folosind studiile lui Collares-Pereira și Rabl [5,6]:

$$r_t = \frac{\Pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\Pi \cdot \omega_s}{24} \cdot \cos \omega_s} \right) \quad (68)$$

Coefficienții a și b sunt descriși de următoarele ecuații:

$$a = 0.409 + 0.5016 \cdot \sin(\omega_s - 60) \quad (69)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \cdot \sin(\omega_s - 60) \quad (70)$$

În (69) și (70) ω și ω_s reprezintă unghiul orar ("hour angle"), respectiv unghiul orar pentru răsăritul soarelui ("sunset hour angle"). Unghiul orar, ω , descrie poziția instantanee a soarelui și se calculează cu subrutina ω , Fig. 7-2. Este pozitiv înainte de amiază și negativ după amiază. Unghiul orar depinde de variabilele următoare:

- LT - timpul local
- LSTM - timpul solar local Meridian
- N - ziua aleasă din an
- B - o variabila temporară
- ΔT_{gmt} - diferența dintre timpul local și timpul Greenwich
- EoT - Ecuația de timp
- Long - longitudine unde se află observatorul
- TC - factorul de corecție de timp
- LST - timpul local solar

Organigrama ω (prezentată în Fig. 7-2.) prezintă funcționarea subrutinei ω .

7.2 Unghiul orar pentru răsăritul soarelui

Se poate utiliza relația următoare pentru calculul unghiului orar pentru răsăritul soarelui:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \Phi \tan \delta) \quad (71)$$

Unde:

Φ - latitudinea

δ - declinația

Declinația este unghiul dintre direcția de la observator spre un punct de pe bolta cerească și planul paralel la planul ecuatorului prin punctul în care se află observatorul.

Calcularea acestui unghi se face utilizând relația (72):

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (72)$$

După ce se cunosc toate variabilele se poate calcula valoarea r_t , apoi G_t pentru 8760 de valori (365 zile, 24 ore/zi). În Fig. 7-2. este reprezentată funcționarea subrutinei de predicție a irradiației solare din oră în oră.

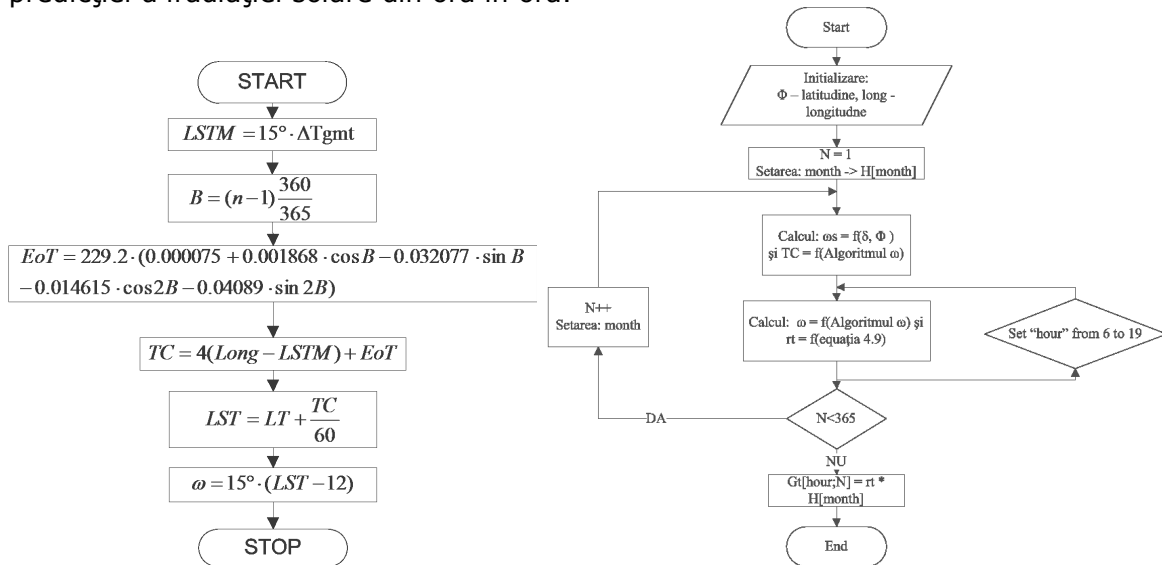


Fig. 7-2. Subrutina ω

Fig. 7-3. Predicției irradiației solare din oră în oră

7.3 Structura interfeței de simulare și optimizare a microrețelei

Structura interfeței de simulare și optimizare a microrețelei este prezentată în figura următoare și are următoarele componente.

