

CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARIII PUBLICI

În conformitate cu Hotărârea nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

„MONTAREA SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ȘI INSTALAREA SISTEMELOR DE STOCARE PENTRU AUTOCONSUM ÎN CLĂDIRILE PUBLICE DIN SECTORUL 6 AL MUNICIPIULUI BUCUREȘTI”



Septembrie 2026

FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: HELISTECH ENGINEERING S.R.L.

PROIECTANT DE SPECIALITATE: EDS ADVISORS S.R.L.

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: Mirela Diana Radu
- Responsabil tehnic: Gabriel Souca
- Proiectant de specialitate: Dr. Dipl. Ing Cristian Gheorghiu
- Responsabil realizare planuri amplasament: Ing. Lucian Rus
- Responsabil financiar: Eniko Mathe
- Inginer autorizat ANRE: Vasile Varga
(atestat ANRE tip III A si IIIB cu numărul 202010348)

CUPRINS

LISTA DE FIGURI.....	6
LISTA DE TABELE.....	9
A. PIESE SCRISE.....	11
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	11
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	11
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR.....	11
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR).....	11
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI.....	11
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE.....	11
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	12
2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ.....	13
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE.....	13
2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului.....	22
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR.....	25
2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului.....	25
2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România.....	25
2.3.2. Analiza Pieței de Stocare a Energiei Electrice din Europa și din România și identificarea necesității proiectului.....	31
2.3.2.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de stocare a energiei electrice.....	39
2.3.3. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului.....	50
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII.....	56
2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național.....	56
2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni.....	63
2.4.3. Cererea și de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului.....	70
2.4.4. Potențialul solar al României.....	70
2.4.5. Concluzii.....	70
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE.....	72
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	74
3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	74

3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate.....	74
3.1.2. Evaluarea potențialului solar.....	76
3.1.3. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh.....	80
3.1.4. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh.....	110
3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI.....	134
3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului.....	134
3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile.....	136
3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite...	136
3.2.4. Surse de poluare existente în zonă.....	136
3.2.5. Date climatice și particularități de relief.....	137
3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.....	144
3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:.....	144
3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ.....	145
3.3.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh.....	145
3.3.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh.....	159
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI.....	173
3.4.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh.....	173
3.4.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh.....	175
3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ.....	177
3.5.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh.....	177
3.5.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh.....	179
3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC.....	181
3.6.1. Studiu Topografic.....	181
3.6.2. Studiu Geotehnic.....	181
3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului.....	181
3.6.4. Studiu de Rezistență structurală.....	181
3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI.....	181
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E).....	184
4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ.....	184
4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA.....	187
4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.....	197
4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:.....	197

4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;.....	197
4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;.....	198
4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;.....	198
4.4.4. Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.....	199
4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	200
4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ.....	206
4.6.1. Indicatori de performanță financiară.....	216
4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE.....	223
4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE.....	228
4.9. ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR.....	235
 5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă).....	 248
5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:.....	248
5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului.....	248
5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului.....	248
5.1.3. Probe tehnologice și teste.....	248
5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E).....	249
5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:.....	252
5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA.....	252
5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare.....	252
5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.....	253
5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE.....	254
5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI.....	257
 6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	 258
6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE.....	258
6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCARĂ, CU EXCEPȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE.....	258
6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ.....	258

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR.....	258
6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ.....	258
6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE.....	258
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....	258
7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	258
7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI.....	259
7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE.....	261
7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE.....	262
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	265
BIBLIOGRAFIE.....	271

LISTA DE FIGURI

<i>Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 01.09.2015 – 10.09.2026.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2.2 – Mixtul de producție de energie electrică și capacitatea instalată de producere a energiei electrice în funcție de combustibil, scenariul REmap, 2016-2050.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.3 – Furnizorii de flexibilitate tradiționali (stânga) versus furnizorii de flexibilitate emergenți (dreapta).....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.4 – Evoluția istorică și progresele tehnologiilor bateriilor litu-ion [3].....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.5 – Sistemul de cuplare a sectorului de stocare a energiei regenerabile.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.6 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030. 25</i>	
<i>Figura 2.7 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030. 26</i>	
<i>Figura 2.8 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.9 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.10 – Centralizarea puterilor instalate în SEN – septembrie 2026.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2.11 – Cele trei tipuri de tarifyare - Rata fixă (Flat rate).....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.12 – Reducerea vârfurilor de sarcină cu ajutorul sistemelor de stocare a energiei.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 2.13 – Amplasament locație Beneficiar.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2.14 – Istoric de consum agregat la nivelul conturului energetic al Beneficiarului...54</i>	
<i>Figura 2.15 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, August 2026..56</i>	
<i>Figura 2.16 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.202557</i>	
<i>Figura 2.17 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 2.18 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 2.19 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2025 – 31.12.2025.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 2.20 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)</i>	<i>62</i>

<i>Figura 2.21 – Ponderea de energie regenerabilă în mixtul total energetic la nivelul UE [Comisia Europeană].....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 2.22 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 2.23 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per capita în centrale fotovoltaice.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 2.24 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 2.25 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 2.26 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 2.27 – Evoluția capacităților de stocare în România – 01.01.2026 – 01.09.2026.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 2.28 – Harta României privind Potențialul Solar.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 3.2 – Irradianța medie lunară.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 3.3 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2023....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 3.4 – Modul PV 650 Wp – S1.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple de 100 kW.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 3.6 – Sistem stocare integrat – 2 x 193,50 kWh utilizabili.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 3.7 – Sistem montaj module PV – montaj coplanar.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 3.8 – Sistem montaj module PV – montaj EST-VEST.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 3.9 – Sistem montaj module PV – montaj structură carport.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 3.10 – Sistem montaj module PV – montaj structură sol.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 3.11 – Întreruptor tip ”Fireman’s Switch”.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 3.12 – Modul PV 450 Wp – S2.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 3.13 – Sistem stocare integrat – 4 x 10,24 kWh utilizabili.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 3.14 – Harta climatică a României.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 3.15 – Harta adâncimilor de îngheț a României.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 3.16 – Harta zonelor de zăpadă a României.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 3.17 – Harta zonelor de vânt a României.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 3.18 – Harta de zonare eoliană a României.....</i>	<i>142</i>

<i>Figura 3.19 – Harta de zonare seismică a României.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 3.20 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare ag pentru cutremure.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 3.21 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), Tc, a spectrului de răspuns.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 3.22 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 3.23 – Simulare degradare normală BESS – S1.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 3.24 – Simulare degradare normală BESS – cu mentenanță preventivă – S1.....</i>	<i>156</i>
<i>Figura 3.25 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 450 Wp + invertoare 5 - 100 kW.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura 3.26 – Simulare degradare normală BESS – S2.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 3.27 – Simulare degradare normală BESS – cu mentenanță preventivă – S2.....</i>	<i>170</i>
<i>Figura 3.28 – Graficul de implementare al proiectului.....</i>	<i>183</i>
<i>Figura 4.1 – Repartiția riscurilor.....</i>	<i>238</i>
<i>Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW</i>	<i>266</i>

LISTA DE TABELE

<i>Tabelul 2.1 – Stadiul tehnologic actual la nivelul EU privind soluțiile de stocare a energiei electrice [23].....</i>	<i>32</i>
<i>Tabelul 2.2 – Proiecte de stocare a energiei electrice semnificative în Uniunea Europeană – extras rezumativ din [23].....</i>	<i>34</i>
<i>Tabelul 2.3 – Impactul și Beneficiile AGS.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabelul 2.4 – Centralizarea consumurilor lunare de energie electrică – MWh/lună.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabelul 2.5 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 01.01.2025 – 31.12.2025).....</i>	<i>58</i>
<i>Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabelul 3.2 – Centralizarea CEF distribuite – Scenariul 1.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabelul 3.3 – Bilanțul lunar al energiei și soldul de producție – Scenariul 1 (MWh/lună)..</i>	<i>105</i>
<i>Tabelul 3.4 – Centralizarea CEF distribuite – Scenariul 2.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabelul 3.5 – Centralizarea amplasamentelor vizate de dezvoltarea proiectului.....</i>	<i>134</i>
<i>Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 650 Wp – S1.....</i>	<i>145</i>
<i>Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate propuse – S1.....</i>	<i>146</i>
<i>Tabelul 3.8 – Caracteristici tehnice BESS – S1.....</i>	<i>150</i>
<i>Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW.....</i>	<i>152</i>
<i>Tabelul 3.10 – Rezultatele tehnico-energetice ale proiectului – anul 1 de funcționare – S1</i>	<i>154</i>
<i>Tabelul 3.11 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – S1.....</i>	<i>155</i>
<i>Tabelul 3.12 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – cu augmentare BESS – S1</i>	<i>156</i>
<i>Tabelul 3.13 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....</i>	<i>158</i>
<i>Tabelul 3.14 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp – S2.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabelul 3.15 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate propuse – S2.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabelul 3.16 – Caracteristici tehnice BESS – S2.....</i>	<i>163</i>
<i>Tabelul 3.17 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 450 Wp + invertoare 5 - 100 kW.....</i>	<i>166</i>
<i>Tabelul 3.18 – Rezultatele tehnico-energetice ale BESS – anul 1 de funcționare – S2.....</i>	<i>168</i>
<i>Tabelul 3.19 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – S2.....</i>	<i>168</i>
<i>Tabelul 3.20 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – cu augmentare BESS – S2</i>	<i>169</i>

<i>Tabelul 3.21 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 450 Wp + invertoare 5 - 100 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....</i>	<i>172</i>
<i>Tabelul 3.22 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării.....</i>	<i>173</i>
<i>Tabelul 3.23 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării.....</i>	<i>175</i>
<i>Tabelul 4.1 – Principalele riscuri.....</i>	<i>235</i>
<i>Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri.....</i>	<i>238</i>
<i>Tabelul 4.3 – Corespondența scărilor de evaluare utilizate în cele două analize.....</i>	<i>239</i>
<i>Tabelul 4.4 – Corespondența categoriilor de riscuri între cele două analize.....</i>	<i>239</i>
<i>Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială.....</i>	<i>251</i>
<i>Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect.....</i>	<i>269</i>
<i>Tabelul 8.2 – Încadrarea indicatorilor AC.3, AC.4 și AC.5 în intervalele minim / maxim admise</i>	<i>270</i>



A. PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru proiectul **”MONTAREA SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ȘI INSTALAREA SISTEMELOR DE STOCARE PENTRU AUTOCONSUM ÎN CLĂDIRILE PUBLICE DIN SECTORUL 6 AL MUNICIPIULUI BUCUREȘTI”**.

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- SECTORUL 6 AL MUNICIPIULUI BUCUREȘTI, cu sediul în Strada Calea Plevenei, nr. 147-149, Sector 6, București, Cod Poștal 060013, România;
- Cod Fiscal: **4340730**;
- Tel: +40 376 204 319;
- E-mail: prim6@primarie6.ro; Web-Site: www.primarie6.ro.

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este SECTORUL 6 AL MUNICIPIULUI BUCUREȘTI.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Proiectant General** HELISTECH ENGINEERING S.R.L.
 - o **Sediu social:** B-dul C-tin Brancoveanu, Nr. 97, Bl. M6, Sc. A, Et. 3, Ap. 8, sector 4, Bucuresti, **Tel:** + 40 766 441 891
 - o **E-mail:** office@helistech.ro, **Site:** www.helistech.ro
 - o **CUI:** RO 46197998/ **ONRC** J40/10010/2022
- **Proiectant de specialitate** EDS ADVISORS S.R.L.
 - o **Sediu social:** Str. Viitorului, nr. 10 E, **Tel:** + 40 740 226 741
 - o **E-mail:** gabriel.souca@edsadvisors.ro, **Site:** <https://edsadvisors.ro>
 - o **CUI:** RO 43304208 / **ONRC** J12/3671/2020.



2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Obiectivele vizate de prezenta investiție sunt:

- ✓ **Realizarea unei noi capacități de producere a energiei electrice din surse solare** – proiectul investițional are în vedere înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse solare cu scopul asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică a Beneficiarului (la nivelul punctelor de consum considerate)– **90,08%/an.**
- ✓ **Reducerea amprentei de carbon** – înființarea unei unități de producție a energiei electrice din resurse regenerabile va reduce semnificativ gradul de utilizare a resurselor energetice poluante la nivel național, motiv pentru care amprenta de carbon rezultată din activitatea curentă se va reduce semnificativ – reducere medie (pe 20 de ani) de **1.509,70 tone CO2/an.**
- ✓ **Creșterea ponderii utilizării resurselor energetice regenerabile** - înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare permite creșterea ponderii utilizării resurselor regenerabile. Înființarea unității de producție energie electrică din surse solare reprezintă o modalitate de aliniere a activității întreprinderii cu Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată – instalarea unei **CEF** cu o putere instalată de **2.505,75 kWp / 2.465,00 kW_{AC}**;
- ✓ Creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie prin instalarea unei **capacități de stocare** a energiei electrice de **6,9 - 5.015 kWh**;
- ✓ **Creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile la nivel național** - înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare contribuie la dezvoltarea în ansamblu a infrastructurii naționale de producție energie din surse regenerabile în conformitate cu inițiativa emblematică Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și



utilizarea surselor regenerabile de energie – producție medie (pe 20 de ani) de **2.565,34 MWh/an**;

- ✓ **Creșterea utilizării surselor regenerabile de energie în scopul asigurării alimentării cu energie termică** – instalarea unui sistem de înaltă eficiență energetică de alimentare cu energie termică (apă caldă menajeră și/sau încălzire), sub forma instalării de pompe de căldură cu o putere electrică instalată totală de **0 kWe**.

Implementarea prezentului proiect investițional vizează achiziția de echipamente, servicii și lucrări specifice cu scopul dezvoltării unității de producție a energiei electrice din surse solare.

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ

Nu a fost realizat un studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE

Decarbonizarea sistemului energetic al UE este esențială pentru atingerea obiectivelor climatice stabilite pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și **dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile**.

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32 % din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegiitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030.

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde

european, Comisia a propus o modificare a **Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001]** pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 % până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul **Acordului de la Paris**.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

La momentul realizării Studiului de Fezabilitate, **Directiva (UE) 2018/2001** a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul **Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**.

Totodată, la finalul anului 2022, a fost publicată **Directiva (UE) 2022/2413** privind promovarea surselor regenerabile de energie, prin intermediul țintele privind ponderea surselor regenerabile de energie în mixtul total energetic la nivelul Uniunii Europene sunt fixate la **42,5%** (cu potențialul de a atinge **45%**), până în anul 2030.

Conform acestei directive, creșterea rapidă a producției de energie electrică din surse regenerabile și competitivitatea sporită a acestora din punctul de vedere al costurilor pot fi utilizate pentru a răspunde unei ponderi tot mai mari a cererii de energie. Energia electrică din surse regenerabile poate fi utilizată, de asemenea, pentru a produce combustibili sintetici destinați consumului în sectoare ale transporturilor greu de decarbonizat, cum ar fi aviația și transportul maritim.

Un cadru pentru electrificare trebuie să permită o coordonare solidă și eficientă și să extindă mecanismele pieței pentru a corela cererea și oferta în spațiu și timp, pentru a stimula investițiile în flexibilitate și pentru a contribui la integrarea unor ponderi mari ale producției variabile de energie electrică din surse regenerabile.

Prin urmare, statele membre ar trebui să se asigure că implementarea energiei electrice din surse regenerabile continuă să crească într-un ritm adecvat pentru a răspunde creșterii cererii. În acest scop, statele membre ar trebui să stabilească un cadru care să includă

mecanisme compatibile cu piața pentru a elimina barierele rămase în calea integrării depline în sistemul energetic a unor sisteme energetice sigure și adecvate, adaptate unui nivel ridicat de energie din surse regenerabile, precum și a unor instalații de stocare. În special, acest cadru ar trebui să abordeze barierele rămase, inclusiv cele nefinanciare, cum ar fi lipsa resurselor digitale și umane suficiente din partea autorităților pentru prelucrarea unui număr tot mai mare de cereri de acordare a autorizației.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. În acest sens, acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- **Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;**
- **LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile** de energie cu modificările și completările ulterioare
- Ord. 85/2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40% față de nivelurile din 1990. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015.

Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor

practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile. Aceste investiții inițiale reprezintă, de asemenea, o ocazie de a înscrie decisiv Europa pe o nouă traiectorie de creștere durabilă și favorabilă incluziunii. Pactul ecologic european va accelera și va sprijini tranziția necesară în toate sectoarele.

Obiectivele ambițioase în materie de mediu ale pactului nu vor putea fi realizate prin eforturile izolate ale Europei. Drept urmare au fost instituite mai multe mecanisme de finanțare pentru decarbonarea sectorului energetic pentru a sprijini obiectivele stabilite:

1. Facilitatea de Redresare și Reziliență, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. **37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.** Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind **Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile**, România va alocă în jur de 460 mil. Euro.

2. Mecanismul de Tranziție Justă, factorul cheie al Pactului Verde European, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie.

4. Fondul pentru Modernizare se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.

5. Fondul pentru Inovare (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Companiile, entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de

până la **99,54 EUR/certificat** la **01.02.2023**, după cum se poate observa și în **Figura 2.1**, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MW_t (Comisia Europeană, 2010) a crescut sensibil.



Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 01.09.2015 – 10.09.2026

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat Fit for 55, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO₂ pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO₂ echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

În ceea ce privește **ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie**, Fit for 55 crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030.

În ultimele decenii, considerentele de mediu privind modul în care producem și consumăm energie au căpătat o importanță din ce în ce mai mare. Acordul de la Paris, semnat în 2015, a reprezentat o etapă fundamentală în acest proces. În majoritatea țărilor sunt puse în aplicare sau sunt luate în considerare politici energetice pentru a se orienta către o cale mai

durabilă, cu niveluri diferite de ambiție. Uniunea Europeană a fost prima care a stabilit un obiectiv de reducere netă la zero a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) până în 2050 [2].

Tehnologiile de energie regenerabilă s-au dezvoltat rapid în ultimii ani datorită reducerilor abrupte ale costurilor, inovației și sprijinului politic. Transformarea continuă a sectorului energetic introduce noi provocări care necesită schimbări în modul în care factorii de decizie politică, autoritățile de reglementare și companiile de utilități planifică, gestionează și exploatează sistemul energetic. Extinderea rapidă a energiei electrice din surse regenerabile necesită **un sistem energetic mai flexibil** pentru a se asigura că un sistem energetic cu o pondere mare de energie regenerabilă variabilă (Variable Renewable Energy – VRE) poate fi exploatat în mod fiabil și eficient din punct de vedere al costurilor.

Cu capacitățile sale unice de a absorbi, stoca și apoi reinjecta electricitatea, **stocarea energiei electrice este considerată o soluție importantă pentru a aborda o serie de provocări tehnice și economice legate de integrarea surselor regenerabile de energie. Stocarea energiei electrice poate furniza o gamă largă de servicii care să sprijine integrarea energiei solare și eoliene și să abordeze unele dintre noile provocări, variabilitatea și incertitudinea, pe care energia solară și eoliană le introduc în sistemul energetic.** Într-un cadru de piață, atunci când i se permite să participe la piața en-gros, stocarea poate consuma sau alimenta energie electrică ca răspuns la semnalele de preț, în special prin creșterea cererii atunci când prețurile sunt foarte scăzute sau chiar negative. În timp ce prețurile negative ar putea fi un semn de inflexibilitate a sistemului, stocarea poate preveni astfel de fenomene consumând energie electrică și fiind plătită pentru acest lucru.

Atunci când este cuplată cu energia solară fotovoltaică (PV), stocarea poate preveni canibalizarea veniturilor în orele de mijloc ale zilei, crescând profitabilitatea energiei solare fotovoltaice și, în consecință, creând oportunitatea de a instala mai multă energie solară. Producția de energie solară fotovoltaică poate depăși cererea de energie electrică în mijlocul zilei; stocarea poate absorbi o parte din această energie electrică și o poate reinjecta ulterior, reducând în mod eficient restricțiile datorate supraproducției sau constrângerilor de rețea. Acest lucru poate fi realizat atât pe piață, cât și într-un cadru integrat pe verticală.

În plus, stocarea energiei electrice poate participa la piețele de capacitate și de servicii auxiliare, oferind servicii de rețea, cum ar fi furnizarea de rezerve primare și secundare, precum și de capacitate fermă. În mod indirect, stocarea poate contribui la reducerea costurilor, amânând nevoia de capacitate de producție și de transport prin reducerea necesității de centrale de vârf și prin decongestionarea liniilor. Atunci când este conectată în spatele contorului,

stocarea energiei electrice poate sprijini integrarea surselor regenerabile distribuite și participarea activă a prosumatorilor la gestionarea cererii, ceea ce duce la reduceri ale facturilor medii de energie electrică ale gospodăriilor. Un element cheie este faptul că stocarea poate furniza în mod eficient mai multe servicii simultan, cumulând astfel veniturile pentru o mai mare rentabilitate.

Diferitele tehnologii de stocare sunt în mod intrinsec mai potrivite pentru a furniza anumite servicii decât altele. De exemplu, **bateriile s-au dovedit a fi foarte rapide în ceea ce privește răspunsul la semnale (de exemplu, punctele de setare de la operatorul de sistem).** Acest lucru deschide calea pentru noi servicii de sistem care au o valoare mai mare decât cele convenționale (de exemplu, o unitate de răspuns rapid la frecvență poate înlocui mai multe unități de rezervă primară), ceea ce necesită efectiv o revizuire a serviciilor de rețea pentru a capta întreaga valoare a noilor tehnologii de stocare.

În general, **stocarea energiei electrice ar putea juca un rol esențial în facilitarea următoarelor etape a tranziției energetice, permițând creșterea ponderii energiei electrice din surse regenerabile în sistemele de energie, accelerând electrificarea în general, inclusiv în sectorul transporturilor.** Cu toate acestea, valoarea de sistem a stocării este adesea insuficient luată în considerare pe piețele de energie electrică, ceea ce duce la așa-numita "lipsă de bani", în care veniturile de piață pentru investitori sunt insuficiente pentru a face proiectele viabile, ceea ce duce la o implementare suboptimală a stocării energiei electrice. Cu toate acestea, în mediile integrate pe verticală, aceeași entitate poate valorifica întreaga valoare a stocării, inclusiv economiile realizate atât în ceea ce privește costurile de producție, cât și investițiile, cu condiția să existe stimulente adecvate pentru a explora potențialul stocării de a reduce costul aprovizionării.

Serviciile de stocare a energiei electrice contribuie la soluționarea provocărilor legate de variabilitatea energiei solare și eoliene.

Pe baza unei analize recente efectuate de Agenția Internațională pentru Energii Regenerabile (IRENA, 2019a), se preconizează că ponderea surselor regenerabile în producția de energie la nivel mondial va crește de la 25 % în prezent la 86 % în 2050. Creșterea este deosebit de puternică pentru tehnologiile VRE - în principal energia solară fotovoltaică (PV) și eoliană - cu o creștere de la 4,5 % din producția de energie în 2015 la aproximativ 60 % în 2050. În plus, aproape jumătate din implementarea energiei fotovoltaice ar putea fi realizată într-o manieră distribuită în sectoarele rezidențial și comercial, atât în mediul urban, cât și în cel rural (IRENA, 2019a) (**Figura 2.2**).

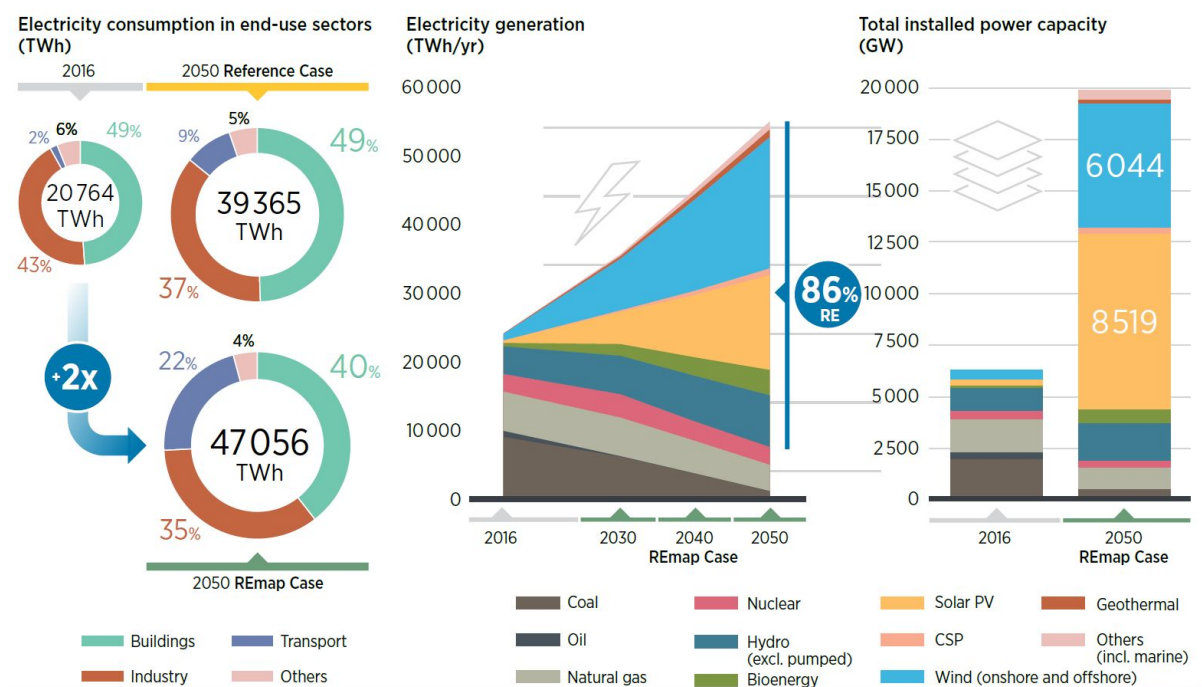


Figura 2.2 – Mixtul de producție de energie electrică și capacitatea instalată de producere a energiei electrice în funcție de combustibil, scenariul REmap¹, 2016-2050

Pe măsură ce tehnologiile regenerabile se maturizează, factorii de decizie politică, autoritățile de reglementare și companiile de utilități se confruntă cu noi provocări legate de planificarea, gestionarea și exploatarea sistemului energetic. Expansiunea rapidă a resurselor regenerabile determină necesitatea unui sistem energetic mai flexibil pentru a se asigura că resursele variabile pot fi integrate în sistemul energetic în mod fiabil și eficient.

În mod tradițional, flexibilitatea a fost asigurată de producția convențională de energie termică cu capacități mari de accelerare, sarcini minime reduse sau timpi de pornire scurți, cum ar fi turbinele cu gaz cu ciclu deschis. Cu toate acestea, pentru a integra cote foarte mari de energie regenerabilă, flexibilitatea ar trebui să fie exploatată în toate părțile sistemului energetic pentru a minimiza costul total al asigurării flexibilității (**Figura 2.3**). Stocarea energiei electrice împreună cu alte măsuri de atenuare (de exemplu răspunsul la cerere, producția flexibilă și transmisia inteligentă și rețele de distribuție) ar putea permite integrarea energiei solare și eoliene la scară foarte mare (IRENA, 2018a, 2019b).

¹ Notă: scenariul REmap al IRENA include implementarea tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon, bazate în mare parte pe energie regenerabilă și eficiență energetică, pentru a genera o transformare a sistemului energetic global care să limiteze creșterea temperaturii globale la mai puțin de 2°C peste nivelurile preindustriale. Evaluarea ia în considerare potențialul de energie regenerabilă asamblat de jos în sus, pornind de la analize de țară realizate în colaborare cu experți din fiecare țară și agregând apoi aceste rezultate pentru a obține o imagine globală; CSP = energie solară concentrată; RE = energie regenerabilă. Sursa: IRENA (2019a).

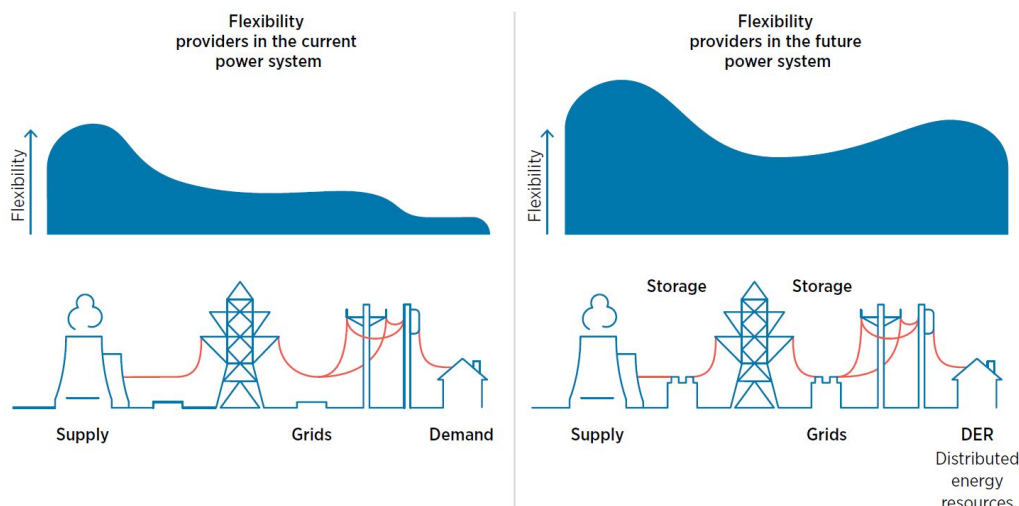


Figura 2.3 – Furnizorii de flexibilitate tradiționali (stânga) versus furnizorii de flexibilitate emergenți (dreapta)

Introduse pentru prima dată de Sony Corporation la începutul anilor 1990, bateriile Li-ion reîncărcabile au devenit rapid cea mai importantă tehnologie pentru electronicele mobile de consum. Există o mare varietate de sisteme BES pe bază de litiu (v. **Figura 2.4**).

Implementarea bateriilor - atât în staționare, cât și în vehiculele electrice (VE) - este în prezent în creștere; se așteaptă ca acestea să joace un rol esențial în creșterea flexibilității în sectorul energetic, deși, în termeni energetici, energia hidroelectrică pompată rămâne de departe cea mai mare sursă de stocare a energiei electrice (IRENA, 2017a).

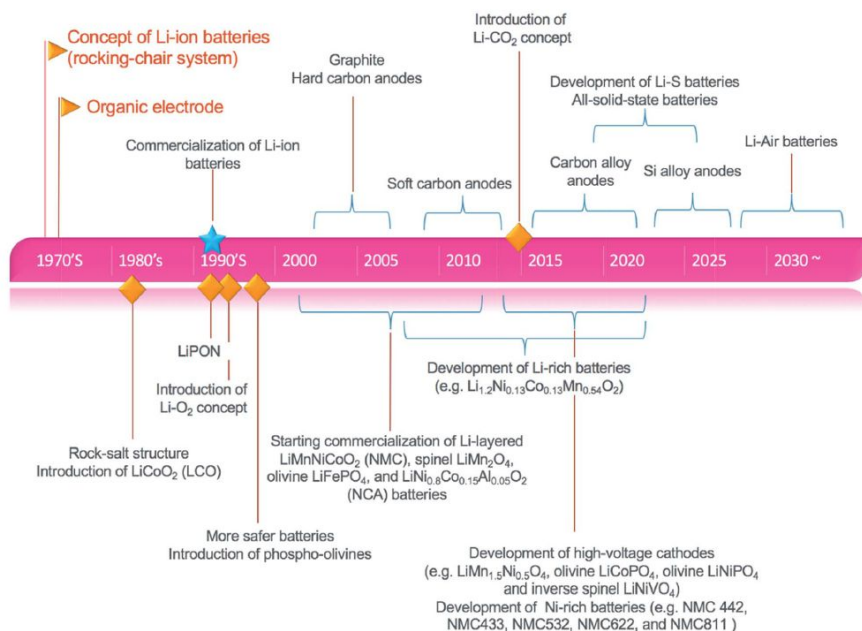


Figura 2.4 – Evoluția istorică și progresele tehnologiilor bateriilor litiu-ion [3]

În afară de beneficiile pentru stabilitatea rețelei, stocarea energiei în baterii cuplată cu o capacitate variabilă de producție de energie electrică din surse regenerabile, generată de obicei de energia solară fotovoltaică, reprezintă un caz comercial atractiv în orașe. Sistemul tipic de energie regenerabilă cu module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între este prezentat în **Figura 2.5**.

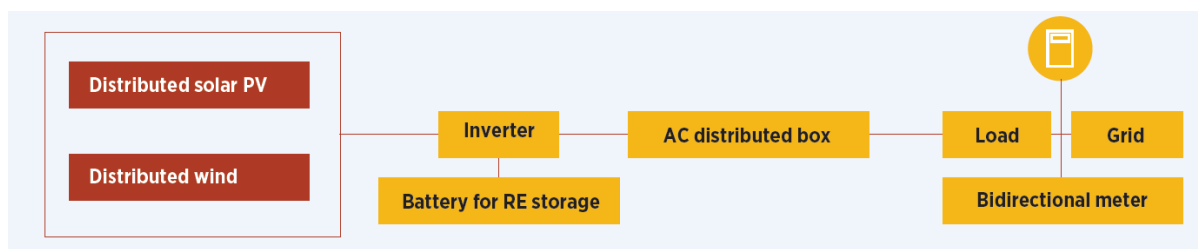


Figura 2.5 – Sistemul de cuplare a sectorului de stocare a energiei regenerabile

Costul bateriilor Li-ion a scăzut cu până la 73% între 2010 și 2016 pentru aplicațiile de transport. Bateriile Li-ion din aplicațiile staționare au un cost instalat mai mare decât cele utilizate în vehiculele electrice, din cauza ciclurilor de încărcare/descărcare mai dificile, care necesită sisteme de gestionare a bateriei și hardware mai costisitoare. Cu toate acestea, în Germania, sistemele de baterii Li-ion la scară mică au înregistrat o scădere a costului total instalat cu 60% între T4 2014 și T2 2017. Beneficiind de creșterea la scară a producției de baterii Li-ion pentru vehiculele electrice, costul ar putea scădea în aplicațiile staționare cu încă 54-61% până în 2030. Acest lucru ar reflecta o scădere a costului total instalat pentru bateriile Li-ion pentru aplicații staționare la o valoare cuprinsă între 145 USD/kWh și 480 USD/kWh, în funcție de chimia bateriei.

Pe măsură ce costurile instalate scad, îmbunătățirea continuă a tehnologiei va crește performanța. Durata de viață calendaristică a bateriilor Li-Ion ar putea crește cu aproximativ 50% până în 2030, în timp ce numărul de cicluri complete posibile ar putea crește cu până la 90%. În același timp, randamentul încărcare-descărcare se va îmbunătăți cu câteva puncte procentuale, ajungând între 88% și 98%, în funcție de structura chimică a bateriei.

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțării pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWh_e produs (EIB, fără an).

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un

factor de emisii specifice mai mare de $100 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_e$ produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabile, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

Proiectul nu are niciun impact previzibil asupra obiectivului de mediu legat de efectele directe și indirecte primare ale proiectului pe parcursul întregului său ciclu de viață, având în vedere natura sa, precum și faptul că proiectul prevede investiții în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (solar), acesta sprijină cu un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbărilor climatice.

Implementarea prezentului proiect permite atingerea unei contribuții semnificative la criteriile generice aferente principiului de a nu aduce prejudicii semnificative pentru adaptarea la schimbările climatice. Contribuția proiectului la punerea în aplicare a unor soluții de adaptare pentru combaterea riscurilor legate de climă **se regăsesc pe următoarele paliere:**

❖ **Combaterea riscurilor privind schimbarea temperaturii prin: Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO_2 .**

a) **Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO_2**

Proiectul investițional presupune dezvoltarea unei centrale de producție a energiei electrice din surse regenerabile, respectiv energie solară, acesta generând următoarele beneficii asupra combaterii riscurilor privind schimbarea temperaturii:

- ✓ Reducerea consumurilor de apă pentru producție energiei – sistemele Fotovoltaice nu presupune necesitatea utilizării resurselor de apă pentru funcționare în timp ce modalitățile convenționale de producție a electricității implică utilizarea unor volume semnificative de apă pentru producției electricității.
- ✓ Eliminarea emisiilor gazelor cu efect de seră în timpul procesului de producție a energiei electrice; utilizarea combustibililor fosili pentru producția energiei implică emisii semnificative de gaze cu efect de seră precum metanul și CO_2 , astfel având un impact extrem de dăunător asupra calității aerului, asupra încălzirii globale și implicit a creșterii temperaturilor. Energia solară nu implică

nici un fel de emisii de gaze cu efect de seră acest aspect facilitând un comportament preventiv în raportul cu calitatea aerului și încălzirea globală.

Analiza privind respectarea principiului "DNSH" pentru investiția preconizată s-a realizat prin raportare la pricipiile directe pentru evaluarea conform principiului "DNSH" menționate în cadrul Comunicării Comisiei Orientări tehnice privind aplicarea principiului de „a nu prejudicia în mod semnificativ” în temeiul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență (2021/C 58/01), avându-se în vedere impacturile directe și indirecte relevante pentru evaluarea principiului. Analiza obiectivelor de mediu este redată în tabelul de mai jos prin raportare la specificul investiției.

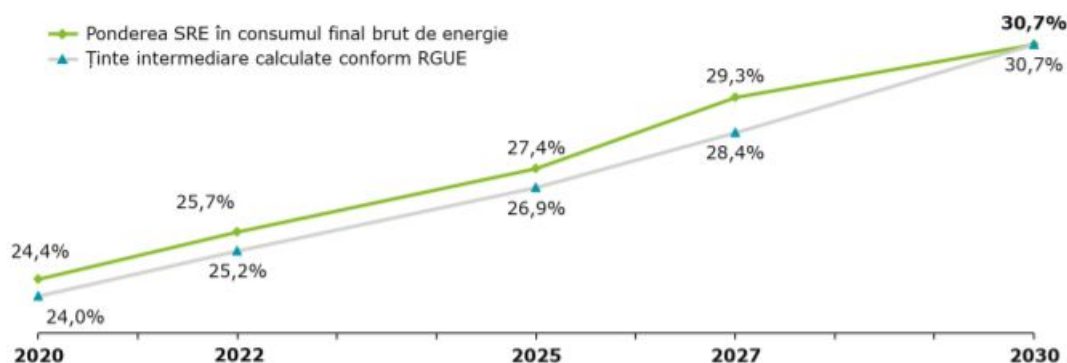
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeanii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (a se vedea **Figura 2.6**). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.



Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Figura 2.6 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuiți ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

Contribuția României la atingerea țăntelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din **Figura 2.7** pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

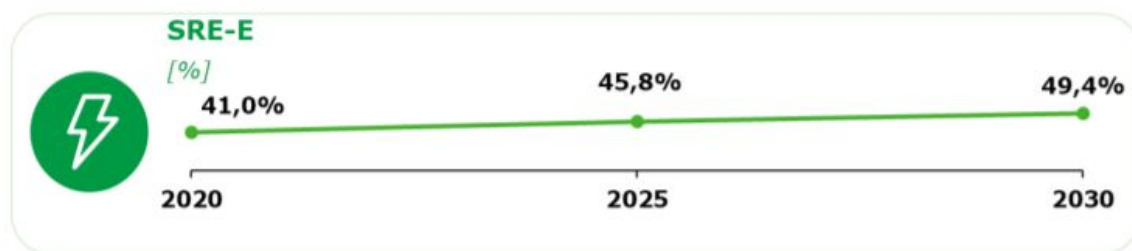


Figura 2.7 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021), traiectoriile estimate, defalcate per tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în **Figura 2.8**.

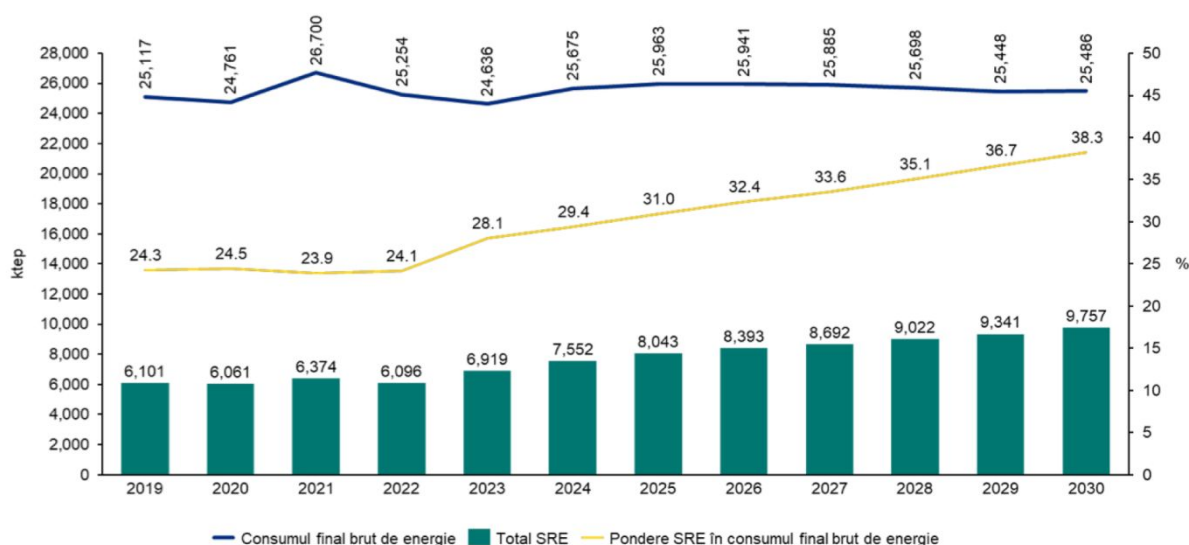


Figura 2.8 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).

Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în **Figura 2.9**.

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile

la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 7.300 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 8.200 MW, așa cum este ilustrat în **Figura 2.9**.

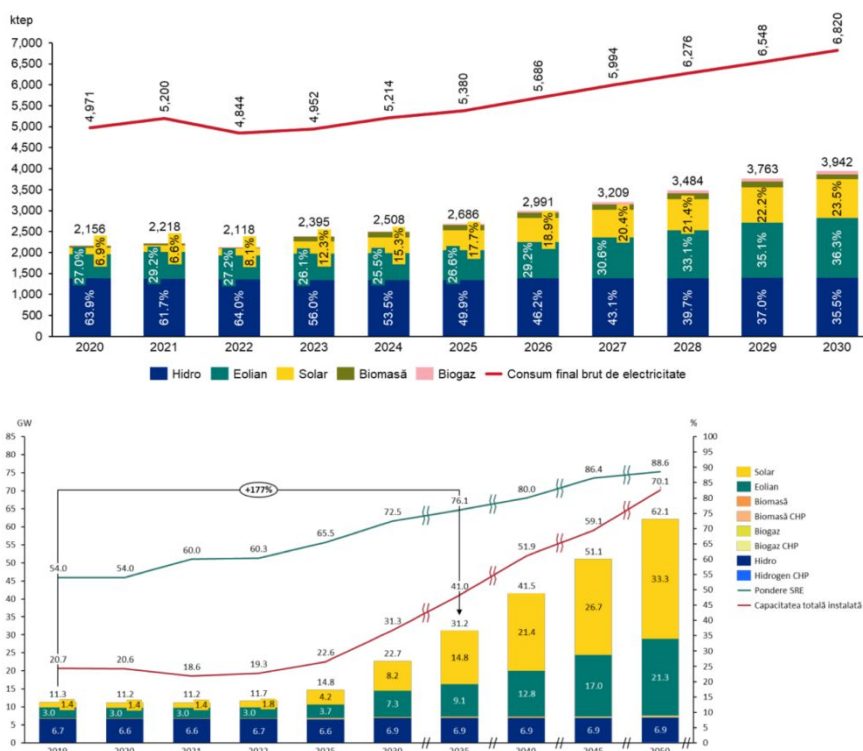


Figura 2.9 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021)

La data de 09.09.2026, situația puterilor instalate în SRE, la nivel național, este următoarea (Energiei A. N., 2026):

- **SOLAR: 4.421,67 MW;**
- **EOLIAN: 3.293,16 MW;**

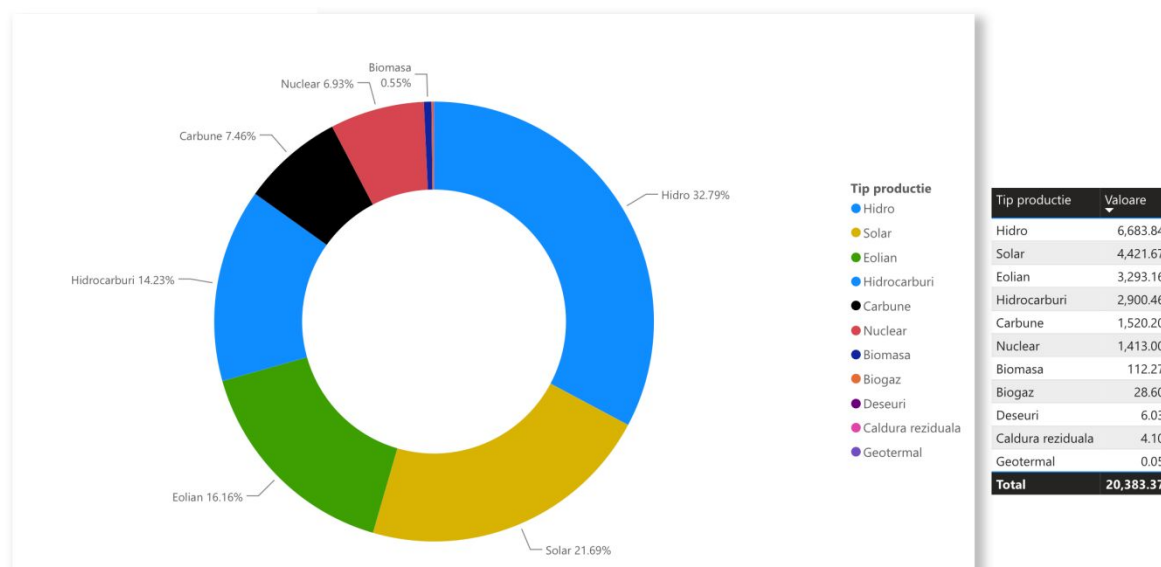


Figura 2.10 – Centralizarea puterilor instalate în SEN – septembrie 2026

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în prim plan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh între statele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându-se între 66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite.

Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 – 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15,4% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 15,4% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acestuia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Conform (Energiei A. I., Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021, 2021), cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970.

Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

Se estimează că cererea de energie va crește cu 4,6% în anul 2022, depășind astfel valorile anterioare pandemiei COVID-19, cu toate că în anul 2020 a fost înregistrată cea mai mare scădere a cererii de energie de la al Doilea Război Mondial până în prezent, de peste 4%.

În **2026** (01.01.2026 – 01.07.2026), cererea de energie se situează la o medie națională de **5.992,78 MWh/h**.

Producția din **SOLAR** a atins în **2026** (01.01.2026 – 01.07.2026) o valoare de **12.296,74 TWh**.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în (Moslem Uddin, 2017), abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice. Costul marginal pe termen lung (**CMTL**) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat.

Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic (Rahimi A., 2013), (S., 2014), (Chua K.H., 2016).

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente, complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale (CAPEX) practic nule – modernizarea acestora generând un CAPEX pentru dezvoltare neglijabil prin comparație cu CAPEX-ul inițial. Se

recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate (TOTEX) pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia (E., 2015), pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.