- Fereastra de consum – Primary Load
- Fereastra Set de date meteorologice – Solar Resource Inputs
- Fereastra Caracteristicile panourilor fotovoltaice – PV Characteristics
- Fereastra Caracteristicile bateriilor – Battery Characteristics
- Fereastra Energia Geotermală – Geothermal Energy Generator
- Fereastra Energie din biogaz – BioEnergy Generator.

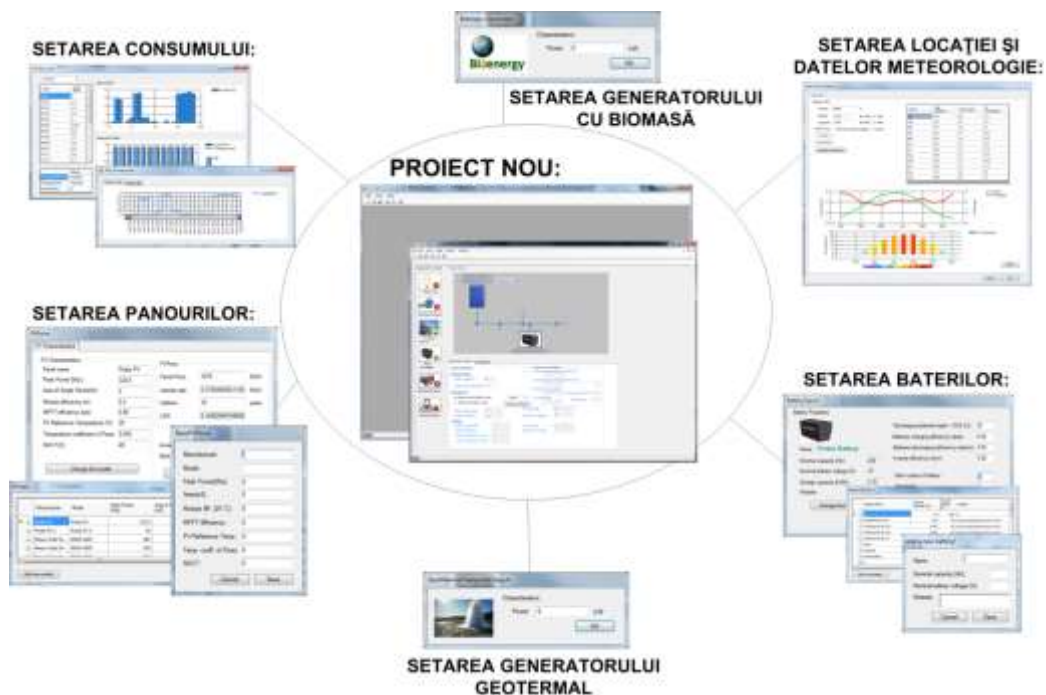


Fig. 7-4. Structura Interfeței PC pentru dimensionarea microrețelei

Interfața are 2 ferestre părinte: fereastra "Main" și fereastra „Proiect Nou”.

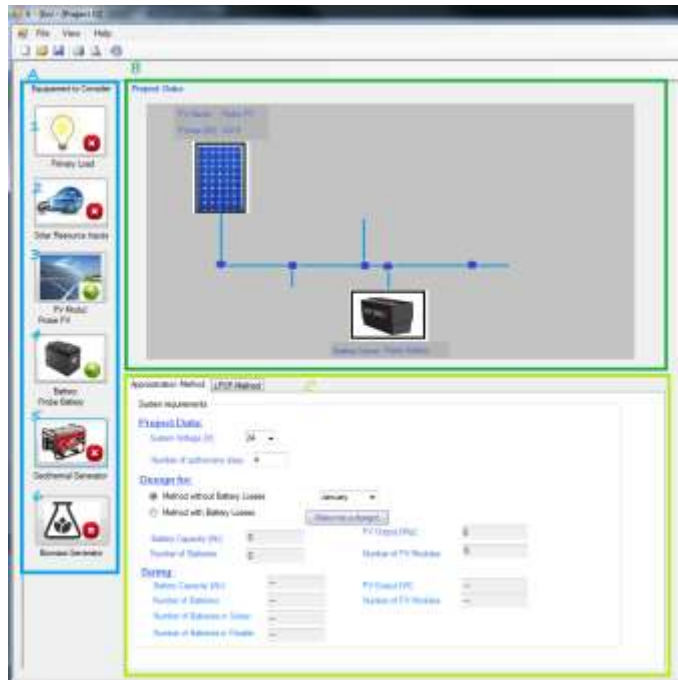


Fig. 7-5 Construirea unui proiect

7.4 Prezentarea programului de dimensionare printr-un studiu de caz

Se poate observa în Fig. 7-6 că la pornire sistemul este inițializat doar cu baterii și panouri fotovoltaice.