2.3.2. Analiza Pieței de Stocare a Energiei Electrice din Europa și din România și identificarea necesității proiectului

Situația tehnică existentă la nivel European și Național privind BESS

În ceea ce privește stadiul tehnologic actual, la nivelul Uniunii Europene, după cum se relevă în **Tabelul 2.1**, există o multitudine de soluții de stocare a energiei (electrice și/sau termice) aflate în diverse stadii de maturitate tehnologică.

Cu toate acestea, se observă o puternică tendință de dezvoltare a proiectelor de tip ESS utilizând tehnologia electrochimică, Litiu-Ion (a se vedea **Tabelul 2.2**).

Tabelul 2.1 – Stadiul tehnologic actual la nivelul EU privind soluțiile de stocare a energiei electrice [23]

Tehnologie	Subtehnologie	Capacitate stocare	Puteri instalate	Durata de descărcare la încărcare 100%	CAPEX (€/kW)	CAPEX mediu (€/kWh, 2016)	CAPEX estimat 2030 (€/kWh)	Randament încărcare descărcare (%)	Timp de răspuns
Mecanic	Stocare hidroenergetică cu pompaj (HPS)	1-100 GWh	100 MW-1 GW	câteva ore	500-1500	19	19	80	secunde - minute
	Stocare electrică prin pompare de energie termică (PHES)	500 kWh-1 GWh	100 kW-200 MW	3-6 ore	350			70-75	secunde - minute
	Stocare prin aer comprimat în regim adiabatic (ACAES)	10 MWh-10 GWh	10-300 MW	câteva ore	1200-2000			>70	
	Stocare prin aer comprimat (CAES)	10 MWh-10 GWh	10-300 MW	câteva ore	400-1200	47	40	45-60	minute
	Stocare prin aer lichid (LAES)	10 MWh-8 GWh	5-650 MW	2-24 ore	500-3500			50-100	
Electrochimic	Volantă	5-10 kWh	1-20 MW	5-30 minute	500-2000	2750	1750	85	minute
	Baterii sulf-sodiu	< 100 MWh	< 10 MW	6 ore	2000-3000	330	143	75-85	milisecunde
	Baterii plumb-acid	până la 10 MWh	câtiva MW	câteva ore	100-500	220	110	75-85	milisecunde
	Baterii Clorură de Sodiu-Nichel	4 kWh- 10 MWh	câtiva MW	2 - câteva ore	150-1000	350	143	85-95	milisecunde
	Baterii Litiu-Ion	< 10 MWh	< 50 MW	10 min - 4 ore	150-1300	520	200	86	milisecunde
	Baterii Litiu-S								milisecunde
	Baterii Litiu-metal polimer								milisecunde
	Baterii aer-metal								milisecunde
	Baterii Ni-Cd	câteva MWh	câtiva MW	câteva ore	500-1500	400-700		60-70	milisecunde
	Baterii Ni-MH	câteva MWh	câtiva MW	câteva ore	500-1500	400-700		60-70	milisecunde
	Baterii Na-ion								milisecunde
	Baterii flux Redox Zn Fe	< 100 MWh	< 10 MW	câteva ore					milisecunde
	Baterii flux Redox cu Vanadium	< 100 MWh	< 10 MW	câteva ore	500-2300	300	100	70	milisecunde
Electric	Baterii flux Redox batteries Zn Br	< 100 MWh	< 10 MW	câteva ore	500-2300	800	275	70	milisecunde
	Stocare prin superconductivitate magnetică (SMES)	1-10 kWh	100kW-5MW	1-100 secunde	700-2000			>90	milisecunde
Chimic	Supercondensatoare	1-5 kWh	100kW-5MW	sub 30 secunde	1500-2500			90	milisecunde
	Conversie energie electrică - gaz (hidrogen)	până la 100 GWh	1kW -1 GW	câteva ore - câteva luni	2000-5000			20-40	minute
	Conversie energie electrică - amoniac / petrol	1 MWh - câteva GWh	1 MW-1 GW						
	Conversie energie electrică - metan	1 MWh - câteva GWh	1 MW-1 GW						
Termic	Conversie energie electrică - metanol + benzină	1 MWh - câteva GWh	1 MW-1 GW						
	Săruri topite	3 GWh	300 MW	6 - 10 ore	100-300	20-40		40	
	Stocare energie termică sensibilă (STES)	10-50 kWh/t	0,001-10 MW	1 - 12 ore	3000-4000			50-90	
	Stocare în sisteme cu materiale cu schimbare de fază (PCM)	50-150 kWh/t	0,001-1 MW	câteva săptămâni	5500-15000			75-90	
	Stocare termo-chimică (TCS)	12-250 kWh/t	0,01-1 MW	câteva zile	-			75-100	

Tehnologie	Subtehnologie	Servicii furnizate	Probleme tehnologice majore identificate
Mecanic	Stocare hidroenergetică cu pompaj (HPS)	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune	Constrângeri geografice
	Stocare electrică prin pompare de energie termică (PHES)	Suport reglaj tensiune	Maturitatea tehnologiei
	Stocare prin aer comprimat în regim adiabatic (ACAES)	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune	Constrângeri geografice
	Stocare prin aer comprimat (CAES)	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune	Constrângeri geografice, eficiență redusă
	Stocare prin aer lichid (LAES)	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune	Maturitatea tehnologiei
	Volantă	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, redundanță alimentare	Pierderi în regim de așteptare foarte mari, operațiuni de mentenanță dificile
Electrochimic	Baterii sulf-sodiu	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	OPEX ridicat
	Baterii plumb-acid	Industria Automotive, redundanță UPS	Pierderi de apă, gazeificare
	Baterii Clorură de Sodiu-Nichel	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	Probleme potențiale cu sodiul topit
	Baterii Litiu-Ion	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	Resursele de litiu
	Baterii Litiu-S	Industria Automotive, stocare la nivel de rețea, stocare la nivel de utilizator	
	Baterii Litiu-metal polimer	Redundanță UPS, stocare la nivel de rețea, stocare la nivel de utilizator	
	Baterii aer-metal	Integrare RES, industria automotive	
	Baterii Ni-Cd	Siguranță aeronautică, căi ferate (trenuri)	
	Baterii Ni-MH	Industria automotive și industria feroviară	
	Baterii Na-ion	Stocare la nivel de rețea și la nivel de utilizator	
	Baterii flux Redox Zn Fe	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	Rata de curgere a electrolitilor este neoptimizată și poate creștere necesarul de energie pentru pompaj reducând astfel randamentul
	Baterii flux Redox cu Vanadium	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	Costul ridicat al vanadiumului și al membranei, Rata de curgere a electrolitilor este neoptimizată și poate creștere necesarul de energie pentru pompaj reducând astfel randamentul
	Baterii flux Redox batteries Zn Br	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune, pornire de la 0 (black-out)	Rata de curgere a electrolitilor este neoptimizată și poate creștere necesarul de energie pentru pompaj reducând astfel randamentul
Electric	Stocare prin superconductivitate magnetică (SMES)	Integrare RES, applatizare grafic sarcină, reglaj frecvență, suport reglaj tensiune	Maturitatea tehnologiei, CAPEX ridicat, densitate de energie scăzută
	Supercondensatoare	Industria Automotive, redundanță UPS, suport reglaj tensiune	Maturitatea tehnologiei, CAPEX ridicat, densitate de energie scăzută
Chimic	Conversie energie electrică - gaz (hidrogen)	Renewable integration shifting, fuel utilisation, energy arbitrage, chemical and petrochemical uses Integrare RES, utilizare combustibil, arbitraj, utilizare industria chimică și petrochimică	Randament scăzut, CAPEX ridicat, densitate de energie scăzută
	Conversie energie electrică - amoniac / petrol	Integrare RES, smart-grid	Proces dificil, eficiență redusă
	Conversie energie electrică - metan	Integrare RES, smart-grid	Proces dificil, eficiență redusă
	Conversie energie electrică - metanol + benzină	Integrare RES, smart-grid	Proces dificil, eficiență redusă
Termic	Săruri topite	Renewable integration shifting, renewable energy, Concentrated Solar Power + energy storage Integrare RES, energie regenerabilă, utilizare în CSP (concentrated solar power) ca soluție de stocare	Costuri ridicate cu materialele
	Stocare energie termică sensibilă (STES)	Creșterea gradului de integrare RES, sursă de căldură	
	Stocare în sisteme cu materiale cu schimbare de fază (PCM)	Creșterea gradului de integrare RES, sursă de căldură	CAPEX ridicat
	Stocare termo-chimică (TCS)	Creșterea gradului de integrare RES, sursă de căldură	Maturitatea tehnologiei

Tabelul 2.2 – Proiecte de stocare a energiei electrice semnificative în Uniunea Europeană – extras rezumativ din [23]

Tara	Oras	Nume	Status	Tehnologie	Sub-tehnologie	Putere instalată [MW]	Capacitate [MWh]	Operator
Austria	Prottes	Prottes	Operational	Electrochemical	Li-ion	2,5	2,2	Engie
Belgium	Drogenbos	Drogenbos	Operational	Electrochemical	Li-ion	7	20	
Belgium	Seraing	MIRIS	Operational	Electrochemical	Li-ion / Flow	0,5	1,7	
Belgium	Seraing	MIRIS	Operational	Electrochemical	Flow (Zn?)	1,2	1,3	
Belgium	Seraing	MIRIS	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2	1,3	
Belgium	Seraing	MIRIS	Operational	Electrochemical	Sodium Sulphur	0,2	1,1	
Belgium	Olen	en Umicore B	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2	0,75	Engie
Belgium	Puurs	leman Industr	Operational	Electrochemical	Li-ion	2		Eneco
Belgium	Ruien	en Energy Stor	Announced	Electrochemical	Li-ion	25	32	EVN AG
Belgium	Terhills	Terhills	Operational	Electrochemical	Li-ion	18,2	21,7	Tesla
Belgium	Kraftwerke	TheBattery	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	2	Peleman
Cyprus	Nicosie	Nicosie	Announced	Electrochemical	Unknown	5	2,35	
Czech Republic	Mydlovary	Mydlovary	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1,75	
Czech Republic	Obořiště	Obořiště	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1,3	
Czech Republic	Ochoz	Ochoz	Announced	Electrochemical	Li-ion		10	
Czech Republic	Prácheň	Prácheň	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1,2	Alfen / Solar Global
Denmark	Bornholm	BOSS	Announced	Electrochemical	Unknown	1	1	
Denmark	Vestas Lem Kær ESS Demo 400 kW	Lem Kær	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,4	0,1	Vestas
Denmark	Lem Kær 1.2 MW ESS Demo - Vestas Wind Systems	Lem Kær	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2	0,3	Vestas
Finland	Kuru	Kuru	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,3	0,22	Owner: Fortum Oy; Operator: Fortum Oy / Elenia Oy; Battery provider: SAFT; Power electronics and grid connection: ZHS (mostly ABB's components)
Finland	Järvenpää	Distribution C	Under construction	Electrochemical	Li-ion	2,6	1,6	LIDL / Merus Power
Finland	Espoo	Shopping Ce	Operational	Electrochemical	LiNiMnCoO2	2	2,1	Operator: Siemens; Battery provider: Siemens
Finland	Simo	amäki (wind f	Under construction	Electrochemical	Li-ion	6	6,6	Owner and operator: TuuliWatti Oy; Battery provider: SAFT S.A.S; Power electronics provider: Merus Power Dynamics Oy
Finland	Järvenpää	rvnpää Batca	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	1	Owner and operator: Fortum Oy; Battery provider: Saft
Finland	Helsinki	Suvelahti	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2	0,6	Owner and operator: Helen Oy; Battery provider: Toshiba Group
France	EDF R&D Les Renardières Concept Grid ESS	es renardières	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,5	Saft
France	Reunion Island Pegase Project	Saint Andre	Operational	Electrochemical	NaS	1	7,2	EDF
France	Carros NICE GRID Primary Substation Battery (PSB) Project	Carros	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,1	0,572	Alstom Grid
France	Corsica 2 MW Storage by Saft and Schneider	Corte	Announced	Electrochemical	Li-ion	2	2	Schneider Electric
France	Corse	Alata	Operational	Electrochemical	Unknown	2,4	4,32	
France	Guyane	vane des pèr	Under Construction	Electrochemical	Li-ion	2,6	2,9	
France	ADEME Intelligent Electricity Networks - Industrial Area Demonstration	Toulouse	Operational	Electrochemical	Li-ion	3,3	1,65	Saft
France	Bardzour Solar Farm and Storage Project	Le Port	Announced	Electrochemical	Li-ion	4,5	9	Ingeteam
France	Mana	Mana EC	Announced	Electrochemical	Li-ion		20	HDF Energy
France	Azur	Azur Stockage	Operational	Electrochemical	Li-ion	6	6	Neoen
France	Jonzac	NWJ Box	Operational	Electrochemical	Unknown	1		NW Energy
France	Arce	ckage de l'A	Announced	Electrochemical	Li-ion	2,16	1,5	Boralix
France	Douai, Cleon	ced Battery S	Announced	Electrochemical				Renault
France	Guadeloupe	erie Baie-Ma	Announced	Electrochemical		5	4	EDF SEI
France	Réunion	terie Saint L	Announced	Electrochemical		5	3,7	EDF SEI
France	Ile de Sein	HABITAT29	Operational	Electrochemical		2,3	0,001	EDF SEI
France	Toulouse	BattGrid	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		Engie
France	Vingeanne	Ringo	Announced	Electrochemical	Li-ion	12	33,6	RTE during 3 years after commissioning
France	Bellac	Ringo	Announced	Electrochemical	Li-ion	10	30,8	RTE during 3 years after commissioning
France	Ventavon	Ringo	Announced	Electrochemical	Lithium-Metal-Polymer	10	30,2	RTE during 3 years after commissioning
France	Unknown	Unknown	Announced	Electrochemical		100 (100 x 1 MW)	Unknown	NW Groupe
Germany	Aachen	Aachen	Operational	Electrochemical	Unknown	5		RWTH Aachen
Germany	Alt dabr	Alt dabr	Operational	Electrochemical	Lead acid	1,6		Upside/Vattenfall
Germany	Aub	Aub	Operational	Electrochemical	Li-ion	2,5		Pfennig
Germany	Bad hindelang	Bad hindelang	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		ads-tec
Germany	Bautzen	Bautzen	Operational	Electrochemical	Li-ion	2,5		Pfennig
Germany	Berlin	Berlin	Operational	Electrochemical	NaS/Li-ion	1		Vattenfall, Younicos
Germany	Bexbach	Bexbach	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany	Bordersholm	Bordersholm	Operational	Electrochemical	Li-ion	10	15	VBB, RES
Germany	Braderup	Braderup	Operational	Electrochemical	Li-ion	2,3	2	Energiespeicher Nord

Germany		Bremen	Bremen	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		Leclanché/SWB
Germany		Brilon	Brilon	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,5		RWE
Germany		Chemnitz	Chemnitz	Operational	Electrochemical	Li-ion	10		Eins
Germany		Cottbus	Cottbus	Announced	Electrochemical	Li-ion	50		Leag
Germany		Cremzow	Cremzow	Operational	Electrochemical	Li-ion	22	31,6	Enel/Leclanché
Germany		Dörverden	Dörverden	Operational	Electrochemical	Li-ion	3		Statkraft/ads-tec
Germany		Dresden	Dresden	Operational	Electrochemical	Li-ion	2		Drewag
Germany		Feldheim	Feldheim	Operational	Electrochemical	Li-ion	10		Energiequelle
Germany		Garching	Garching	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,4		Smart Power
Germany		Hamburg	Hamburg	Operational	Electrochemical	Li-ion	2		Vattenfall
Germany		Hannover	Hannover	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		Enercity, Daimle
Germany		Heilbronn	Heilbronn	Operational	Electrochemical	Li-ion	5		EnBW/Bosch
Germany		Herdecke	Herdecke	Operational	Electrochemical	Li-ion	6		RWE
Germany		Herne	Herne	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany		Jardelund	Jardelund	Operational	Electrochemical	Li-ion	48		Eneco, Mitsubishi
Germany		Langenreimbach	Langenreimbach	Operational	Electrochemical	Li-ion	10		Mitnetz, Upside
Germany		Leipzig	Leipzig	Operational	Electrochemical	Li-ion	5		BMW
Germany		Ludwigshafen	Ludwigshafen	Operational	Electrochemical	Li-ion	9		TWL
Germany		Lünen	Lünen	Operational	Electrochemical	Li-ion	13		Coulomb/Daimler et al.
Germany		Lünen	Lünen	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany		Magdeburg	Magdeburg	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		Fraunhofer IFF
Germany		München	München	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2		Smart Power
Germany		Neuhardenberg	Neuhardenberg	Operational	Electrochemical	Li-ion	5		Upside/Plenning
Germany		Nuremberg	Nuremberg	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		Caterva
Germany		Pellworm	Pellworm	Operational	Electrochemical	Unknown	0,76		E.ON & SH Netz AG
Germany		Pfingstal	Pfingstal	Operational	Electrochemical	Li-ion	2		
Germany		Pfreimd	Pfreimd	Operational	Electrochemical	Li-ion	12,5		ENGIE
Germany		Schwabisch Hall	Schwabisch Hall	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,4		SW Schwabisch Hall
Germany		Schwerin	Schwerin	Operational	Electrochemical	Li-ion	12,5		WEMAG
Germany		Varel	Varel	Operational	Electrochemical	Li-ion/NaS	11,5		EWE
Germany		Völklingen	Völklingen	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		STEAG
Germany		Völklingen-Fenne	Völklingen-Fenne	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany		Walsum	Walsum	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany		Weiter	Weiter	Operational	Electrochemical	Li-ion	15		STEAG
Germany		Wundesiedel	Wundesiedel	Operational	Electrochemical	Li-ion	6		SV Wundesiedel
Germany		München	München	Announced	Electrochemical	Li-ion	30	30	Sungrow
Germany			AEG Battery Storage	Operational	Electrochemical	Unknown	20		SWB
Germany			Daimler Battery	Operational	Electrochemical	Unknown	5		Daimler AG
Germany		Heilbronn	Heilbronn	Operational	Electrochemical	Unknown	12,5		Batteriespeicher Schwerin
Germany			Redox Wind	Operational	Electrochemical	Unknown	2		Fraunhofer ICT
Germany		Tanzmühle	Tanzmühle	Under construction	Electrochemical	Unknown	13		ENGIE
Germany			VBB Battery Storage	Under construction	Electrochemical	Unknown	10		
Germany		Werderhöl - Elveringsen	Werderhöl - Elveringsen	Operational	Electrochemical	Unknown	17		Mark-E
Germany		Berlin	Berlin	Operational	Electrochemical	Li-ion		1,9	Audi
Greece		Crete island – Chania – Innachoriou Municipality	Profitis Ilias	Authorized	Electrochemical		10,5		Aioliki Theodoron SA
Greece		Crete island – Chania – Inachoriou & Kissamou Municipality	Stavros	Authorized	Electrochemical		4,725		SFINARI DYTIKOS HYBRID SA
Greece		TILOS (Technology Innovation for the Local Scale Optimum Integration of Battery Energy Storage)	Tilos island	Announced	Electrochemical	NaNiCl	0,8	2,4	TILOS consortium partners
Hungary		IntelliStore 1000 - 1MWh Power Plant Balancing Power Optimization	Tiszaújváros	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,5	1	Energen Power Holding AB
Hungary		Budapest	Wártisla	Operational	Electrochemical	Li-ion	6	4	Alteo
Ireland		Dublin	c. Tesla - 1 M	Announced	Electrochemical	Li-ion	1		Gaelectric
Ireland		Longpoint	Aghada BESS	Announced	Electrochemical		19		
Ireland		Meath	Energy Storage	Authorized	Electrochemical		33		Innogy Renewables Ireland Limited
Ireland		Crane	Avonbeg BESS	Submitted	Electrochemical		16		RES Storage Ireland Ltd.
Ireland		Athea	Rock & Toberin	Submitted	Electrochemical		34,15		Stakraft Asset Management Limited
Ireland		Stephentown	Cardnershill FQ	Authorized	Electrochemical		8,5		Innogy Renewables Ireland Ltd
Ireland		Kilpaddoge	Glenties Ph	Submitted	Electrochemical		30		Glenties Energy Limited
Ireland		Banoge	Gorey BESS	Submitted	Electrochemical		13		RES Storage Ireland Ltd
Ireland		Gorman	an ESS & Ext	Bidding Process	Electrochemical		50		RES Storage Ireland Ltd.
Ireland		Corduff	Untstown BES	Announced	Electrochemical		10		
Ireland		Inchicore	Inchicore BES	Announced	Electrochemical		30		
Ireland		Kellis	own Energy S	Submitted	Electrochemical		100		
Ireland		Kilpaddoge	Power Plant -	Submitted	Electrochemical		20		Stakraft Asset Management Limited
Ireland		Great Island	Battery Stor	Bidding Process	Electrochemical		30		Grid System Services Limited

Ireland	Lisdrum	gh Energy Sto	Submitted	Electrochemical		60	54	Highfield Storage Limited
Ireland	Derrycarney	umcloon BES	Under Construction	Electrochemical		100		Hanwha Energy Corporation
Ireland	Moneypoint	t Battery Ene	Submitted	Electrochemical		7,5		
Ireland	Poolbeg	Poolbeg BESS	Announced	Electrochemical		75		
Ireland	Kilteel	h Battery Sto	Bidding Process	Electrochemical		30		Grid System Services Limited
Ireland	Derrycarney	hnonbridge E	Under Construction	Electrochemical		97,2		Hanwha Energy Corporation
Ireland	Irish town	outh Wall BE	Announced	Electrochemical		30		
Ireland	Laois	Clonminam Energy Storage Facility	Announced	Electrochemical		10		Highfield Storage Limited
Ireland	Kildare	Moatstown Battery Energy Storage	Submitted	Electrochemical		8		RES Storage Ireland Ltd.
Ireland	Kerry	Knocknagoum Battery Storage	Submitted	Electrochemical		8		RES Storage Ireland Ltd.
Ireland	Mayo	akilla Energy	Submitted	Electrochemical		3		ESB SOLAR (IRELAND) LIMITED
Ireland	Mayo	3 Battery Sto	Submitted	Electrochemical		12		PWWP Developments Ltd.
Ireland	Kilkenny	ge (prev Nore	Submitted	Electrochemical		40		Greener Ideas
Ireland	Waterford	ilymac Stora	Announced	Electrochemical		3,99		Power Capital Renewable Energy Ltd.

Ireland	Kerry	Kilathmoy B.E.S.S.	Operational	Electrochemical	Li-ion	11		Statkraft
Italy	Enel Ventotene Project - Siemens	Ventotene	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,3	0,6	Enel
Italy	Terna Storage Lab 2 (6)	Ciminna	Operational	Electrochemical	Redox flow Vanadium	0,45	1,4	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 2 (2)	Ciminna	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,9	0,63	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (7)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	NaNiCl	1	2	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (8)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Redox flow Vanadium	0,4	1,1	Terna Energy
Italy	Enel Isernia Smart Grid Project	Carpinone	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,5	Enel
Italy	Terna Storage Lab 2 (4)	Ciminna	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1,22	Terna Energy
Italy	GRID4EU Demo 4 - Enel Rcube	Forlì-Cesena	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1	Enel
Italy	Terna Storage Lab 1 (1)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (3)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (4)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,5	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (5)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1,23	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (9)	Codrongianos	Announced	Electrochemical	Electrochemical Capacitors	0,65	0,02	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 2 (1)	Ciminna	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,9	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 2 (3)	Ciminna	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	1	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (6)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	NaNiCl	1,2	4,14	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 1 (2)	Codrongianos	Operational	Electrochemical	Li-ion	1,2	0,924	Terna Energy
Italy	Terna Storage Lab 2 (5)	Ciminna	Operational	Electrochemical	NaNiCl	1,2	4,14	Terna Energy
Italy	Enel Chiaravalle Substation	Chiaravalle	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	2	
Italy	Enel Dirillo Substation BESS Project	Ragusa	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	1	Enel
Italy	Enel Puglia ESS	Foggia	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	1	Enel
Italy	Terna Grid Defense Plan Phase II (2)	Codrongianos	Announced	Electrochemical	NaS	4		Terna Energy
Italy	Terna SANC project (3)	Scampitella	Operational	Electrochemical	NaS	10,8	86,4	Terna Energy
Italy	Terna SANC project (1)	Flumeri	Operational	Electrochemical	NaS	12	96	Terna Energy
Italy	Terna SANC project (2)	Miscano	Operational	Electrochemical	NaS	12	96	Terna Energy
Italy	Terna Grid Defense Plan Phase II (1)	Codrongianos	Announced	Electrochemical	Li-ion	20		Terna Energy
Lithuania	Vulinius		Announced	Electrochemical	Unknown	1		Litgrid AB
Netherlands	Amsterdam	Amsterdam Energy	Announced	Electrochemical	Unknown	3,75	3,75	Nissan
Netherlands	Bonaire	Bonaire	Operational	Electrochemical		6	6	Contourglobal Bonaire
Netherlands	Kranendijk	Wind-Diesel	Operational	Electrochemical	Nickel Cadmium	8	2,4	Saft
Netherlands	Etten-Leur	Smart Storage	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,4	0,2	TBI Aflen
Netherlands	Zweelde	FCR Storage	Operational	Electrochemical		3		Nuon-Vattenfall
Netherlands	Gispenburg	Gispenburg	Operational	Electrochemical		1		TBI Aflen
Netherlands	Amsterdam	JA Storage - The	Operational	Electrochemical	Li-ion	4	4	The Mobility House
Netherlands	Rotterdam	Rotterdam	Operational	Electrochemical		10	10	
Netherlands	Vlissingen	ancion Energy	Operational	Electrochemical	Li-ion	10	10	AES
Norway	Gudvangen	Powerdock	Operational	Electro-chemical	Li-ion	1,2	0,7	The Fjords
Norway	Flåm	Powerdock	Operational	Electro-chemical	Li-ion	1,2	0,7	The Fjords
Norway	Skien	agerak Energi	Operational	Electro-chemical	Li-ion	0,8	1	Skagerak Energi
Norway	Sandnes	ema 1000 Vag	Operational	Electro-chemical	Li-ion	0,2	0,46	
Norway	Lavik	ai 1 MF Ampel	Operational	Electro-chemical	Li-ion	1,2	0,35	
Norway	Oppedal	ai 2 MF Ampel	Operational	Electro-chemical	Li-ion	1,2	0,35	
Norway	Trondheim	ens logistikk	Operational	Electro-chemical	Lead-acid (AGM)	0,08	0,24	
Norway	Evenstad	ampus Evenstad	Operational	Electro-chemical	Li-ion	0,12	0,2	
Norway	Bergen	Brushytten	Operational	Electro-chemical	Li-ion	0,012	0,13	
Norway	Oslo	Bislett stadion	Operational	Electro-chemical	Li-ion (second life)		0,1	
Poland			Operational	Electrochemical	Li-ion	1,26	2,52	BYD
Portugal	Graciosa	ect - Younicos	Operational	Electrochemical	Li-ion	6	3,18	younicos
Romania		Stocare project	Operational	Electrochemical	Unknown	1		EDPR
Slovakia	Zdiar, reg. Poprad	I-Bachledovad	Announced	Electrochemical	Li-ion	0,6	1,2	VSD, a.s.
Slovenia	Idrija	BESS NEDO Idrija	Announced	Electrochemical	Lead acid + Li-ion	1	1,23	ELES, Elektro Primorska
Slovenia	Ljubljana	S NEDO Ljublj	Announced	Electrochemical	Li-ion	4	8	ELES, Elektro Ljubljana
Slovenia	Okroglio	BESS Okroglio	Announced	Electrochemical	Li-ion	5	25	ELES
Slovenia	Pekre	BESS Pekre	Announced	Electrochemical	Li-ion	5	25	ELES
Slovenia	Jelenice	Jelenice	Operational	Electrochemical	Li-ion	12,6	22	NGEN
Spain	Tudela	five Lithium-I	Stopped	Electrochemical	Li-ion	1	0,57	Ingteam
Spain	Barasoain BESS	Barasoain BESS	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,39	ACCIONA windpower
Spain	Barasoain BESS	Barasoain BESS	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,7	0,7	ACCIONA windpower
Spain	Navarra	xperimental V	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,39	Acciona
Spain	Navarra	xperimental V	Operational	Electrochemical	Li-ion	0,7	0,7	Acciona
Spain	Carboneras	arboneras BES	Bidding process	Electrochemical	Unknown	20		Enel
Spain	Almacena Lithium Ion Battery	Carmona	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	3	REE
Spain	Endesa STORE: La Palma Project - Ingteam	La Palma	Operational	Electrochemical	Unknown	4	20	Endesa
Spain	Navarra	ntes del Cierzo	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,56	Acciona
Spain	Puertoollano	Submitted	Submitted	Electrochemical	Unknown	5	20	Iberdrola
Spain	Seville BESS	Seville	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,33	Abengoa

Sweden	Borlänge	Forschuud	Operational	Electrochemical	Li-ion	5	6,2	Fortum
Switzerland	Volketswil	Volketswil	Operational	Electrochemical	Li-ion	18	7,5	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ)
Switzerland	Dietikon	Dietikon	Operational	Electrochemical	Li-ion	1	0,5	
United-Kingdom	Broxburn	Broxburn	Operational	Electrochemical	Li-ion	20		RES
United-Kingdom	Carrickfergus	Carrickfergus	Operational	Electrochemical	Li-ion	10	5	AES Energy Storage
United-Kingdom	Darlington	Darlington	Operational	Electrochemical	Li-ion	2,5		NEC energy solutions
United-Kingdom	Kirkwall	Kirkwall	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	0,8	Mitsubishi Power Systems Europa
United-Kingdom	Leighton Buzzard	Leighton Buzzard	Operational	Electrochemical	Li-ion	6	10	Younicos
United-Kingdom	Lerwick	Lerwick	Stopped	Electrochemical	NaS	1	6	NGK
United-Kingdom	Peterhead	Peterhead	Operational	Electrochemical	Li-ion	1		Equinor
United-Kingdom	Wolverhampton	Wolverhampton	Operational	Electrochemical	Li-ion	2	1	ABB
United-Kingdom	Norfolk	Networks Energy	Stopped	Electrochemical	Unknown	0,2		ABB
United-Kingdom	County Durham	Addison Road	Cancelled	Electrochemical	Unknown	22		Anesco
United-Kingdom	Co. Antrim	ation Battery	Operational	Electrochemical	Unknown	10		AES Kilroot Power (AES KPL)
United-Kingdom	East Lothian	mmunity Wind	Submitted	Electrochemical	Unknown			Community Windpower
United-Kingdom	Shropshire	ighton Solar F	Operational	Electrochemical	Unknown			Big60Million/Belctric
United-Kingdom	Lancashire	Aldon Road	Authorized	Electrochemical	Unknown	6		STOR Power
United-Kingdom	Gloucestershire	All Alone Lane	Cancelled	Electrochemical	Unknown			Broadfield Farm Ess
United-Kingdom	West Midlands	f Lane Energy f	Authorized	Electrochemical	Unknown	4		Suncredit
United-Kingdom	Co. Antrim	imoy Wind Far	Cancelled	Electrochemical	Unknown			ABO Wind
United-Kingdom	Leicestershire	lby Business Pl	Operational	Electrochemical	Unknown	23,4		UK Power Reserve
United-Kingdom	South Yorkshire	n Industrial Es	Authorized	Electrochemical	Unknown	20		Max Design Consultancy
United-Kingdom	Lancashire	Balle Street	Authorized	Electrochemical	Unknown			STOR Power
United-Kingdom	West Yorkshire	Barnsdale Road	Cancelled	Electrochemical	Unknown	3		Flexygen
United-Kingdom	Derbyshire	attery Storage	Cancelled	Electrochemical	Unknown			Astra Ventures
United-Kingdom	Merseyside	Beaufort Road	Authorized	Electrochemical	Unknown	20		UK Power Reserve
United-Kingdom	Inverclyde	Berfern Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	5		Capbal
United-Kingdom	Hampshire	Solar Farm - en	Operational	Electrochemical	Unknown	1		Anesco
United-Kingdom	Leicestershire	e Lane Battery	Authorized	Electrochemical	Unknown			Amazon UK
United-Kingdom	South Yorkshire	ckburn Meado	Operational	Electrochemical	Unknown	10		E.ON
United-Kingdom	Cumbria	rm Battery Stc	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,9		Low Carbon
United-Kingdom	Highland	lackpark Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	20		Shires Hamilton
United-Kingdom	Derbyshire	echum Parkwa	Cancelled	Electrochemical	Unknown			Tiger Energy
United-Kingdom	North Yorkshire	scar Grange Fa	Under construction	Electrochemical	Unknown	27		Gridserve
United-Kingdom	Essex	ree Road Subs	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,9		Pivot Power
United-Kingdom	Humberside	ansholme, Hu	Cancelled	Electrochemical	Unknown	18		Aura Power
United-Kingdom	Derbyshire	Breach Farm	Cancelled	Electrochemical	Unknown	39,99		Green Hedge Energy Barn
United-Kingdom	Derbyshire	h Farm - Energi	Authorized	Electrochemical	Unknown	40		Anesco/ Green Hedge Energy UK
United-Kingdom	Gloucestershire	Bristol Road	Authorized	Electrochemical	Unknown	20		UK Power Reserve
United-Kingdom	Buckinghamshire	ers Lane Solar	Cancelled	Electrochemical	Unknown			Anesco
United-Kingdom	Merseyside	Bank Energy S	Authorized	Electrochemical	Unknown	2		Orsted
United-Kingdom	Lancashire	Burnley Road	Authorized	Electrochemical	Unknown			UK Power Reserve
United-Kingdom	Merseyside	intonhead Rod	Cancelled	Electrochemical	Unknown	30		Tiger Energy
United-Kingdom	Cambridgeshire	eli Mein Sub-S	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,9		Unknown
United-Kingdom	Derbyshire	L Lane Commel	Authorized	Electrochemical	Unknown	18		Volta Energy Storage
United-Kingdom	Derbyshire	low Green Far	Authorized	Electrochemical	Unknown	14		Enso Energy
United-Kingdom	Cornwall	oss Wind Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	1		Scottish Power
United-Kingdom	Merseyside	egie Road (Pha	Authorized	Electrochemical	Unknown	40		Unknown
United-Kingdom	Powys	munity Renew	Authorized	Electrochemical	Unknown	0,5		Cefn y Maes Community / REG Power Management
United-Kingdom	Bedfordshire	Chapel Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,5		Harmony Energy
United-Kingdom	Merseyside	oad, Knowsley	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,9		Unknown
United-Kingdom	Northamptonshire	n Renewable El	Under construction	Electrochemical	Unknown	20		Federal Estates
United-Kingdom	Hampshire	itary Energy St	Cancelled	Electrochemical	Unknown	15		Camborne Energy Storage
United-Kingdom	Avon	hittingen Road	Cancelled	Electrochemical	Unknown	20		Anesco
United-Kingdom	Buckinghamshire	Church Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown			Lightsource BP
United-Kingdom	Essex	aredown Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	20		Energy Reservoir 15
United-Kingdom	Co. Fermanagh	Marble Showl	Submitted	Electrochemical	Unknown	48		Engie Developments Ireland
United-Kingdom	Bedfordshire	Clayhill	Operational	Electrochemical	Unknown	6		Anesco
United-Kingdom	Cumbria	Cleator	Operational	Electrochemical	Unknown	10		Low Carbon
United-Kingdom	North Yorkshire	leveland Potas	Operational	Electrochemical	Unknown	6		Kiwi Power
United-Kingdom	Somerset	Coombe Farm	Authorized	Electrochemical	Unknown	7,5		KWTH Solar
United-Kingdom	Nottinghamshire	ve Solar Farm	Cancelled	Electrochemical	Unknown	1		Anesco
United-Kingdom	Nottinghamshire	am Power Sta	Authorized	Electrochemical	Unknown	49		EDF
United-Kingdom	Humberside	Creyke Beck	Operational	Electrochemical	Unknown	49,9		Statera Energy
United-Kingdom	Humberside	ke Beck Substa	Submitted	Electrochemical	Unknown	49,5		Unknown
United-Kingdom	Humberside	eyke Substatio	Authorized	Electrochemical	Unknown	49,5		Harmony Energy Storage

2.3.2.2. *Necesitatea dezvoltării capacităților de stocare a energiei electrice*

Sistemele de stocare a energiei în baterii (BESS) sunt principalul candidat pentru a face față flexibilității și rezilienței rețelelor electrice prin aplicații cum ar fi **reducerea vârfurilor de sarcină** (peak-shaving). Bateriile prezintă un interes deosebit la scară mică și medie datorită densității energetice relativ ridicate, lipsei de restricții geografice, zgomotului minim și cerințelor reduse de întreținere.

Sistemele de stocare a energiei în baterii joacă un rol esențial între aprovizionarea cu energie regenerabilă și răspunsul la cererea de energie electrică. Energia furnizată din surse regenerabile sau din rețeaua electrică este disponibilă pentru consum instantaneu și mulți factori, cum ar fi variația panourilor solare sau cererea de pe piața energiei electrice, au un impact semnificativ asupra costului energiei electrice.

Amplasarea stocării energiei în același loc cu cererea, cum ar fi amplasarea acestora în fabrici prezintă mai multe avantaje importante. Printre aceste avantaje se numără reducerea vârfurilor de consum atât în cazul importurilor din rețea, cât și al exporturilor din sursele regenerabile integrate.

Sistemele de stocare a energiei în baterii oferă energie de rezervă, întârzie consolidarea infrastructurii, îmbunătățesc calitatea energiei electrice și sporesc autoconsumul de energie regenerabilă încorporată.

Ce este "Peak Shaving"?

Denumită și "load shedding", reducerea vârfurilor de sarcină este o strategie de evitare a tarifelor pentru vârfurile de cerere din rețeaua electrică prin reducerea rapidă a consumului de energie în intervalele de cerere ridicată. Reducerea vârfurilor de consum poate fi realizată fie prin oprirea echipamentelor, fie prin utilizarea sistemelor de stocare a energiei.

Obiectivul reducerii vârfurilor de consum este de a elimina vârfurile de cerere pe termen scurt și de a reduce costul total asociat utilizării energiei electrice.

De ce este importantă reducerea vârfurilor de consum?

Pentru a înțelege importanța reducerii vârfurilor de consum, este necesar să analizăm modul în care cererea de vârf afectează prețurile energiei electrice. De obicei, o factură de energie electrică are două componente. Clienții plătesc pentru electricitate în funcție de consum, măsurat în kWh și de cerere, măsurată în kilowați kW.

Taxele de cerere se aplică de obicei clienților comerciali și industriali, care tind să aibă sarcini de vârf mai mari decât clienții rezidențiali.

Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că, odată cu tranziția către mobilitatea electrică, cu creșterea bruscă a numărului de vehicule electrice și cu adăugarea de infrastructuri de încărcare rapidă pentru consumatorii rezidențiali, tarifele la cerere ar putea avea un impact semnificativ asupra facturilor la utilitățile electrice rezidențiale.

Contribuția taxelor la cerere variază din punct de vedere geografic, dar, de obicei, variază între 30% și 70% din factura de utilități electrice a clientului. Astfel, este important să se înțeleagă cum funcționează tarifele de cerere și cum reducerea vârfurilor de consum prin intermediul sistemelor de stocare a energiei în baterii poate minimiza tarifele de electricitate fără a compromite funcționarea unei anumite aplicații.

Ce sunt taxele / tarifele de necesar de energie?

Taxele de solicitare pot reprezenta o sumă considerabilă din factura de energie electrică dacă a unui utilizator industrial de talie mare. Taxa de cerere este o taxă lunară ce trebuie plătită pentru a acoperi cheltuielile de întreținere a infrastructurii de care are nevoie compania de electricitate pentru a furniza energie electrică utilizatorului.

Taxele de necesar de energie sunt determinate de consumul maxim de energie și nu de consumul total de energie și sunt menite să ajute companiile de electricitate să acopere costurile de furnizare a energiei electrice atunci când clienții mari, cum ar fi fabricile, utilizează o sarcină energetică peste un anumit prag.

Taxa de cerere este calculată pe baza utilizării în timpul unui interval de vârf de 15 minute pe parcursul ciclului de facturare (IBD), înmulțită cu taxa de cerere. Astfel, cu cât consumul de vârf este mai mare în kW, cu atât mai mare va fi taxa de cerere.

Ce sunt prețurile de consum (tarifele asociate energiei electrice active)?

Prețurile de consum reprezintă o măsură a cantității de energie utilizată în kWh în timpul unei perioade de facturare. Companiile de utilități pot taxa consumul pe baza a trei structuri de facturare diferite (v. **Figura 2.11**).

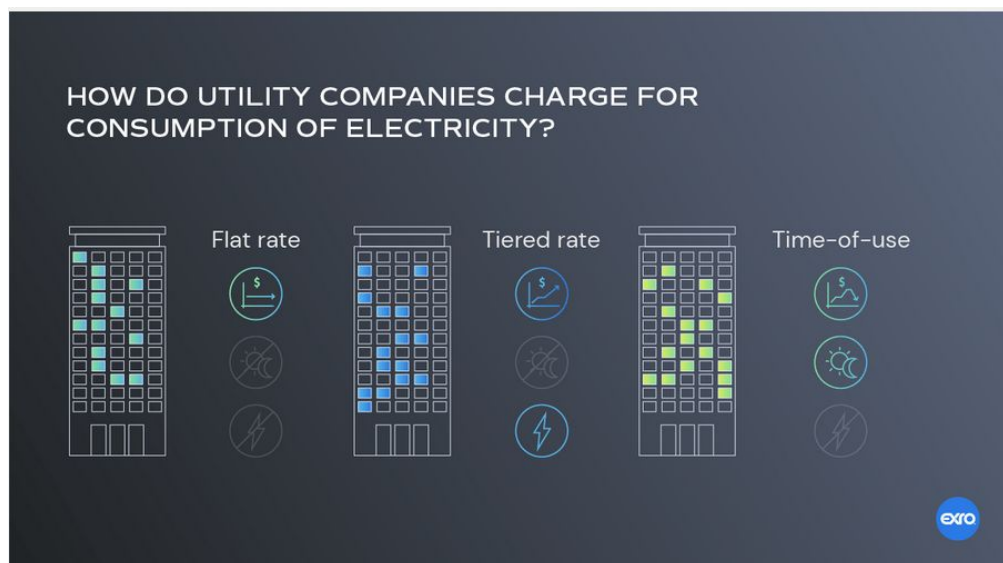


Figura 2.11 – Cele trei tipuri de tarificare - Rata fixă (Flat rate)

Cu o structură de facturare forfetară, utilizatorul plătește pentru consumul de energie electrică pe baza unui tarif constant pentru tot consumul, indiferent de momentul zilei sau de cantitatea totală de energie electrică consumată.

Tarif diferențiat (Tiered rate)

Cu o structură de facturare pe niveluri, utilizatorul plătește pentru energia electrică pe baza a două sau mai multe tarife pentru diferite cantități de consum. Atunci când consumul utilizatorului depășește un anumit prag, tariful la care plătește pentru consumul de energie electrică crește. Numărul de niveluri și pragurile pentru fiecare nivel diferă în funcție de locațiile geografice și de companiile de utilități.

Tarif în funcție de timpul de utilizare (Time-of-use)

Cu o structură de facturare în funcție de timpul de utilizare, utilizatorul plătește pentru energia electrică pe baza a două sau mai multe tarife pentru diferite momente ale zilei sau zile ale săptămânii. Compania de utilități va defini intervale de vârf și de gol pe baza cererii tipice din perioada respectivă. Companiile de utilități pot utiliza, de asemenea, o combinație de structuri de facturare și pot încorpora și tarife sezoniere.

Cum funcționează reducerea vârfurilor de sarcină?

Cele două tipuri de tarife / prețuri care pot afecta în mod semnificativ tariful la care utilizatorii industriali și comerciali plătesc energia electrică includ taxele de cerere și taxele de consum în intervalele de vârf.

După cum s-a menționat mai sus, reducerea vârfurilor de consum este o strategie de atenuare a tarifelor de cerere și a consumului în perioadele de vârf, astfel încât necesită

modificarea funcționării unei aplicații sau implementarea unor capacități de stocare pentru a stoca energie pentru utilizare ulterioară.

Deoarece închiderea sau încetinirea / limitarea productivității contravine scopurilor și obiectivelor de afaceri, de multe ori întreprinderile suportă costul tarifelor de cerere și al tarifelor în orele de vârf.

Un sistem de stocare a energiei în baterii este o metodă de stocare a sarcinii electrice cu ajutorul unor unități de stocare electrochimică, astfel încât aceasta să poată fi utilizată ulterior cu ajutorul unui software inteligent care echilibrează cererea și oferta de energie electrică.

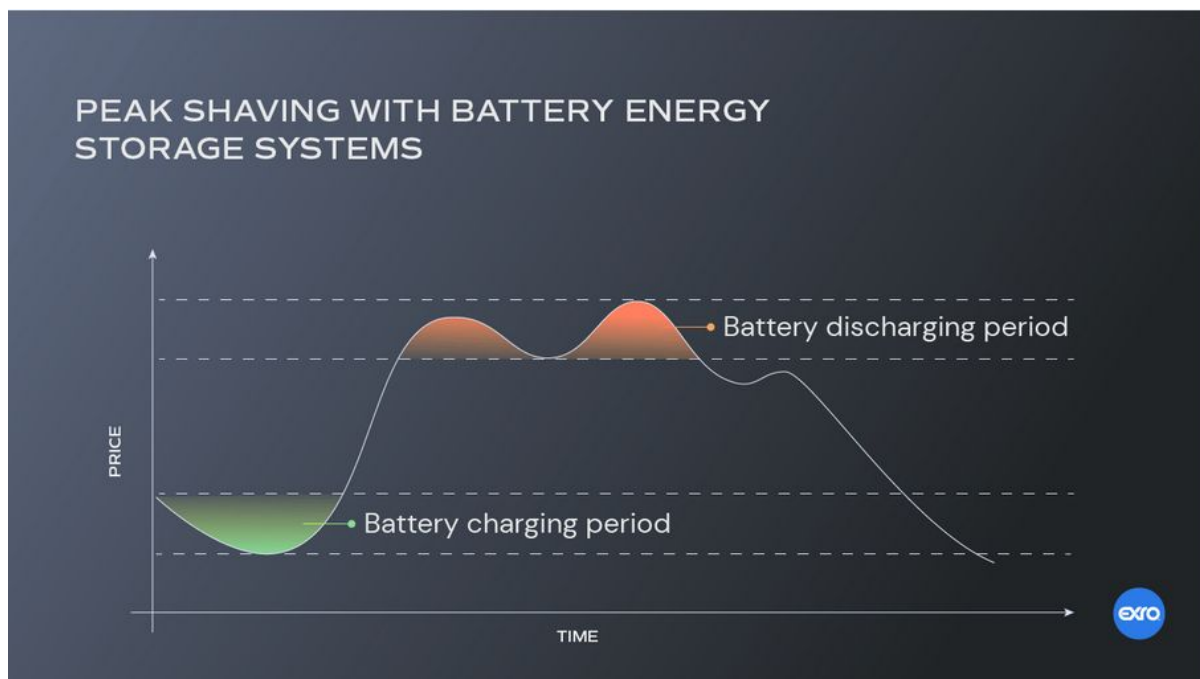


Figura 2.12 – Reducerea vârfurilor de sarcină cu ajutorul sistemelor de stocare a energiei

Perioada de încărcare (Battery charging period)

În această perioadă, bateriile unității de stocare a energiei stochează energia electrică provenită din rețea sau din surse regenerabile integrate. Software-ul inteligent integrat în sistemul de stocare a energiei se asigură că bateriile sunt încărcate în intervalele în afara orelor de vârf sau atunci când energia excedentară este produsă la fața locului prin intermediul surselor regenerabile, cum ar fi energia solară.