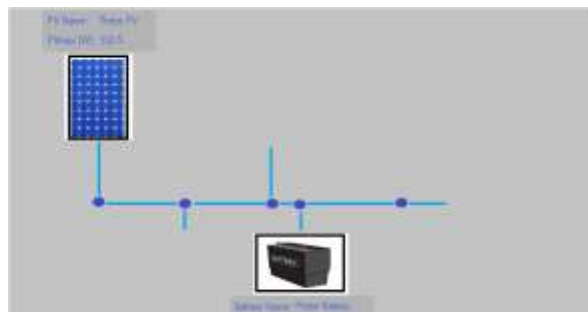


Fig. 7-6 Sistem propus – inițializare proiectului nou

Procesul de dimensionare poate să fie pornit doar dacă sunt setate profilul de consum și condițiile climatice. În caz contrar apare un mesaj de eroare ca în figura următoare.



Fig. 7-7 Mesaj de eroare

7.4.1 Setarea consumului:

Apăsând butonul "Primary Load". (), va apărea interfața de setarea a consumatorilor – Fig. 7-8.

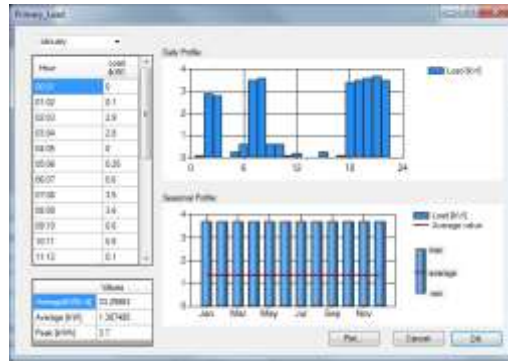


Fig. 7-8 Profilul de consum aplicat


În tabelul de consum va fi introdus profilul prezentat în Fig. 7-9. Pe graficul "Daily Profile" se poate vizualiza profilul prezentat. Pe graficul "Seasonal Profil" se poate vizualiza profilul sarcinilor extrapolat pe un an. Fereastra afișează valorile medii, minime și maxime ale consumului pentru fiecare lună. Trebuie menționat că în acest exemplu este specificat un consum constant pe durata de un an. Nu există diferențe între lunile anului. Utilizatorul poate să adauge un consum variabil schimbând numele lunii. Apăsând butonul Plot, programul deschide o fereastră nouă unde se poate vizualiza detaliat puterea consumată pe oră sau pe zi.



Fig. 7-9 Consum în formă mai detaliată

7.4.2 Setarea locației și datelor meteorologice:

Condiții climatice: Proiectarea sistemului responsabil cu asigurarea energiei din resurse regenerabile folosește date climatice din zona Oradea. Apăsând butonul "Solar

Resource Inputs". () se deschide o fereastra nouă. Detalii legate de iradiția solară sunt prezentate în Fig. 7-10. In această fereastră utilizatorul poate schimba locația iar datele meteorologice vor fi încărcate automat sau poate introduce datele meteorologice manual.