Perioada de descărcare (Battery discharging period)

În perioadele de vârf de sarcină, energia stocată într-un ESS este utilizată. Sistemele de stocare a energiei în baterii sunt deosebit de eficiente datorită **timpului de răspuns rapid** pe care îl oferă. Cu ajutorul unui software de control inteligent, bateria se descarcă atunci când prețurile din piață cresc sau când cererea locală atinge cote maxime.

Beneficiile reducerii vârfurilor de sarcină

Reducerea vârfurilor de sarcină este cea mai eficientă modalitate de gestionare a costurilor de utilități pentru clienții care plătesc taxe de cerere, dar poate, de asemenea, să atenueze taxele de consum și să ofere beneficii și altor părți interesate. De exemplu, autoconsumul de energie regenerabilă încorporată poate reduce semnificativ facturile de energie electrică.

Potrivit unui studiu de cercetare realizat de Journal of Energy Storage, este posibil, ca această operațiune să reducă, în consecință, fluxurile de vârf pe rețeaua de distribuție locală, ceea ce ar aduce beneficii operatorului rețelei de distribuție (DSO) și, ulterior, altor consumatori de energie electrică din zona de distribuție, prin reducerea viitoarelor tarife de distribuție ca urmare a limitării / decalării investițiilor în rețeaua de distribuție.

Implementarea stocării la locul de consum / producție, în plus față de capacitatea fotovoltaică solară, înseamnă că se pot obține cele mai mari reduceri posibile ale facturii de energie electrică.

Se poate așadar utiliza energia solară de la panourile fotoelectrice în timpul zilei pentru a încărca bateriile din amplasament.

Energia stocată suportă costuri minime, iar orice încărcare suplimentară poate avea loc, dacă este necesar, în intervalele în afara orelor de vârf folosind rețeaua electrică (Sistemul Electroenergetic Național).

Atunci când este nevoie de energie electrică, utilizatorii au flexibilitatea de a alege sursa de energie electrică în funcție de cea mai accesibilă sursă la momentul respectiv, fie că este vorba de energia solară direct de la panou în timpul zilei, de energia solară stocată sau de energia stocată în rețea în intervalele în afara orelor de vârf.

Este demn de remarcat faptul că nu este necesar un sistem solar pentru a profita de avantajele sistemelor de stocare a energiei. Reducerea vârfurilor de consum și rezerva de urgență sunt exemple de aplicații care funcționează fără panouri solare, iar clienții pot beneficia în continuare de economiile de costuri, stabilitatea și rezistența pe care le oferă unitățile de stocare a energiei.

Sisteme inteligente de stocare a energiei cu baterii

Poate că cel mai important aspect de luat în considerare atunci când se analizează sistemele de stocare a energiei în baterii este software-ul inteligent care controlează și optimizează funcționarea sistemului. **Capacitatea și densitatea de energie** a unității sunt esențiale, dar fără un **software de control inteligent**, unitatea nu va putea răspunde rapid la

schimbările în cerere și, prin urmare, nu va putea reduce eficient costurile prin aplicații precum reducerea vârfurilor de consum.

Există două tipuri importante de software care intră în joc atunci când se analizează sistemele de stocare a energiei în baterii.

Sistemul de gestionare a energiei este responsabil pentru intermitența dintre rețea, sursele de energie regenerabilă și baterie, pentru a se asigura că bateria se încarcă și se descarcă la momentele potrivite și că răspunde eficient la modificările cererii.

Sistemul de control al bateriei este responsabil de asigurarea calității energiei, de reglarea frecvenței și de funcționarea sigură a bateriei pe parcursul ciclurilor de încărcare și descărcare.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [4], abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice în perioada de vârf.

Această variantă nu este însă întotdeauna economic fezabilă, poate fi inefficientă din punctul de vedere al utilizării grupurilor generatoare (întrucât implică existența unor generatoare care trebuie achiziționate, cărora trebuie să li asigure mentenanța și care vor fi utilizate doar câteva ore pe zi) și poate crește sensibil impactul specific asupra mediului când sursele de vârf utilizează combustibili convenționali.

Costul marginal pe termen lung (**CMTL**) reprezintă costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este, așadar, unul ridicat.

Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice, mărește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și mărește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic [5], [6], [7].

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente (Cost marginal pe termen scurt – **CMTS**), complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale (CAPEX) practic nule – modernizarea acestora generând un CAPEX pentru dezvoltare

neglijabil prin comparație cu CAPEX-ul inițial. Se recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate (TOTEX) pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punctul de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârful de sarcină, din punctul de vedere al producerii acesteia [8], pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Cele patru strategii relevante pentru Aplatizarea Graficului de Sarcină (**AGS**) și optimizarea funcționării rețelei electrice de distribuție sunt:

- 1) Creșterea capacității elementelor de rețea, prin înlocuirea transformatoarelor de putere și a liniilor electrice cu unități cu puteri nominale adecvate (mai bine optimizate pentru curba de sarcină), în urma unor calcule tehnico-economice;
- 2) Integrarea Sistemelor de Stocare a Energiei Electrice (**SSEE**);
- 3) Integrarea inteligentă a Vehiculelor Electrice în rețelele electrice (**V2G** – Vehicle to Grid);
- 4) Managementul Cererii de Putere – Demand Response (DR).

În **Tabelul 2.3** se vor prezenta, sub formă centralizată, principalele avantaje și beneficii pe care participanții la piața de energie le pot avea dacă se implementează metode de AGS.

Se poate observa că, indiferent de entitatea care implementează aceste măsuri, toți participanții la piață pot beneficia din Aplatizarea Graficului de Sarcină. O sinteză suplimentară a beneficiilor cunoscute, generate de AGS:

- 1) Beneficii pentru Operatorii de Rețea – OR (Operatorii de Transport și de Sistem – OTS sau Operatorii de Distribuție – OD);
- 2) Beneficii pentru utilizatorul final;
- 3) Reducerea emisiilor de Carbon.

Tabelul 2.3 – Impactul și Beneficiile AGS

Participant la piață	Impact / Beneficii
Producătorii de energie	Se pot retrage din exploatare / conserva centralele electrice mai puțin eficiente energetic și financiar și se poate amâna investiția în centrale electrice ce au costuri specifice mari

OTS și OD	Se pot amâna lucrările majore de întărire a rețelei / creștere a capacității de transport
Furnizorii de Energie	Se pot maximiza câștigurile din diferențele prețurilor energiei electrice. Pot stoca energia la gol de sarcină, când prețul este scăzut și o pot revinde utilizatorilor la vârf de sarcină, când prețul este ridicat (dacă există scheme de tarificare diferențiată)
Utilizatorii finali	Se pot reduce costurile facturii lunare prin mutarea sarcinii de la orele de vârf la orele de gol, când prețurile energiei sunt scăzute (dacă există scheme de tarificare diferențiată)

Una dintre cele mai mari dificultăți ale OTS constă în asigurarea echilibrului dintre producerea energiei electrice și cererea de energie electrică [9], apariția unui dezechilibru între aceste două componente putând conduce la instabilitate, variații de tensiune și chiar blackout.

Dezechilibrele dintre producerea de energie electrică și cererea de energie electrică se materializează în solicitări suplimentare la nivelul grupurilor generatoare și în ICTEE cu valori reduse (scăderi ale frecvenței în afara limitelor de calitate admisibile). Cea mai eficientă soluție de minimizare a acestor dezechilibre constă în obținerea unei curbe de sarcină care să fie caracterizată de o diferență redusă între vârf și gol [10].

Înlocuirea transformatoarelor de putere și a liniilor electrice este o operație foarte costisitoare și se caută alte soluții de creștere a capacității de transfer de energie. De asemenea, obținerea avizelor și acordurilor pentru noi trasee de linii electrice și terenuri pentru stațiile de transformare, este un proces dificil și de lungă durată.

Factorul de aplatizare al graficului de sarcină este cea mai utilă tehnică de a cuantifica variabilitatea cererii de energie, determinând astfel cât de eficient este utilizat activul considerat. Un factor de aplatizare scăzut implică existența unei sarcini puternic variabile și o utilizare ineficientă a activului, fiind definit cu relația:

$$k_a = P_{\text{med}} / P_{\text{vârf}} [\%] \quad (1)$$

unde k_a [%] este factorul de aplatizare, P_{med} [MW] este puterea activă medie solicitată, iar $P_{\text{vârf}}$ [MW] este puterea activă maximă la vârful de sarcină.

Un factor de aplatizare optim este esențial pentru fezabilitatea financiară a centralelor electrice / rețelelor electrice, conducând la minimizarea costurilor cu energia. Îmbunătățirea factorului de aplatizare este așadar obligatorie pentru a reduce costurile de exploatare a centralelor electrice și a rețelelor electrice, crescându-le astfel fezabilitatea economică și financiară. Reducerea puterii absorbite la vârful de sarcină reprezintă cea mai simplă soluție de îmbunătățire a Factorului de Aplatizare.

De asemenea, tranzitul unei puteri la vârf ridicate conduce la creșterea, neliniară a pierderilor de putere și energie în rețelele electrice de transport și distribuție, conform legii Joule-Lenz (2).

$$\Delta P = R \cdot I^2 \text{ [kW]} \quad (2)$$

În general, OT / OD și producătorii de energie electrică nu dețin în proprietate sisteme moderne de stocare a energiei, motiv pentru care energia electrică produsă nu trebuie să depășească cererea de energie electrică, în caz contrar costurile de producere unitare crescând semnificativ (pentru aceeași unitate de energie – MW produsă, vândută și utilizată costurile cresc, întrucât au fost produse mai multe unități de energie).

Reducerea vârfurilor de sarcină va conduce, la scăderea costurilor de transport și distribuție prin minimizarea pierderilor Joule-Lenz, creșterea duratei de viață a echipamentelor – prin evitarea funcționării acestora la sarcini maxime / supra încărcate și minimizarea costurilor de mentenanță, asigurând astfel o maximizare a beneficiilor financiare pentru OD [18].

Datorită caracterului intermitent al surselor regenerabile de energie, menținerea stabilității și disponibilității rețelilor electrice devine o problemă din ce în ce mai importantă, odată cu creșterea puterii electrice instalate în acest tip de centrale electrice [20].

Creșterea numărului de centrale electrice, atât dispecerizabile (Putere electrică instalată mai mare de 5 MW), cât și nedispecerizabile (Putere electrică instalată mai mică de 5 MW) bazate pe surse regenerabile de energie conduce la modificarea fundamentală a alurii curbei de generare și sporesc variabilitatea puterii electrice tranzitate ce trebuie luată în calcul la proiectarea rețelilor electrice.

Totodată, creșterea numărului și puterii centralelor electrice bazate pe surse regenerabile de energie, instalate la nivelul utilizatorilor finali (regim de autoconsum), generează o serie de beneficii semnificative atât la nivelul acestora (prin evitarea unei ponderi din cheltuielile aferente energiei electrice achiziționate din SEN, degrevarea elementelor de rețea aflate în proprietatea acestora – transformatoare de putere și linii electrice), cât și la nivelul OD, prin asigurarea unui nivel de tensiune mai bun în lungul rețelei electrice de distribuție și degrevarea elementelor de rețea (transformatoare de putere și linii electrice) de sarcină, peste limitele de funcționare economică.

În același timp, amplificarea procesului de implementare de proiecte de generare distribuită va conduce, în timp, la reducerea veniturilor OD / OTS prin reducerea nivelului de energie tranzitată prin rețelele deținute / concesionate și exploatate de aceștia, efectul economic fiind unul cu un caracter dual.

Creșterea numărului și a puterii centralelor bazate pe surse regenerabile, combinată cu utilizarea SSEE, pot rezolva marea majoritate a problemelor uzuale generate de alura graficului de sarcină, prin AGS.

De asemenea, prin cuplarea inteligentă a SSEE cu SRE se pot elimina sau minimiza problemele generate de variabilitatea producției energiei electrice de către SRE, în sensul minimizării cheltuielilor aferente Pieței de Echilibrare la care utilizatorul final participă, prin creșterea preciziei prognozei cantității de energie electrică absorbită din / injectată în SEN.

Satisfacerea unui vârf de sarcină variabil în timp este uneori un proces cu o eficiență financiară extrem de redusă și cu un impact ridicat asupra mediului. Astfel, prețul energiei electrice la producere crește în timpul vârfului de sarcină, acesta fiind suportat de către utilizatorii finali.

AGS este așadar o metodă importantă și pentru această categorie de participanți la piață întrucât, prin abordarea unei scheme tarifare diferențiate, pot obține economii semnificative ale facturii de energie prin mutarea vârfului de sarcină propriu în perioade de gol ale curbei de sarcină la nivelul SEN. [22]

Beneficiile secundare generate din AGS pot consta în creșterea fiabilității elementelor de rețea pe care utilizatorii finali le dețin, dar și în îmbunătățirea ICTEE. Funcționarea cu sarcină sub cea normată/optimă nu este economică, nefiind utilizată rațional capacitatea de transfer pentru care a fost dimensionat elementul de rețea.

Prin utilizarea elementelor de rețea (transformatoare de putere și linii electrice) la sarcini optime tehnico-economic se asigură o durată de viață care să nu scadă sub durata normală de utilizare, ca urmare a evitării supraîncălzirii acestora și deteriorării izolației. De asemenea, prin introducerea unei surse distribuite de energie se pot asigura mai ușor valorile dorite ale unor ICTEE, dintre care cel mai relevant, conform [15], este variația tensiunii.

În eventualitatea în care s-ar admite funcționarea în regim insularizat a capacităților SRE instalate la nivelul utilizatorilor finali, ar putea fi aduse îmbunătățiri semnificative și pentru alți ICTEE, precum Indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (**SAIFI** – System Average Interruption Frequency Index), Energia nelivrată (**ENS** – Energy Not Supplied) și Indicele

frecvența medie a întreruperilor momentane (**MAIFI** – Momentary Average Interruption Frequency Index).

În general însă, funcționarea insularizată conduce la înrăutățirea ICTEE datorită dificultăților de menținere a frecvenței și a tensiunii în cadrul unor sisteme cu puține surse distribuite și greu controlabile (bazate pe surse regenerabile de energie cu caracter intermitent).

2.3.3. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului

Implementarea proiectului se va face la nivelul conturului energetic extins aparținând Beneficiarului – PRIMĂRIEI SECTORULUI 6.

Dezvoltarea proiectului se va face prin instalarea de panouri fotovoltaice (v. **Figura 2.13**) pe **acoperiș, sol** și structuri de tip **carport**, în diferite amplasamente ale Beneficiarului

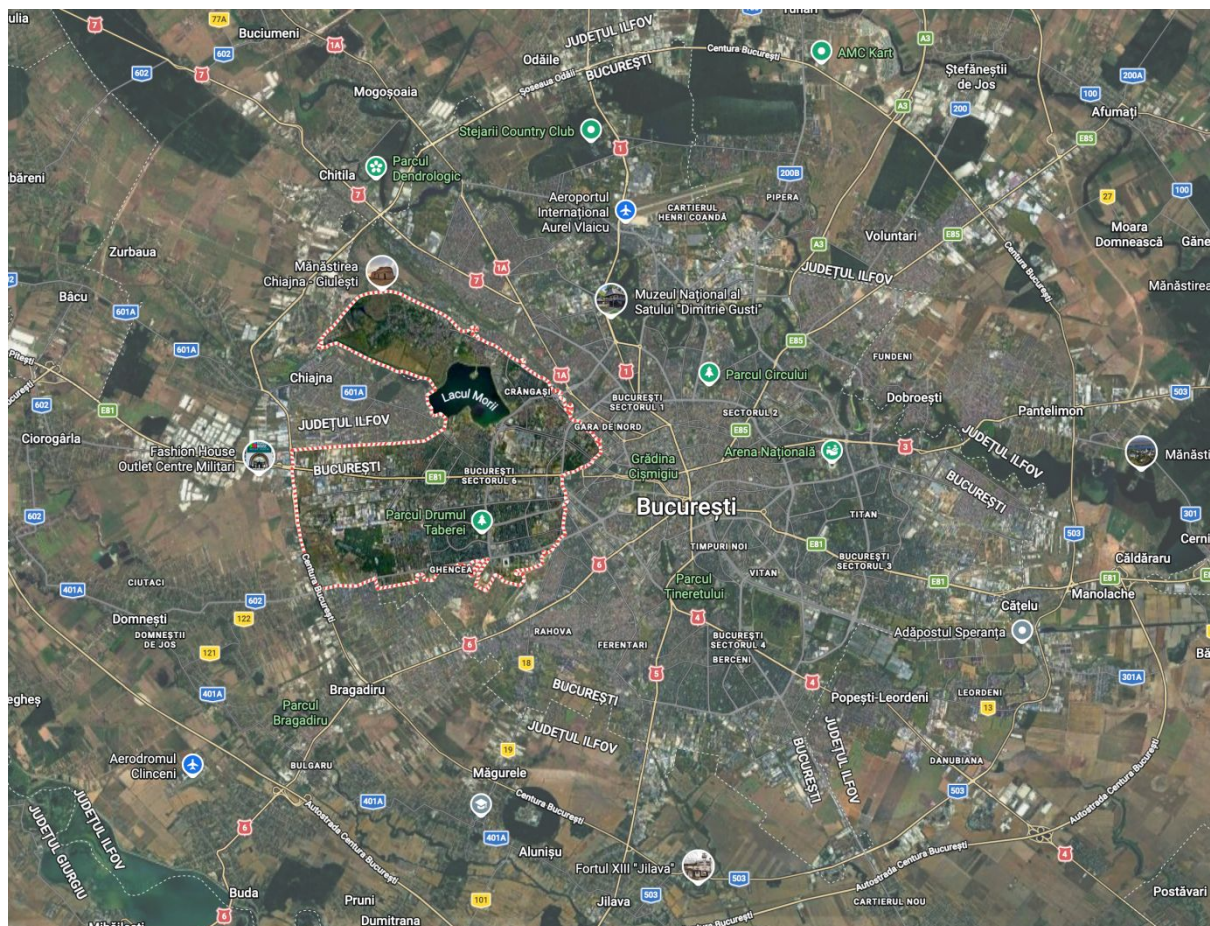


Figura 2.13 – Amplasament locație Beneficiar

Conturul energetic de referință al investiției este constituit din ansamblul a 47 de locații de consum aferente clădirilor publice din Sectorul 6 al Municipiului București.

Acestea formează baza de consum față de care se dimensionează capacitățile de producere a energiei electrice din sursă solară și sistemele de stocare în baterii electrochimice, destinate autoconsumului.

Delimitarea urmărește clădirile publice incluse în proiect — unități de învățământ și clădiri administrative aflate în subordinea Sectorului 6 — cu activitățile didactice, administrative și auxiliare desfășurate în cadrul acestora.

Ansamblul analizat cuprinde 19 grădinițe, 17 școli gimnaziale, două școli gimnaziale speciale, șase licee și colegii și trei clădiri administrative.

Locațiile constituie un grup de consumatori distribuiți, cu funcțiuni educaționale și administrative complementare și cu niveluri diferite ale necesarului de energie electrică.

Apartenența lor la același contur de referință permite evaluarea necesarului energetic cumulat al proiectului, cu păstrarea evidenței consumului fiecărei locații.

Unități de învățământ preșcolar

Componenta de învățământ preșcolar cuprinde Grădinița cu program prelungit Albinuțele, Grădinița Colț de Rai, Grădinița Fulg de Nea, Grădinița nr. 40, Grădinița Hillary Clinton, Grădinița nr. 94, Grădinița nr. 111, Grădinița nr. 195 Prichindel, Grădinița nr. 210, Grădinița nr. 218, Grădinița nr. 229, Grădinița nr. 246, Grădinița nr. 272, Grădinița nr. 273, Grădinița nr. 197 Zâna Florilor, Grădinița nr. 209, Grădinița nr. 217, Grădinița nr. 250 și Grădinița Dumbrava Minunilor.

Aceste locații deserveșc activități de educație timpurie, supraveghere și îngrijire a copiilor, împreună cu activitățile administrative și gospodărești aferente. Din perspectiva utilizărilor energiei electrice, profilul funcțional al grădinițelor presupune iluminarea spațiilor ocupate și alimentarea echipamentelor necesare activităților curente. În funcție de dotarea și organizarea fiecărei unități, se pot adăuga consumuri pentru prepararea și păstrarea hranei, spălătorie, ventilare, climatizare și instalații auxiliare. Programul de ocupare a clădirii și organizarea serviciilor pentru copii influențează durata zilnică a consumului și suprapunerea acestuia cu producția fotovoltaică.

Școli gimnaziale

În această categorie sunt incluse Școala Gimnazială nr. 142, Școala Gimnazială nr. 153, Școala Gimnazială nr. 156, Școala Gimnazială Ion Dumitriu, Școala Gimnazială Sfânta Treime, Școala Gimnazială nr. 161, Școala Gimnazială nr. 163, Școala Gimnazială nr. 164 Sfântul Calinic de la Cernica, Școala Gimnazială nr. 167, Școala Gimnazială nr. 169, Școala Gimnazială Constantin Brâncuși, Școala Gimnazială Orizont, Școala Gimnazială nr. 198 Regina Maria, Școala Gimnazială nr. 279, Școala Gimnazială nr. 206, Școala Gimnazială Regele Mihai I și Școala Gimnazială nr. 197 — corp vechi.

Funcțiunea principală a acestor locații este desfășurarea procesului de învățământ, completat de activități administrative, extracurriculare și de întreținere a clădirilor. Utilizările caracteristice ale energiei electrice sunt asociate iluminatului sălilor de clasă și al spațiilor comune, echipamentelor informatice și didactice, precum și instalațiilor tehnice existente.

Laboratoarele, sălile de sport și celelalte spații specializate, acolo unde sunt prezente, contribuie la diferențierea necesarului energetic între unități. Organizarea cursurilor și calendarul școlar reprezintă factori relevanți pentru distribuția consumului în timp.

Unități de învățământ special

Conturul energetic include distinct Școala Gimnazială Specială Constantin Păunescu și Școala Gimnazială Specială pentru Deficienți de Auz Sfânta Maria. Aceste locații asigură servicii educaționale adaptate nevoilor elevilor, astfel încât utilizarea spațiilor și a echipamentelor trebuie corelată cu organizarea activităților de învățământ special și a serviciilor de sprijin aferente.

Din punct de vedere energetic, funcțiunile educaționale și administrative sunt însoțite de cerințele de confort interior și de alimentare a echipamentelor de sprijin utilizate efectiv în fiecare unitate. În cadrul proiectului, aceste locații sunt tratate individual în evidența consumului și contribuie la necesarul cumulat de referință prin valorile înscrise în macheta de calcul.

Licee și colegii

Categoria include Colegiul Tehnic Carol I, Colegiul Tehnic Gheorghe Asachi, Liceul Tehnologic Sfântul Antim Ivireanu, Liceul Teoretic Tudor Vladimirescu, Liceul Tehnologic Petru Poni și Colegiul Tehnic Petru Maior.

Aceste locații reunesc activități de învățământ teoretic, tehnologic și sportiv, cu cerințe funcționale diferite. Pe lângă utilizările comune ale energiei electrice pentru iluminat, echipamente informatice și servicii administrative, profilul lor poate include alimentarea laboratoarelor, atelierelor de instruire practică și a spațiilor sportive, în funcție de dotările existente. Diversitatea activităților și a programelor de utilizare a clădirilor explică necesitatea caracterizării separate a fiecărei locații în bilanțul energetic al proiectului.

Liceele și colegiile reprezintă aproximativ 40,96% din consumul cumulat de referință, constituind categoria cu cea mai mare contribuție energetică. În cadrul întregului grup analizat, Liceul Tehnologic Petru Poni înregistrează unul dintre cele mai mari consumuri însumate în machetă, de 324,76 MWh, ceea ce îi conferă o pondere semnificativă în necesarul de energie electrică al conturului.

Clădiri administrative

Conturul energetic include trei clădiri administrative aflate în subordinea Sectorului 6 al Municipiului București: sediul Primăriei Sectorului 6 din Calea Plevnei nr. 147-149 și cele două sedii ale Poliției Locale Sector 6, din B-dul Timișoara nr. 15 și din Șos. Orhideelor nr. 2D.

Spre deosebire de unitățile de învățământ, aceste locații funcționează după un program administrativ continuu, fără întreruperile determinate de vacanțele școlare. Consumul de energie electrică este generat de iluminat, echipamente informatice, instalații de climatizare și de sistemele de securitate și supraveghere aflate în funcțiune permanentă. Profilul de consum, relativ constant pe parcursul anului și concentrat în intervalul diurn, se corelează favorabil cu producția fotovoltaică, ceea ce susține un grad ridicat de autoconsum direct.

Particularități energetice relevante pentru autoconsum

Prin specificul funcțiunilor descrise, consumul este legat de ocuparea spațiilor, desfășurarea activităților didactice și funcționarea instalațiilor care deservește clădirile. Este de așteptat ca o parte relevantă a cererii de energie să se manifeste în timpul zilei, creând posibilitatea utilizării directe a producției fotovoltaice. Gradul efectiv de simultaneitate depinde însă de programul fiecărei unități, de activitățile desfășurate în afara orelor de curs și de consumurile instalațiilor tehnice.

Vacanțele școlare, zilele nelucrătoare și variația programelor de activitate modifică necesarul de energie al locațiilor. Pentru exploatarea capacităților fotovoltaice, aceste particularități impun corelarea producției cu cererea efectivă de consum. Stocarea în baterii permite păstrarea temporară a unei părți din energia produsă și utilizarea acesteia în intervale ulterioare, în limita capacității disponibile, a puterii de încărcare și descărcare și a cererii de energie.

Astfel, integrarea CEF și BESS urmărește creșterea utilizării energiei regenerabile pentru activitățile educaționale și auxiliare ale conturului analizat.

Din perspectiva investiției, cele **47 de locații** formează baza de referință pentru evaluarea necesarului energetic, în timp ce distribuția echipamentelor de producere și stocare este stabilită prin configurația tehnică a proiectului. Evidența consumului pe fiecare locație permite urmărirea contribuției acesteia la necesarul total și, ulterior implementării, evaluarea energiei produse, stocate și utilizate pentru autoconsum.

Locațiile prevăzute pentru instalarea centralelor fotovoltaice

Din totalul celor 47 de locații ale căror consumuri sunt luate ca referință, instalarea centralelor electrice fotovoltaice se va realiza la cele 44 de locații identificate și analizate în subcapitolele următoare.

Extrasele de Carte Funciară pentru locurile de consum considerate pentru instalarea CEF + BESS se pot găsi în **Anexa 1**.

În acest sens a fost realizată o analiză a **facturilor fiscale existente** pentru a identifica necesarul de energie electrică la nivelul conturului energetic extins al Beneficiarului. Facturile fiscale se pot consulta în **Anexa 2**.

Din această analiză a reieșit că **necesarul anual de energie electrică** (la nivelul perioadei de referință – 01.08.2025 - 31.07.2026) se ridică la **3.013,94 MWh/an**, respectiv **259,20 t.e.p./an**, cu un impact de mediu asociat de **1.773,70 tone CO₂ echivalent/an** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh).

Istoricul de consum pentru perioada **august 2025 – iulie 2026 (ranranjat calendaristic)** poate fi consultat în **Tabelul 2.4** și, sub formă grafică, în **Figura 2.14**.

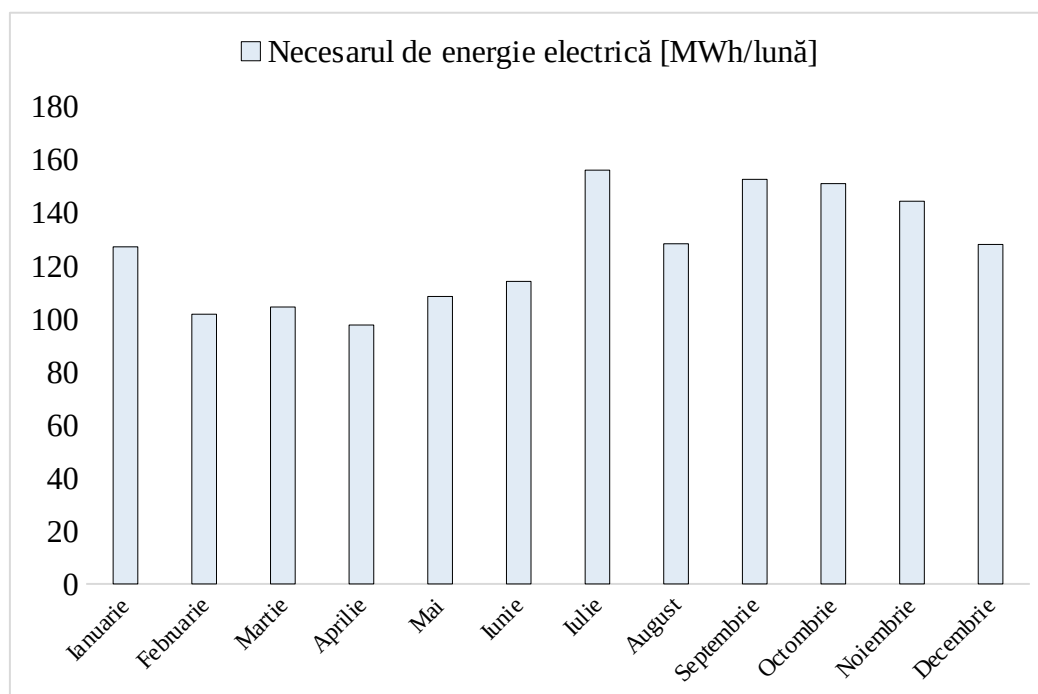


Figura 2.14 – Istoric de consum agregat la nivelul conturului energetic al Beneficiarului

Tabelul 2.4 – Centralizarea consumurilor lunare de energie electrică – MWh/lună

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]
Ianuarie	432,59
Februarie	386,59
Martie	350,60
Aprilie	225,89
Mai	216,90
Iunie	212,05
Iulie	169,51
August	147,50
Septembri	224,08

e	
Octombrie	237,38
Noiembrie	281,49
Decembrie	129,37
TOTAL	3.013,94

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII

2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național

Din punct de vedere al analizei congestionării rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport, așa cum se prezintă în **Figura 2.15, Centrala fotovoltaică** propusă este situată în **zona B**, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de **2.280 MW**.

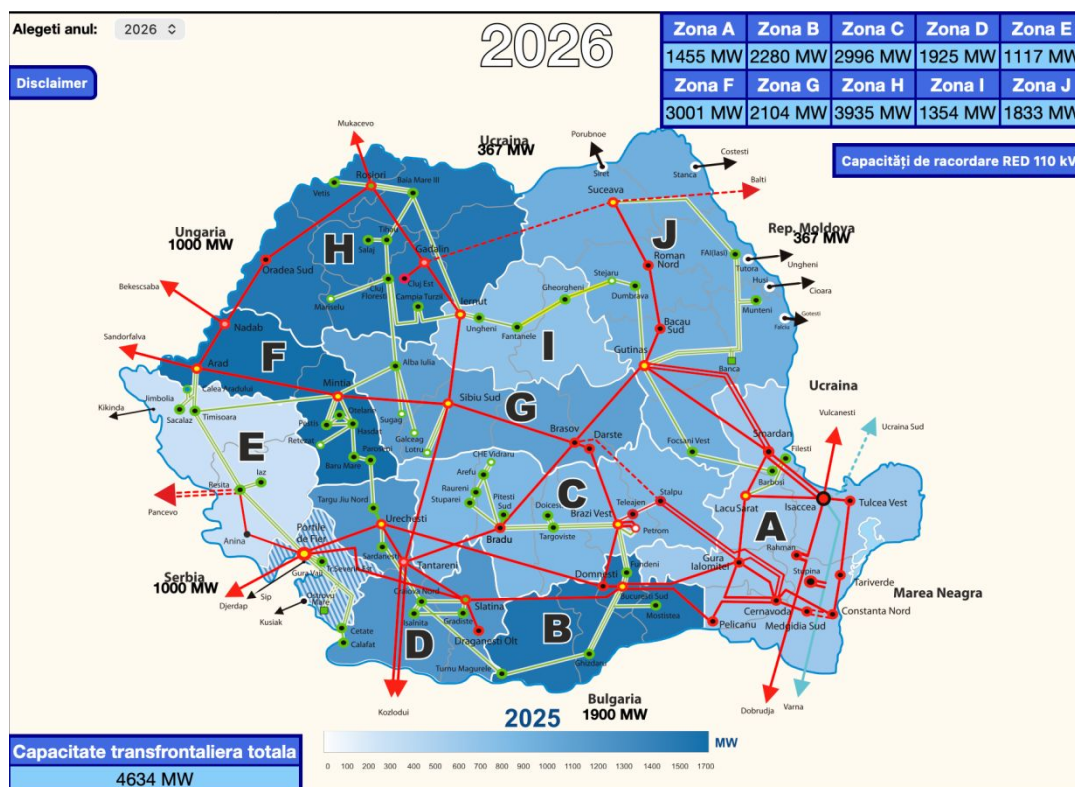


Figura 2.15 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, August 2026

În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe evoluția istorică a piețelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM).

Se observă (v. **Figura 2.16**) că în perioada de analiză 11.09.2020 – 31.12.2025, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 300%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.

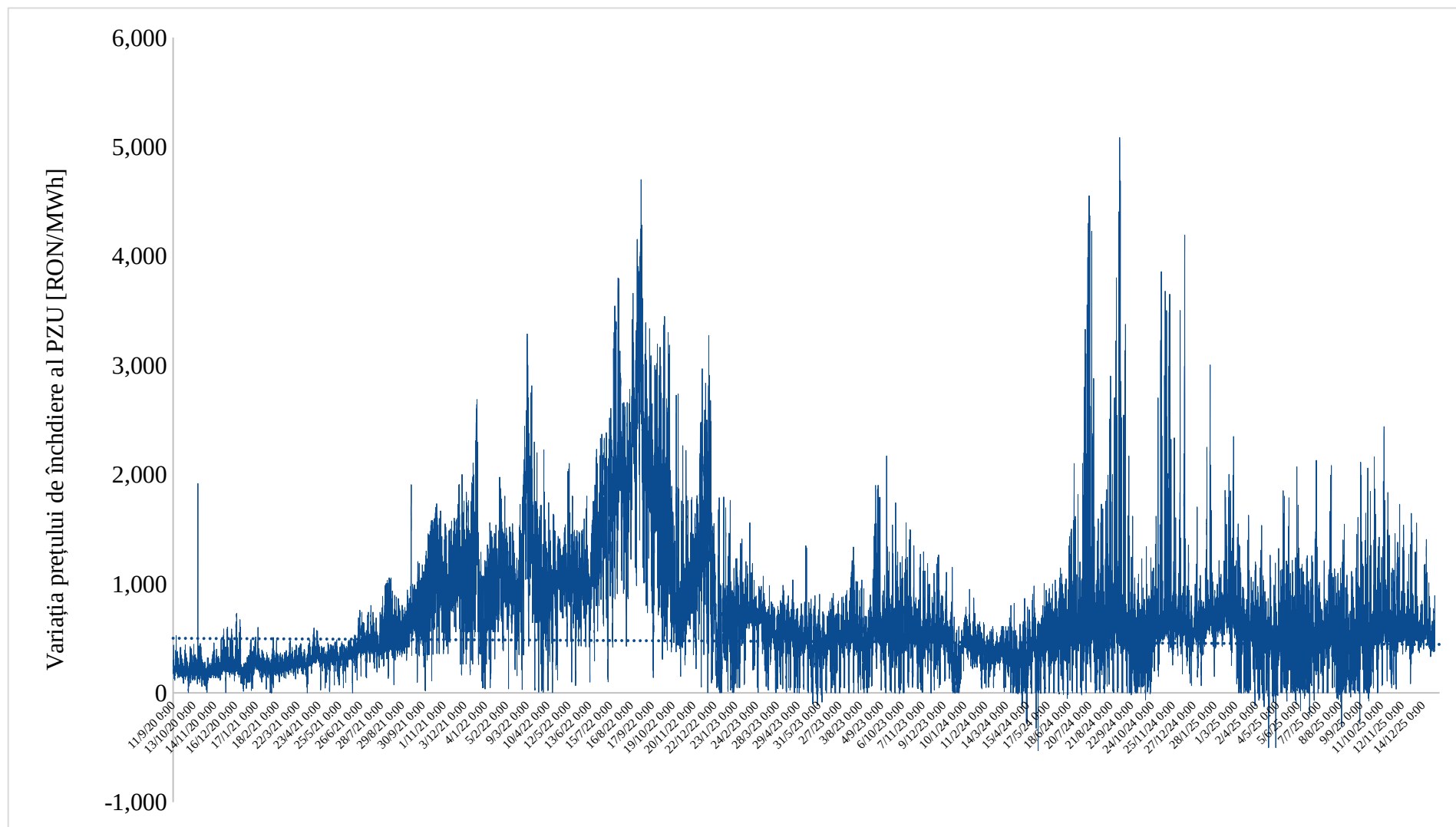


Figura 2.16 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2025

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa (a se vedea **Figura 2.17**) că există un ușor dezechilibru între Cererea de energie electrică și Oferta de energie electrică disponibilă pe plan național, fapt ce a condus la importuri de energie aproape în fiecare interval de decontare / tranzacționare din perioada de analiză, după cum se poate observa și în **Figura 2.18**.

Există așadar un deficit aproape constant de energie electrică la nivelul OPCOM, fapt ce susține necesitatea dezvoltării proiectului propus în prezenta lucrare.

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, Prestatorul a realizat o analiză orară, multi lunară, a acestor valori. Matricea de repartitie orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, va fi prezentată în **Tabelul 2.5**.

Tabelul 2.5 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 01.01.2025 – 31.12.2025)

ORA	Luni	Marti	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	487,65	480,79	525,99	534,58	524,79	516,87	541,88
1:00	450,74	454,27	489,54	498,46	495,13	487,68	509,90
2:00	426,11	432,70	469,40	480,24	469,60	464,61	489,81
3:00	417,58	427,62	457,67	472,77	462,03	457,51	474,70
4:00	416,78	444,11	475,52	487,21	475,14	467,82	473,37
5:00	420,40	516,54	540,50	540,88	527,49	522,22	485,83
6:00	412,60	660,41	676,31	645,14	639,89	622,54	495,71
7:00	384,78	772,62	800,26	722,59	715,45	673,87	502,49
8:00	306,09	693,12	705,50	651,98	618,20	603,60	452,65
9:00	249,40	565,13	546,81	561,41	501,31	500,78	349,12
10:00	214,53	448,96	426,29	437,86	403,29	404,99	261,63
11:00	182,37	393,62	383,42	390,34	356,59	347,11	218,13
12:00	150,68	359,55	352,22	362,26	324,58	325,55	201,49
13:00	127,81	365,44	348,00	358,50	323,50	314,22	195,26
14:00	157,56	392,05	397,05	398,40	370,00	332,25	218,30
15:00	237,24	494,76	510,55	505,13	479,61	438,43	282,93
16:00	352,73	664,11	678,64	653,89	631,44	584,62	418,57
17:00	527,91	816,71	815,95	838,10	766,92	734,60	610,80
18:00	660,67	955,34	937,59	950,07	856,20	850,85	719,39
19:00	727,46	1.052,48	1.072,11	1.042,90	935,97	880,95	777,37
20:00	721,38	1.023,75	977,81	999,46	912,73	854,85	801,35
21:00	656,69	781,00	750,25	768,61	726,88	712,73	690,08
22:00	585,56	656,12	645,92	643,77	635,35	633,76	605,67
23:00	511,73	572,95	564,22	566,96	554,81	563,88	532,85

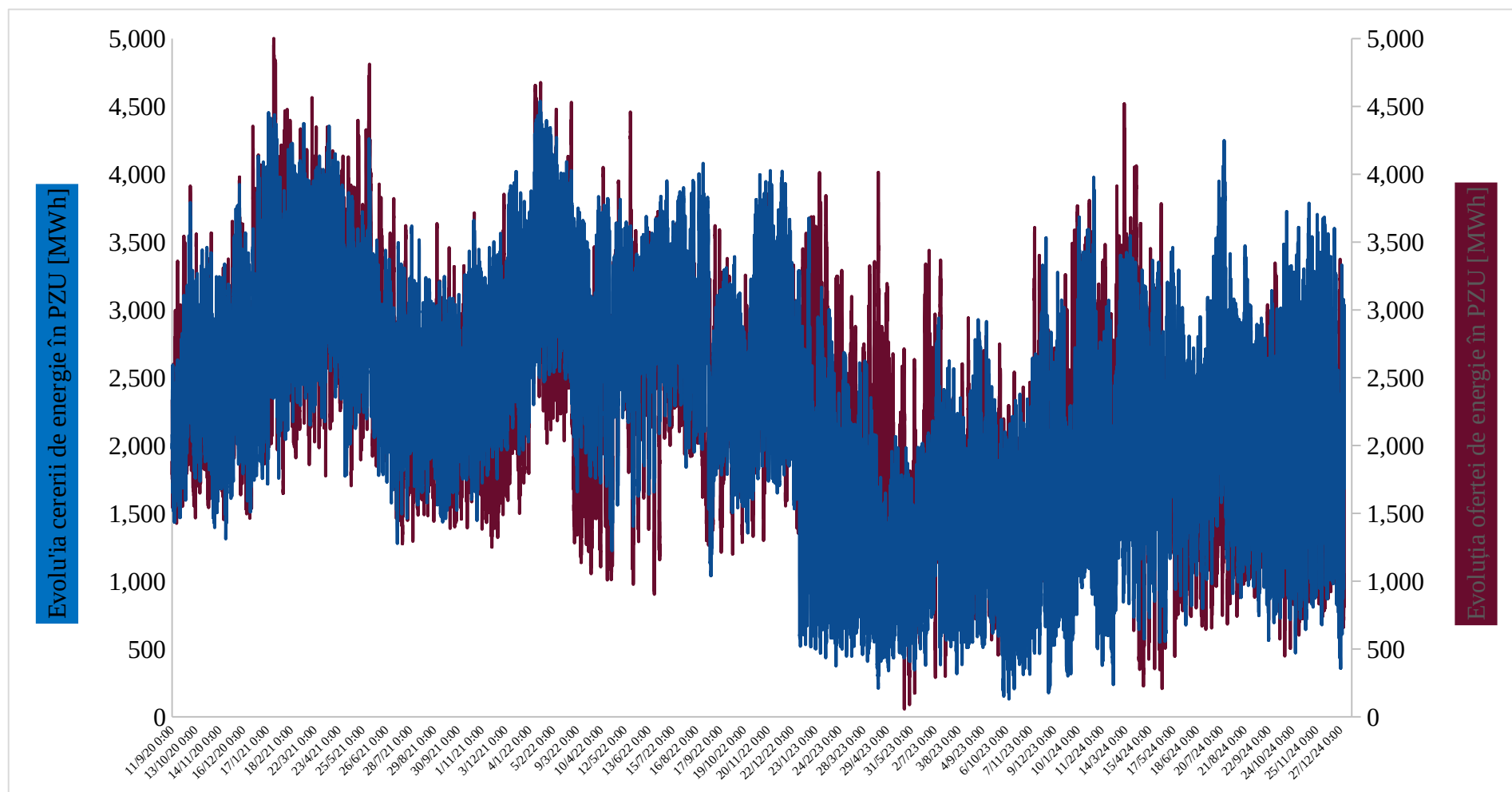


Figura 2.17 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024

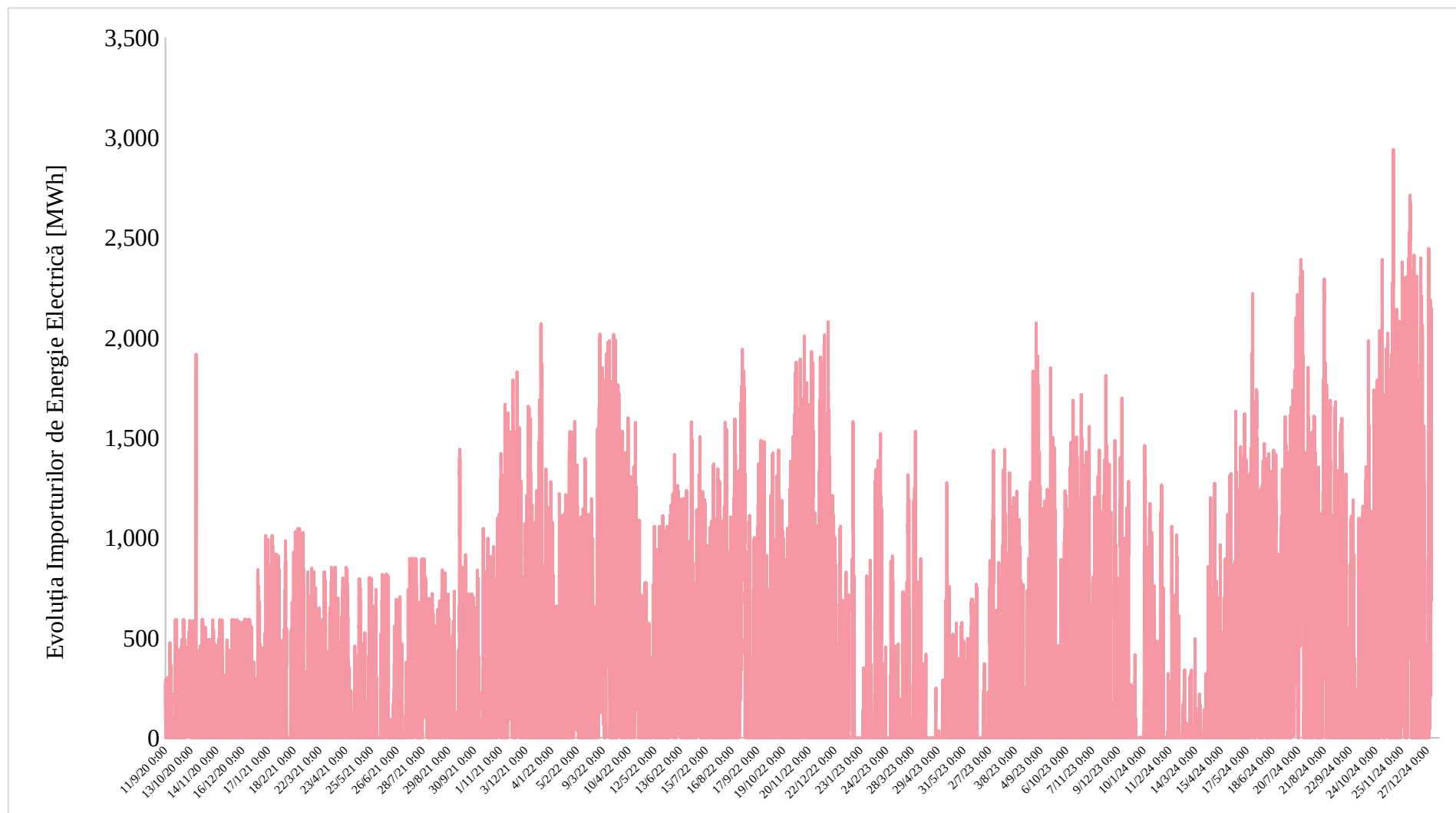


Figura 2.18 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024

De asemenea, în urma analizei statistice a evoluției prețurilor energiei electrice în Piața pentru Ziua Următoare în ultimul an calendaristic încheiat (01.01.2025 – 31.12.2025), se poate observa (v. **Figura 2.19**) că variația acestora urmează îndeaproape variația curbei de sarcină la nivel național, fiind înregistrate prețuri medii minime de 290,66 – 371,35 RON/MWh în intervalele 10:00 – 12:00 (golul de zi) și prețuri medii maxime de 730,54 – 927,38 RON/MWh în intervalele 18:00 – 21:00 (vârful de seară).