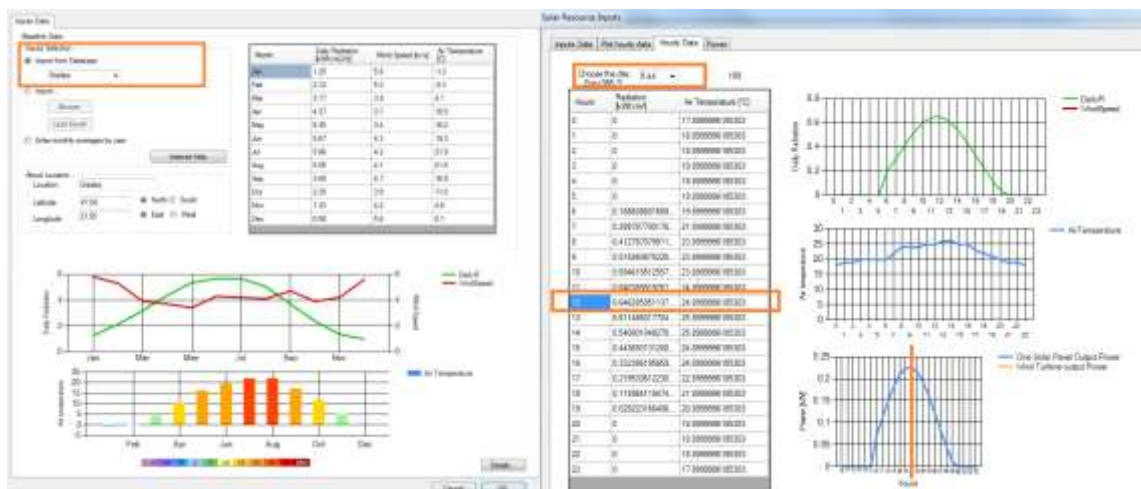


Fig. 7-10 Locația și date meteorologice

Acționând meniul "Power", se poate analiza puterea de la ieșirea a ariei de panouri solare în funcție de numărul de panouri folosite. **Observație:** Fila aceasta funcționează numai dacă a fost aleasă o zi.

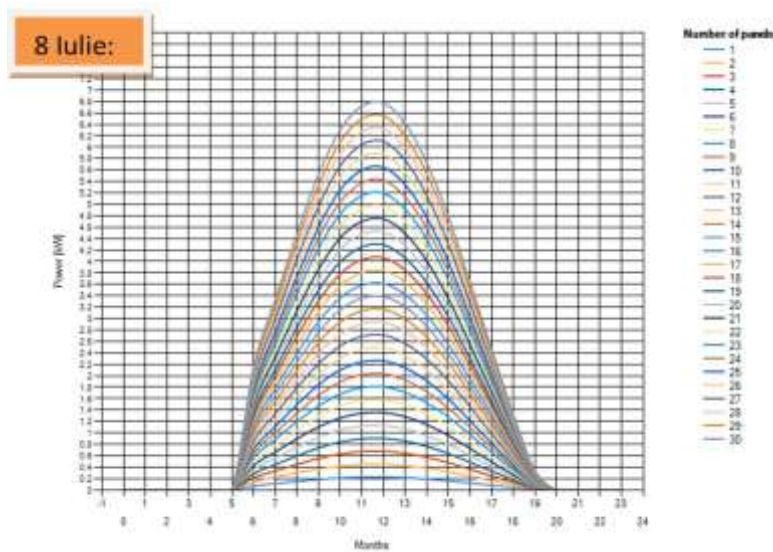


Fig. 7-11. Puterea de la ieșirea ariei de panouri solare

7.4.3 Setarea tipului de panou:


La pornirea programului modelul panoului fotovoltaic este inițializat în fereastra "Probe PV". Apăsând butonul "Solar Resource Inputs". () se poate modifica modelul panoului care urmează a fi folosit. Modelul panoului poate fi ales dintr-o bază de date existentă în program sau poate fi introdus manual.



Fig. 7-12. Schimbarea modelul

7.4.4 Setarea tipului de baterii:

Implicit este selectată o baterie generică. Utilizatorul are posibilitatea să modifice tipul bateriei făcând un click pe butonul "Battery": .



Fig. 7-13 Schimbarea tipul bateriei

7.4.5 Setarea generatorului geotermal:


Apăsând butonul "Geothermal Generator" - , o nouă fereastră este disponibilă unde se poate introduce puterea generatorului geotermal.



Fig. 7-14 Generator geotermal - setare

7.4.6 Setarea generatorului cu biomasă:


Apăsând butonul "Biomass Generator" - , o nouă fereastră este disponibilă unde se poate introduce puterea generatorului cu biomasă.



Fig. 7-15 Generator cu biomasă – setare

După setările realizate rezultă sistemul din figura următoare.