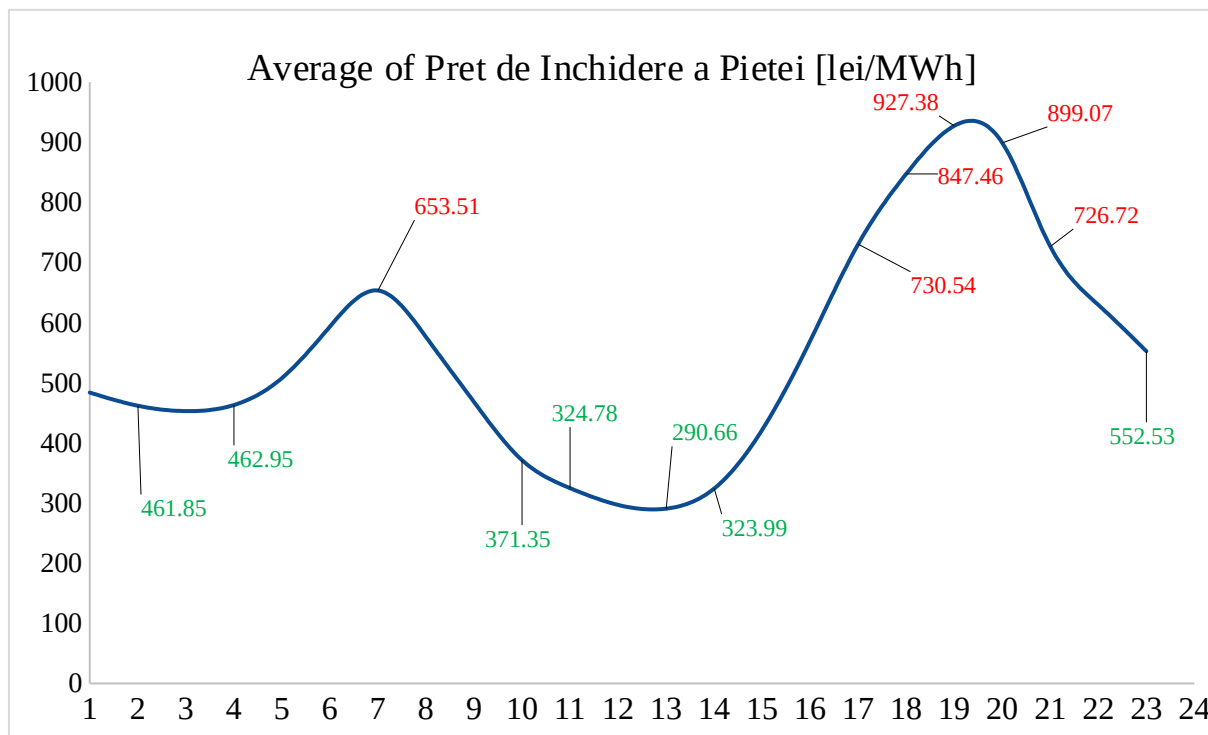


Figura 2.19 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2025 – 31.12.2025

De asemenea, se poate observa (v. **Figura 2.20**) că Piața de Echilibrare a înregistrat în perioada Noiembrie 2024 – Octombrie 2025, prețuri medii ponderate cuprinse între 2.100 RON/MWh și 3.360,55 RON/MWh, pe creștere și valori cuprinse între -613,85 RON/MWh și -2.710,38 RON/MWh pe scădere.

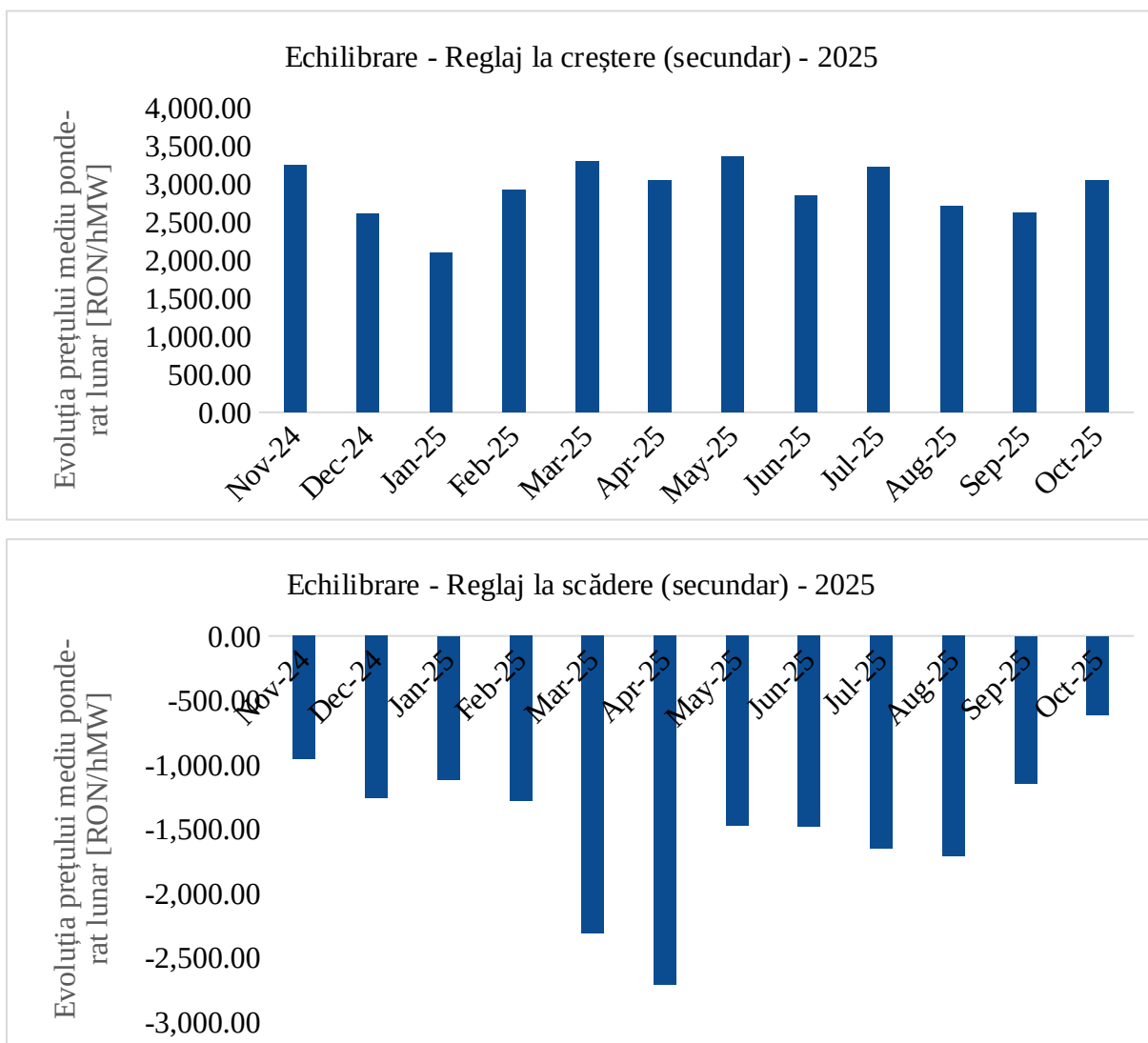


Figura 2.20 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)

Dacă se analizează doar componenta de reglaj secundar la creștere, conform statisticilor disponibile pe site-ul Operatorului de Piață OPCOM, prețul mediu pentru acest serviciu se situează la o valoare de 2.916,32 RON/MWh. Conform acelorași statistici, necesarul de putere pe interval de decontare (15 minute) este situat la o valoare medie de 113 MW (în octombrie 2025).

2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 21%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate din 1990, scăzând cu 6%/an între 1990 și 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din 1990).

Potrivit PNIESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, Potrivit PNIESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 57,80% în consumul de energie electrică, 29,40% în încălzire și răcire și 29,40% în transporturi (conform RED III).

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

Pentru a putea asigura tranziția către 100% energie regenerabilă până în anul 2050, se estimează un necesar de capacitate de stocare în baterii electrochimice de aproximativ **1.465 GWh**, din care pentru regiunea România – Bulgaria se preconizează un necesar total de capacități de stocare (în toate formele) de **72 TWh**.

La nivelul Uniunii Europene, conform previziunilor, în anul 2021 s-a înregistrat o creștere semnificativă a cererii pentru energie solară. La nivelul celor 27 de state membre au fost instalate facilități de producție energie din surse solare reprezentând aproximativ 25,9 GW reprezentând o creștere de 34% față de capacitățile reprezentând 19,3 GW instalate în anul 2020 la nivelul Uniunii Europene. Capacitățile instalate în anul 2021 reprezintă un record de capacități de producție instalate într-un singur an, depășind recordul prealabil de 21,4 GW din anul 2011².

Situația privind ponderea energiei regenerabile în mixtul total energetic, la nivelul anului 2023, în UE, este prezentată în **Figura 2.21**.

² EU market Outlook for Solar Power 2021 – 2025, SolarPower Europe.

Share of energy from renewable sources, 2023 (%)

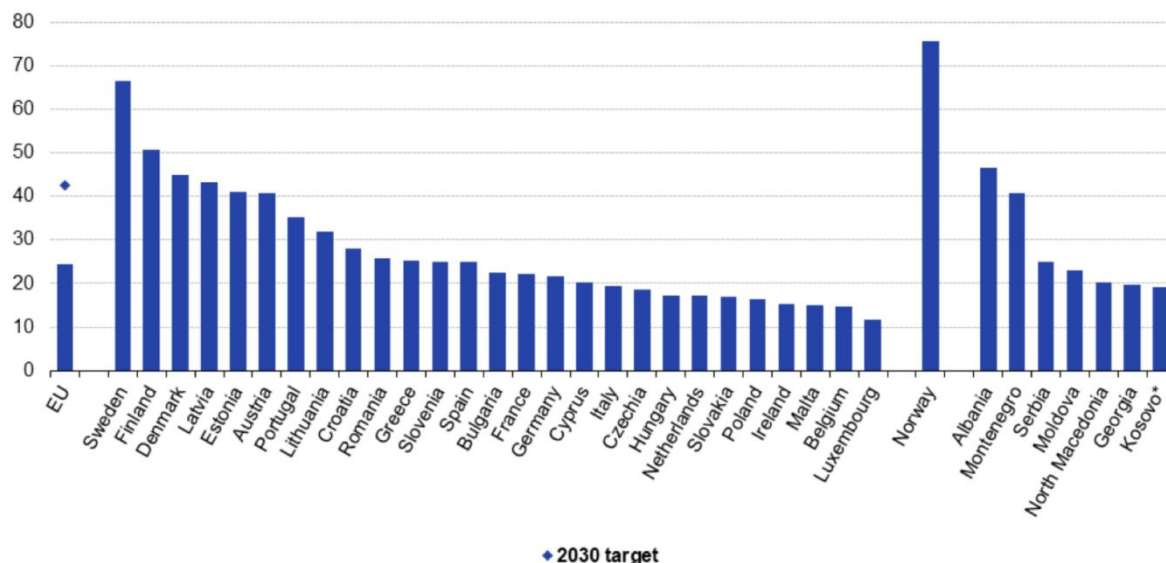


Figura 2.21 – Ponderea de energie regenerabilă în mixtul total energetic la nivelul UE
[Comisia Europeană]

Cel mai mare producător de energie din surse solare de la nivelul Uniunii Europene este Germania, care doar în anul 2021 a instalat capacități de producție reprezentând 5,3 GW, urmată de Spania cu 3,8 GW, Olanda cu 3,3 GW, Polonia cu 3,2 GW și Franța cu 2,5 GW.

Capacitățile de producție de energie din surse solare la nivelul Uniunii Europene reprezintă 196.23 GW în anul 2020, cu o creștere de 19% față de anul 2019 când capacitățile totale de producție reprezentau 164,9 GW.

Doar în anul 2023, la nivelul Uniunii Europene au fost instalați peste **55,9 GW** de capacități **fotovoltaice** – o creștere cu peste 40% față de anul anterior, și o dublare a pieții față de anul 2021.

Estimările arată că în anul 2025 s-au instalat și se vor instala peste **73,8 GW** în capacități fotovoltaice, urmat de **84,2 GW** în 2026 și **93,1 GW** în 2027.

Segmentul de piață aferent proiectelor de talie mare este preconizat la a crește de la **89,6 GW** în 2023 până la **222 GW** în 2027.

În prezent, producția de energie din surse solare este dominată de doua state la nivelul European, Germania și Spania, care împreună dețin facilități de producție de peste 30% din totalul capacităților existente la nivelul Uniunii Europene.

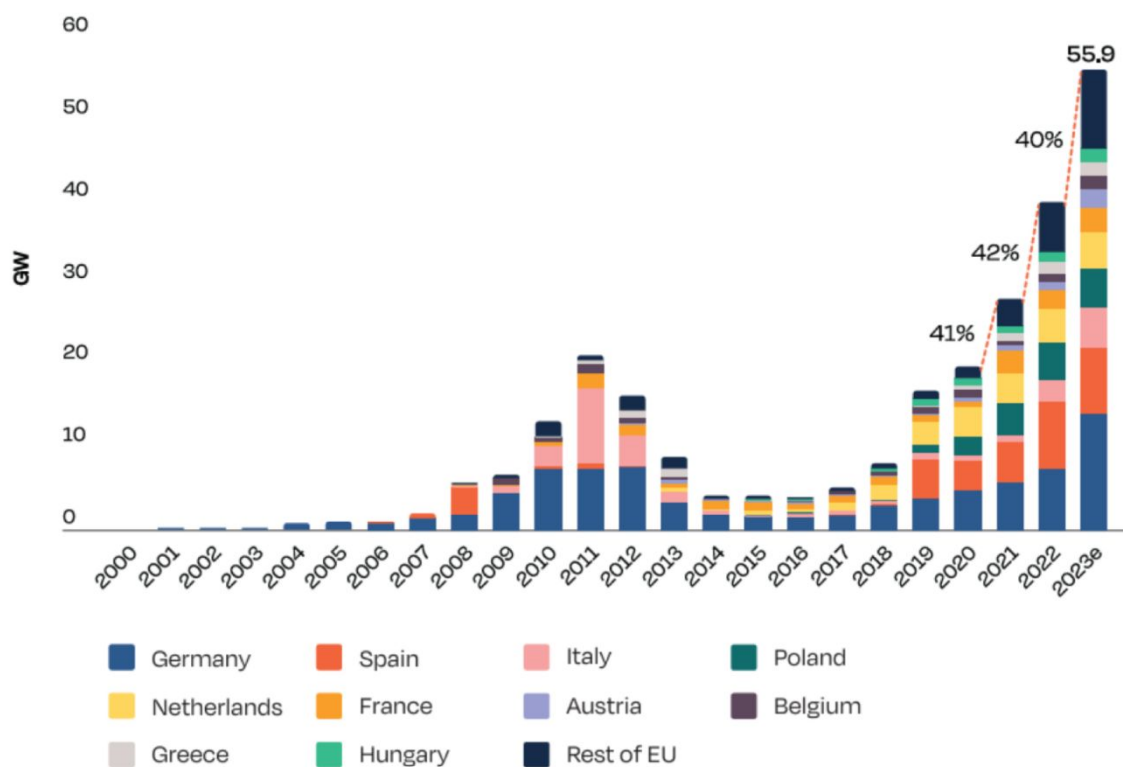


Figura 2.22 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE

La nivel european, cele mai performante state din punct de vedere al capacităților de producție energie din surse solare instalate raportate la numărul de locuitori sunt Olanda cu 1.467 W/capita, Germania cu 1.192 W/capita și Austria cu 1.013 W/ capita.

Topul este completat de state precum Spania, Estonia, Grecia și Belgia, România aflându-se la coada acestui clasament indicând o nevoie acută pentru accelerarea investițiilor în instalarea de noi capacități de producție.

La nivelul Uniunii Europene, la finalul anului 2023, puterea instalată per capita a fost de **585 W/capita**, față de **466 W/capita** în 2022.

La nivelul Uniunii, proiectele rooftop au avut o rată anuală de creștere de **54%**.



Figura 2.23 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per capita în centrale fotovoltaice

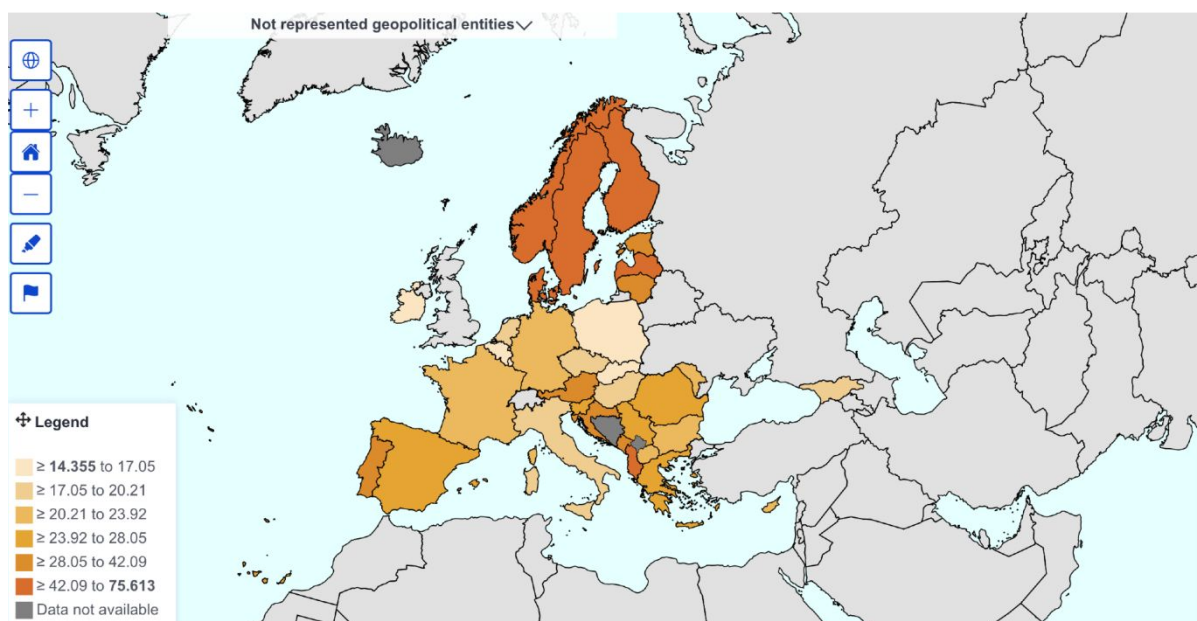


Figura 2.24 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene

Conform prognozelor pentru perioada 2025 – 2030 este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 11 – 15%/an, ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate.

Pentru anul 2025 este prognozată o creștere cu creștere a capacităților de producție reprezentând **380 GW Solar + 254 GW Eolian**, în timp ce în 2030 se estimează o creștere de

capacitate de **600 GW Solar + 254 GW Eolian**. De asemenea, UE urmărește atingerea unei capacități instalate în centrale eoliene offshore de cel puțin **86-89 GW** până în 2030.

Vectorii care susțin creșterea cererii pentru energie din surse solare sunt:

- În ciuda creșterii recente pentru echipamentele de producție energie solară, curba de reducere a costurilor pentru energia solară este intactă; conform raportului "Levelized Cost of Energy Report 2024" costul mediu pentru proiecte de talie mare bazate pe surse solare a scăzut cu 10% față de anul 2020, practic având un cost similar cu cel al proiectelor de producere a energiei electrice în centrale eoliene onshore.
- Versatilitatea energiei solare este neegalată permițând o varietate de aplicații care răspund eficient cererii de pe piață ținând cont de reducerea costurilor de producție a energiei solare. Energia solară are aplicații multiple din punct de vedere al amplasării unităților de producție, al conectivității directe cu consumatorii de energie precum și a versatilității sistemelor de producție energie solară de a se adapta industriilor deservite.

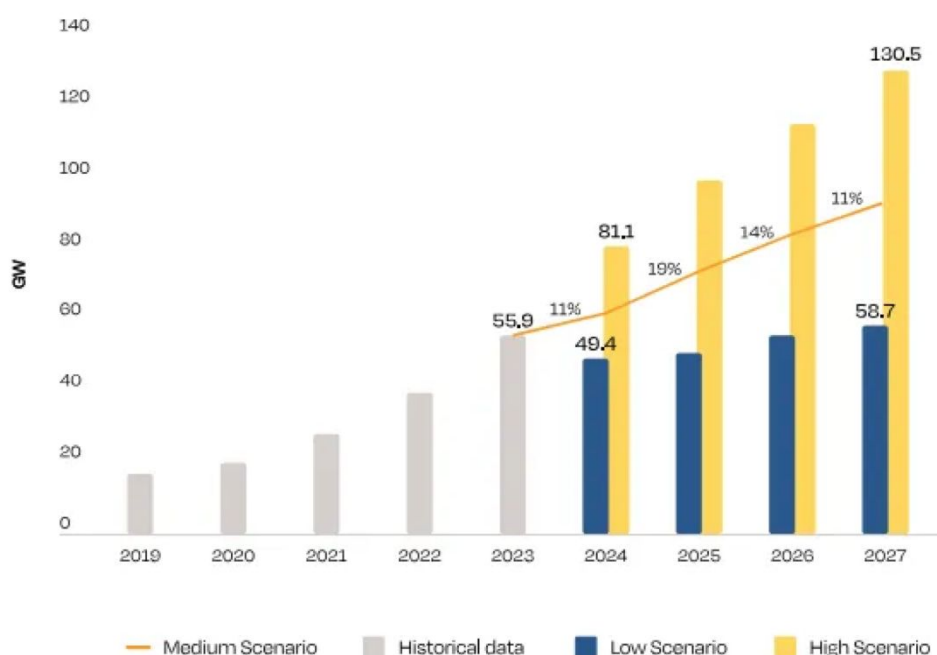


Figura 2.25 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară

La nivel național, România se află la coada clasamentului privind facilitățile de producție energie din surse solare instalate. Astfel în anul 2025 în România există facilități de producție de energie solară reprezentând doar 2.529,15 MW.

Cel mai îngrijorător aspect este legat de faptul că în perioada 2013 – 2021 în România au fost instalate capacități de producție energie solară de doar 105 MW, înregistrându-se în perioada 2013 – 2021 o creștere de doar 8,12% pe întreg orizontul de operare în condițiile în care media Uniunii Europene este de 11% pe același interval de analiză³.

Cu toate acestea, s-a observat o tendință de creștere semnificativă a capacității instalate în centrale fotovoltaice, în perioada 2021 – 2025, cu **308%** în anul 2023 față de anul anterior.