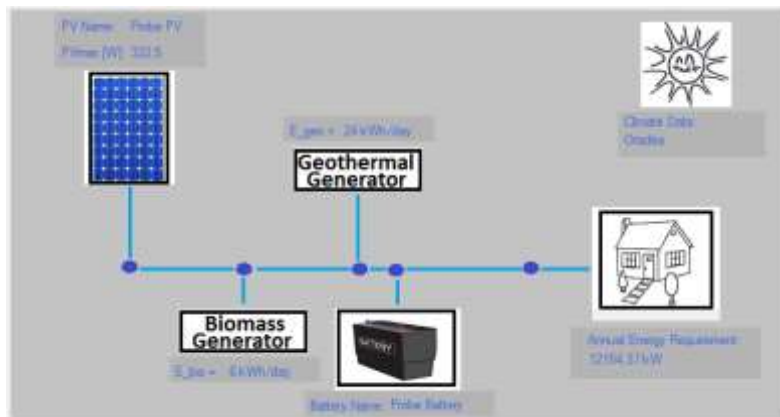


Fig. 7-16 Sistem propus – cu toate resurse disponibile

7.4.7 Rezultate preliminare obținute folosind programul propus:

Algoritmul de estimare a dimensiunii sistemului folosește:

- Tensiunea sistemului este egală cu 48V
- Zilele independente de funcționare (zilele înnorate): 4

În lunile calde, de exemplu, în luna august programul sugerează dimensionarea următoare:

Battery Capacity [Ah]:	380.9374	PV Output [Wp]:	792.048
Number of Batteries:	7	Number of PV Modules:	3
Sizing:			
Battery Capacity [Ah]:	460	PV Output [W]:	997.5
Number of Batteries:	8	Number of PV Modules:	3
Number of Batteries in Series:	4	3 panouri fotovoltaice, 8 baterii	
Number of Batteries in Parallel:	2		

Fig. 7-17 Dimensionarea sistemului fotovoltaic – august + E_{geo} , E_{bio}

În luna cea mai nefavorabilă din punct de vedere al irradiației solare, aplicația specifică 13 panouri cu 8 baterii.

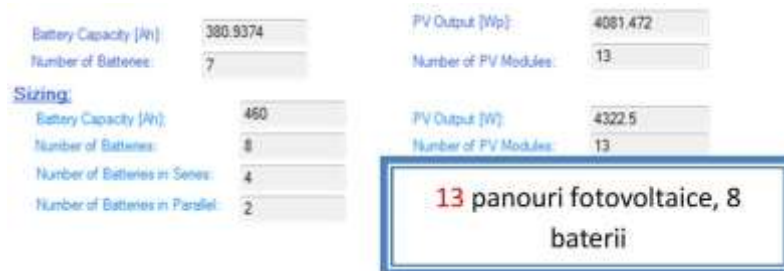


Fig. 7-18 Dimensionarea sistemului fotovoltaic – decembrie + E_{geo} , E_{bio}

După aplicare a algoritmului de optimizare rezultă un număr de 14 panouri fotovoltaice și 8 baterii:

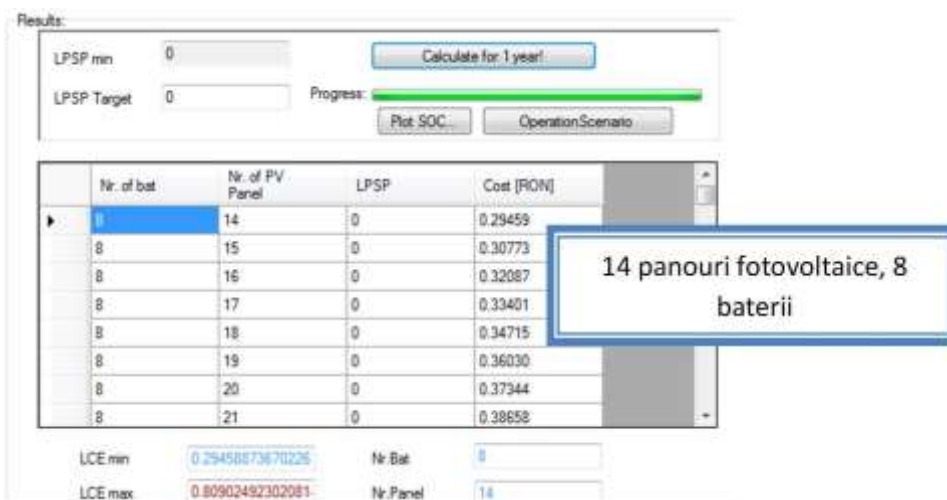


Fig. 7-19 Dimensionarea sistemului fotovoltaic + Metoda LPSP + E_{geo} , E_{bio}

Prețul unui kWatt de energie produs de resurse regenerabile este 0.29 RON/kW.

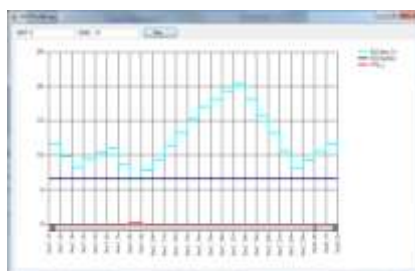


Fig. 7-20 Verificarea pierderii

Dacă se utilizează 13 panouri fotovoltaice se observă că au apărut pierderi ale sursei de alimentare în luna decembrie, începând cu ziua 7. Pierderile sunt la ora 8.

Utilizatorul poate studia energia produsă de resursele regenerabile apăsând butonul "Operation Scenario".

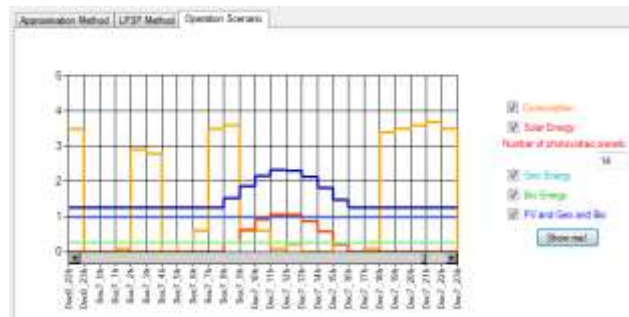


Fig. 7-21 Energie produse de resurse regenerabile și consumul

Bibliografie

1. Dorin Petreus, Radu Etz, Toma Patarau, Cristian Orian – Microgrid concept based on distributed renewable generators for a greenhouse, *Acta Technica Napocensis Electronics and Telecommunications*, vol. 56, no. 2 2015, pp. 31-36.
2. S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy* Volume 35, Issue 11, November 2007, Pages 5708–5718.
3. K. Patlitzianas, K. Karagounis, "The progress of RES environment in the most recent member states of the EU", *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 429-436, 2011.
4. Patarau Toma, Petreus Dorin, Etz Radu, Moga Daniel, "Sizing photovoltaic-wind microgrid, with battery storage and grid connection", 2014 IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics AQTR 2014, May 2015, Cluj Napoca, Romania.
5. Oana-Cătălina Jăpurică, FlorinTache, "An empirical analysis of the projects aiming sustainable energy Development (SED) in Romania", *Renewable and sustainable energy reviews*, Vol. 37, 2014, pp. 13-20.
6. Muiyiwa S. Adaramola, Samuel S. Paul, Olanrewaju M. Oyewola, "Assessment of decentralized hybrid PV solar-diesel power system for applications in Northern part of Nigeria", *Energy for Sustainable Development*, Vol. 19, 2014, pp. 72-82.
7. Muiyiwa S. Adaramola, "Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 61, 2014, pp. 64-69.
8. Rohit Sen, Subhes C. Bhattacharyya, "Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER", *Renewable Energy*, Vol. 62, 2014, pp. 388-398.
9. J.G. Castellanos, M. Walker, D. Poggio, M. Pourkashanian, W. Nimmo, "Modelling an off-grid integrated renewable energy system for rural electrification in India using photovoltaics and anaerobic digestion", *Renewable Energy*, Vol. 74, 2015, pp. 390-398.
10. 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, octombrie 2015.
11. Mehdi Savaghebi, IEEE, Alireza Jalilian, Juan C. Vasquez, Josep M. Guerrero, "Secondary Control Scheme for Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid", *IEEE transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, june 2012.
12. A. Engler, "Control of parallel operating battery inverters", available at: http://renkownet2.iwes.fraunhofer.de/pages/hybrid_system/data/2000aix-en-provence_engler_pv-hybrid.pdf.
13. Irving B, Jovanovic M. Analysis, design, and performance evaluation of droop current-sharing method. In: *IEEE Applied power electronics conference and exposition (APEC)*; 2000. p. 235–41.
14. Guerrero JM, Vasquez JC, Matas J, Vicuña LGD, Castilla M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids a general approach toward standardization. *IEEE Trans Ind Electron* 2011;58(1):158–72.
15. ***, "Datasheet for model no. GP1865L180", GP Batteries, Inc., Spec. no. GPI-QC-SDS1865L180-R0, 2002.