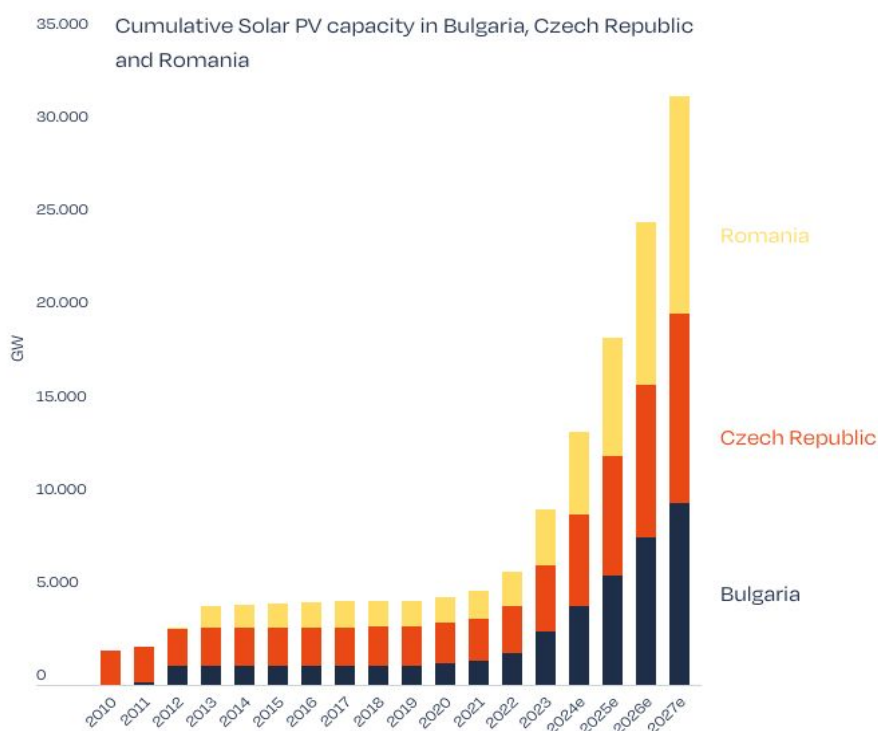


Figura 2.26 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România

În România, sistemele de stocare a energiei electrice în baterii — **BESS (Battery Energy Storage Systems)** — înregistrează o dezvoltare accelerată în anul 2026. Potrivit datelor Transelectrica preluate în presa economică, la **1 septembrie 2026**, capacitățile instalate raportate însumau **1.094 MW putere și 2.310 MWh capacitate energetică**. Comparativ cu începutul anului, când erau raportate aproximativ 494 MW și 914 MWh, puterea instalată a crescut cu circa **121%**, iar capacitatea energetică cu aproximativ **153%**. Evoluția indică trecerea către implementarea la scară largă a stocării electrochimice în Sistemul Electroenergetic Național. ([Date pentru începutul anului](#); [situația la 1 septembrie 2026](#))

³ <https://www.irena.org/solar>

Ritmul recent de dezvoltare este semnificativ: între 1 august și 1 septembrie 2026, capacitatea energetică raportată a crescut de la **1.975 MWh la 2.310 MWh**, respectiv cu **335 MWh într-o singură lună**, echivalentul unui avans de aproximativ **17%**. În același interval, puterea instalată a crescut cu 105 MW. Raportul dintre capacitatea energetică și puterea instalată la începutul lunii septembrie conduce, prin calcul, la o **durată nominală agregată de aproximativ 2,1 ore**.

Acest indicator este compatibil cu utilizarea BESS pentru transferul energiei între intervalele de excedent și cele de consum ridicat; durata efectivă depinde însă de starea de încărcare, energia utilizabilă și regimul de exploatare. ([Statistici publicate în septembrie 2026](#))

Dezvoltarea pieței este susținută de instalații de mari dimensiuni, precum cele de la **Florești, de circa 400 MWh, Gura Ialomiței, de 300 MWh, și Iaz, de 206 MWh**. Împreună, acestea reprezintă aproximativ **39% din capacitatea energetică totală raportată** la 1 septembrie, evidențiind contribuția importantă a investițiilor individuale de mare capacitate. ([Capacități operaționale reprezentative](#))

Perspectivile de extindere sunt susținute și prin finanțare publică. La **6 martie 2026**, Comisia Europeană a aprobat o schemă de **150 milioane EUR**, finanțată din Fondul pentru modernizare, destinată realizării a cel puțin **2.174 MWh de noi capacități BESS autonome**, prin granturi atribuite competitiv. Această valoare reprezintă un obiectiv de investiții și trebuie diferențiată de capacitățile deja instalate. Extinderea stocării urmărește integrarea producției regenerabile variabile și creșterea flexibilității sistemului, prin valorificarea energiei disponibile în intervale diferite de cele în care este produsă. ([Comisia Europeană](#)).

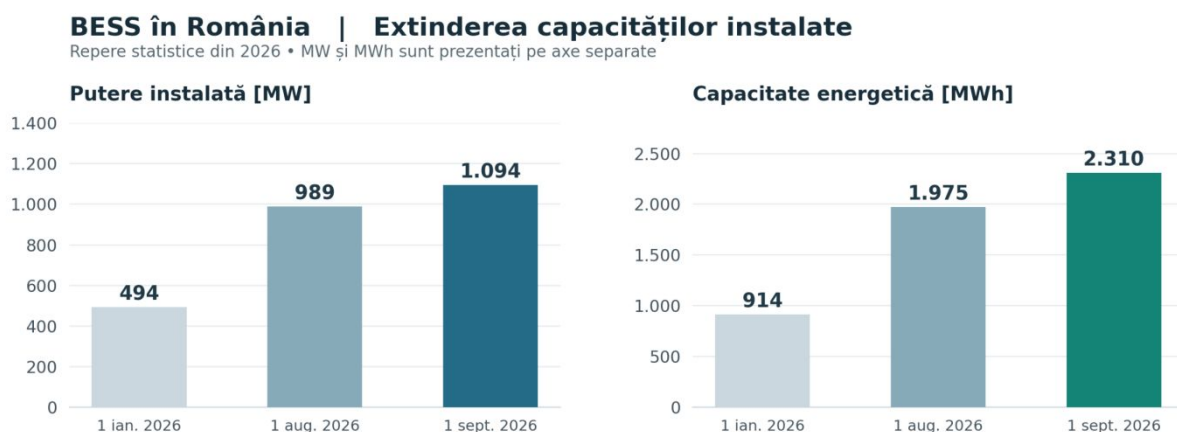


Figura 2.27 – Evoluția capacităților de stocare în România – 01.01.2026 – 01.09.2026

2.4.3. Cererea și de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului

Pentru a putea determina necesarul de energie electrică al Beneficiarului și pentru a evalua tehnic, energetic și financiar proiectul propus către implementare, în cadrul **prezentei lucrări** a fost realizată o analiză a necesarului de energie electrică, pentru perioada 01.08.2025 - 31.07.2026, pentru amplasamentele vizate de **obiectivul de investiții**, prezentată în cadrul subcapitolului 2.3.3

2.4.4. Potențialul solar al României

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 2.5 - 100 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. **Figura 2.28**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dogrobei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 2.5 - 100 kWh/m²/an.

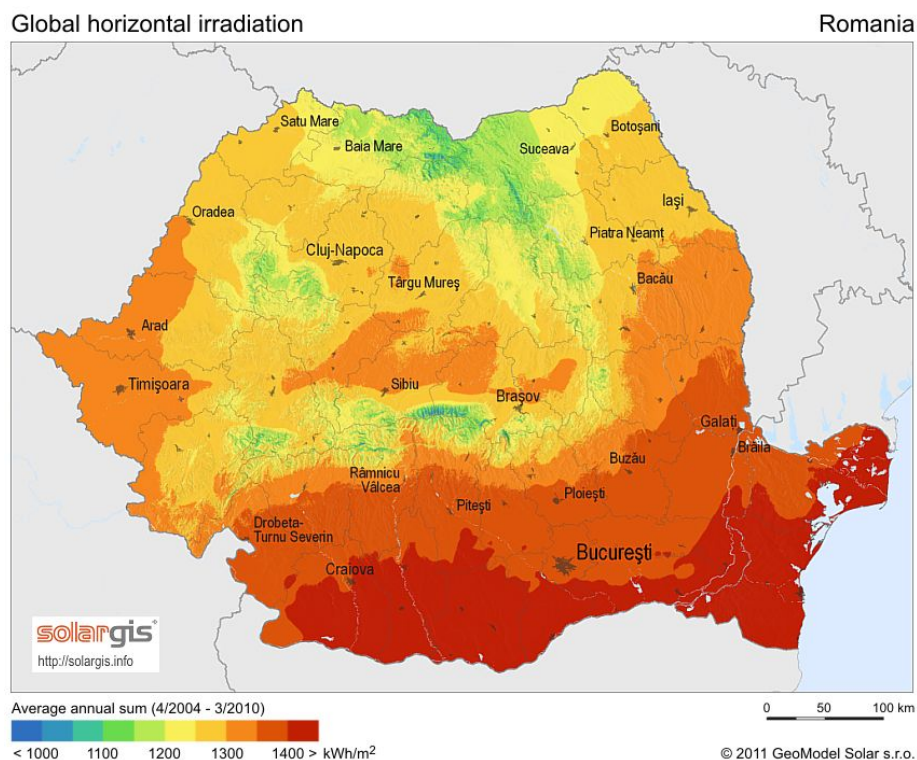


Figura 2.28 – Harta României privind Potențialul Solar

2.4.5. Concluzii

Conform A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021,” 2021, pct (Energiei A. I., Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra

cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021, 2021), cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, s-a observat că anul 2021 a adus o creștere de peste 5% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2020 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%, trend menținut și pe parcursul anului 2021.

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

Pentru a putea asigura tranziția către 100% energie regenerabilă până în anul 2050, se estimează un necesar de capacitate de stocare în baterii electrochimice de aproximativ **1.465 GWh**, din care pentru regiunea România – Bulgaria se preconizează un necesar total de capacități de stocare (în toate formele) de **72 TWh**.

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea de fonduri nerambursabile prin **Fondul de Modernizare**.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma **unei** centrale fotovoltaice, se urmărește creșterea gradului de energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea ȋintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ” **MONTAREA SISTEMELOR FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ȘI INSTALAREA SISTEMELOR DE STOCARE PENTRU AUTOCONSUM ÎN CLĂDIRILE PUBLICE DIN SECTORUL 6 AL MUNICIPIULUI BUCUREȘTI**”, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unei centrale fotovoltaice de către PRIMĂRIEI SECTORULUI 6, în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică ale acestora.

Obiective specifice:

- Crearea unei centrale fotovoltaice cu putere instalată unitară de **2.505,75 kW_p / 2.465,00 kW_{AC}**, o capacitate de stocare a energiei electrice în baterii electrochimice de **6,9 - 5.015 kWh**, până la data 31.12.2029;
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- o Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **220,62 t.e.p/an din surse regenerabile;**
- o Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **30.194,01 tone de CO₂ echivalent într-o**

perioada de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);

- o Producția netă totală de energie electrică de **51.306,73 MWh** într-o perioadă de **20 de ani**;
- o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,88%/an**.
- o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.714,64 MWh/an** în primul an de funcționare – **rată de autoconsum agregat de 100,00%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.505,75 kWp / 2.465,00 kW_{AC}**.
- Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie: **6,9 - 5.015 kWh**.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate

În vederea elaborării prezentului Studiu de Fezabilitate, au fost analizate **două** variante tehnice relevante, ținând cont de principalele restricții privind performanța minimă a soluțiilor tehnice:

Pentru panourile fotovoltaice:

- Randamentul minim trebuie să fie de minimum 19% pentru **panourile monocristaline din siliciu**;
- Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:
 - O valoare standard a radiației solare de **1.000 W/m²**;
 - Masa aerului (AM) de **1,5**;
 - Temperatura celulei PV de **25 °C**.

Pentru invertoarele utilizate:

- Acestea trebuie să fie conforme cu prevederile Ordinilor Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) aflate în vigoare: Ord. nr. 228/2017 și Ord. nr. 132/2020;
- Randamentul minim (european) trebuie să fie de **97%**.

Ținând seama de aspectele prezentate anterior, soluțiile tehnice propuse pentru analiză sunt caracterizate de performanțe net superioare. Acestea vor fi prezentate, sub formă sintetizată, în **Tabelul 3.1**.

Vor fi așadar comparate două variante distincte de dezvoltare a **obiectivului de investiții**:

- **Scenariul 1** – Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate folosind module PV 650 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh;
- **Scenariul 2** - Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate folosind module PV 450 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh.

Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză

Varianta	Echipament	Caracteristici	Valoare	Unitate de Măsurare
1.	Panouri PV	Cantitate	3.855	Buc.
		Putere nominală	650	Wp
		Randament minim	24,40	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare	Cantitate	9 / 7 / 0 / 10 / 4 / 0 / 3 / 14 / 10 / 9	Buc.
		Putere nominală	5 / 10 / 12 / 20 / 25 / 17 / 30 / 40 / 50 / 100	kW
		Randament european minim	98,00	%
	Structură montaj	Orientare (majoritară)	EST-VEST	-
		Înclinație	5 – 10	Grade
		Material	Oțel / Aluminiu	-
		Tip	Prefabricată	-
	Stocare energie	Tip	Modular	-
		Tehnologie	LFP	-
Cantitate		70 / 11 / 10 / 3 / 15 / 8 / 0 / 1 / 0 / 0	Buc.	
Capacitate nominală unitară / Capacitate utilizabilă		6,9 / 96,80 / 129,00 / 161,30 / 195,50 / 215 / 241 / 1.016 / 2.032 / 4.472 / 5.015	kWh	
2.	Panouri PV	Cantitate	5.552	Buc.
		Putere nominală	450	Wp
		Randament minim	20,37	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare	Cantitate	9 / 7 / 0 / 10 / 4 / 0 / 3 / 14 / 10 / 9	Buc.
		Putere nominală	5 / 10 / 12 / 20 / 25 / 17 / 30 / 40 / 50 / 100	kW
		Randament european minim	97,00	%
	Structură montaj	Orientare (majoritară)	EST-VEST	-
		Înclinație	5 – 10	Grade
		Material	Oțel / Aluminiu	-
		Tip	Prefabricată	-
	Stocare energie	Tip	Modular	-
		Tehnologie	LFP	-
		Cantitate	66 / 15 / 8 / 8 / 7 / 3 / 5 / 4 / 0 / 0 / 0	Buc.
		Capacitate nominală unitară / Capacitate utilizabilă	10,24 / 53,248 / 99,84 / 159,744 / 200 / 215 / 307 / 501,80 / 2.064,38 / 3.512 / 4.014	kWh

3.1.2. Evaluarea potențialului solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ $1,36 \text{ kW/m}^2$. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh).

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de $1.000 - 2.5 - 100 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ (v. **Figura 3.1**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de $2.5 - 100 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

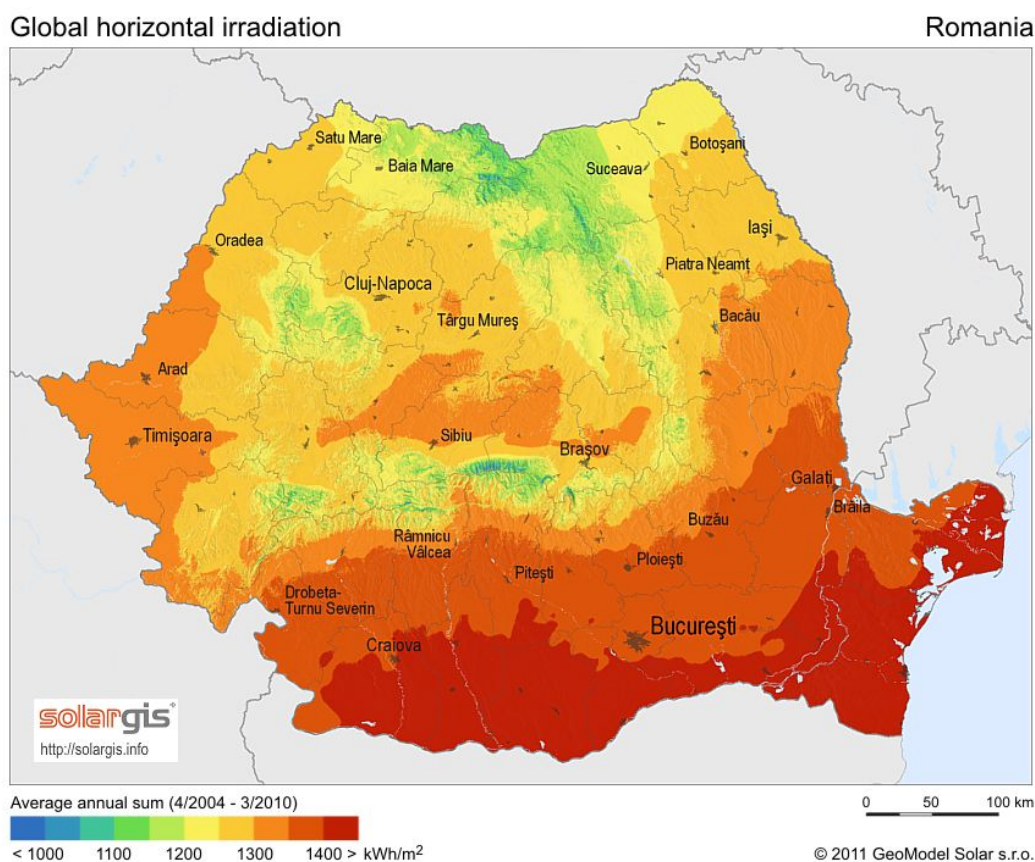


Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar

Pentru a determina producția prognozată, pentru fiecare punct de consum în parte, se poate aplica relația de calcul:

$$W_{\text{produs lunar}} = A \cdot \eta_n \cdot I_m \cdot n_{\text{zile}} \cdot C_p \text{ [kWh/lună]}$$

unde:

A [m²] – suprafața totală a instalației PV;

η_n [–] – randamentul nominal al panourilor PV;

I_m [kWh/m²/zi] – iradianța medie zilnică lunară, determinată cu ajutorul software-ului RetScreen;

n_{zile} [–] – numărul de zile din lună;

C_p [–] – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

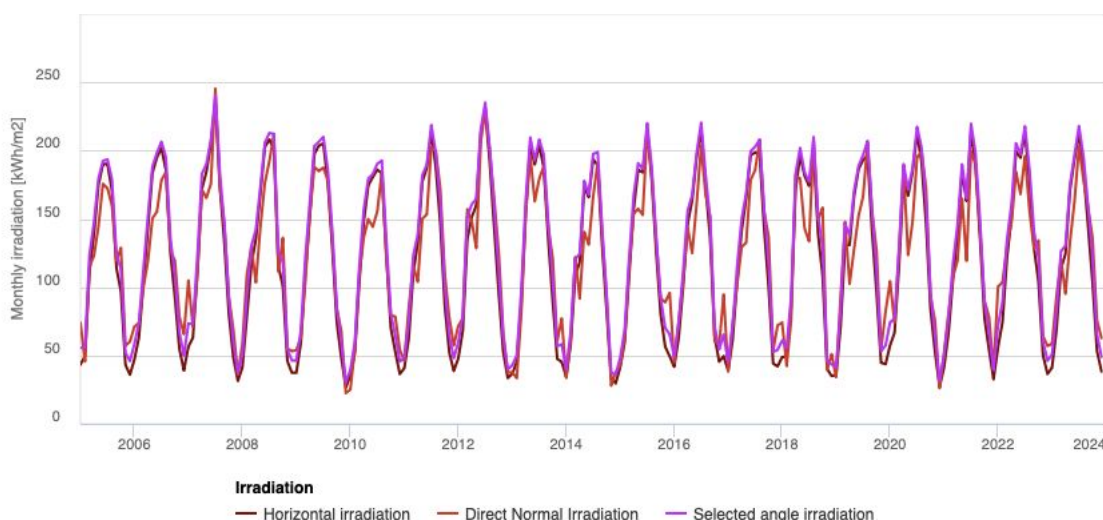
- Pierderi de invertor ($\Delta P_{\text{invertor}}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotoelectrice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi datorate umbririi ($\Delta P_{\text{umbră}}$) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte, țin seama de gradul de zile însorite;
- Pierderi datorate funcționării invertoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{\text{min, invertor}}$) – între 3% și 7%;
- Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotoelectrice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{\text{acoperire}}$) – cca. 2%;
- Alte pierderi de putere și energie, necuantificabile.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotoelectrice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m², la o temperatură medie ambientală de 20 °C. Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotoelectrice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentele ce fac obiectul Studiului, se

va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH.

Așa cum se poate observa în **Figura 3.2**, nivelul mediu al iradianței solare directe, la un unghi mediu de **10 grade** (instalare pe acoperiș), în anul 2023, în zona geografică vizată de proiect, are valori cuprinse între 49,11 kWh/m² în luna **decembrie** și 217,90 kWh/m² în luna **iulie**.



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	43.43	47.17	56.57	41.3	37.42	35.33	40.68	47.87	36.48	34.47	41.45	41.79	38.92	48.89	35.72	57.51	41.32	56.01	41.08
February	49.48	63.29	63.05	78.67	59.45	51.85	62.64	68.08	45.49	58.85	59.99	62.93	61.62	49.41	71.23	66.73	66.78	74.56	68.76
March	111.15	102.86	110.72	116.76	110.91	103.97	111.03	134.95	88.5	108.53	109.54	100.89	104.93	84.51	130.49	115.98	106.66	121.83	113.8
April	138.92	143.41	171.96	135.26	152.13	148.34	132.41	151.41	154.92	118.32	157.32	146.5	141.55	171.69	130.98	178.03	138.02	151.39	124.35
May	174.72	183.62	184.53	168.41	197.43	174.66	177.23	159.8	203.1	173.26	185.93	163.66	164.84	196.31	166.64	167.08	184.85	199.47	171.15
June	190.12	195.03	205.04	202.68	203.64	180.62	187.25	212.57	189.97	165.99	184.11	195.38	196.56	181.46	186.47	184.36	163.12	194.85	193.67
July	190.29	201.89	235.14	208.06	205.22	186.08	213.52	229.56	203.74	193.73	215.22	215.42	198.67	174.23	193.12	212.46	214.31	212.78	213.02
August	170.78	185.68	173.92	201.26	176.74	183.35	187.82	191.39	187.62	189.09	178.87	173.39	197.46	198.86	196.43	191.86	188.18	177.51	185.77
September	114.09	125.32	132.49	115.61	128.34	124.06	146.77	142.67	135.21	129.85	125.9	135.89	143.13	138.71	140.64	146.54	136.07	128.87	145.59
October	96.96	92.66	80.23	100.81	74.19	70.16	86.42	95.48	89.47	82.19	79.9	63.71	99.79	108.63	95.99	83.78	77.17	103.86	104.28
November	43.19	54.7	48.33	45.95	48.27	52.66	52.28	52.49	47.58	33.32	56.51	45.58	44.13	40.15	44.66	52.28	54.31	50.11	53.42
December	35.99	39.17	31.5	37.44	26.76	36.51	38.74	33.56	45.33	29.66	49.44	49.55	42.03	35.03	43.73	27.17	32.7	36.56	38.4

Global irradiation at angle

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	55.61	58.42	73.41	50.54	46.26	39.35	48.14	59.64	42.82	39.94	48.47	49.16	45.2	60.99	41.29	74.35	49.83	72.1	50.62
February	56.01	73.94	73.29	93.66	68.28	59.44	75.03	78.66	50.12	67.58	68.75	73.53	71.77	55.58	84.17	76.97	77.93	89.32	81.86
March	123.62	113	122.5	130.29	121.87	115.19	123.31	151.46	97.35	120.63	121.75	111.76	115.43	92.6	146.38	129.19	117.83	134.93	126.5
April	147.23	151.8	183.02	142.2	162.42	157.14	138.56	160.77	164.25	124.39	167.34	156.09	149.82	183.35	137.76	190.1	145.85	160.94	130.17
May	179.52	188.29	190.11	173.12	203.21	179.55	181.96	164.63	209.53	177.74	190.82	167.34	168.66	201.88	170.61	171.46	189.93	205.4	175.11
June	192.4	198.37	207.97	205.83	206.54	182.86	189.77	215.71	192.97	167.77	186.45	198.14	199.44	183.97	188.87	187.09	164.89	197.22	196.64
July	193.61	206.47	240.56	212.87	210.03	190.38	218.64	235.05	208.02	197.57	219.93	220.38	202.85	177.3	196.75	217.41	219.6	217.73	217.9
August	178.9	195.24	183.08	212.27	185.98	192.71	198.28	201.74	197.08	198.96	188.11	181.76	207.95	209.86	206.97	202.06	197.94	185.91	195.48
September	124.24	136.16	145.8	124.99	140.58	134.94	162.2	157.23	147.9	142.5	137.31	149.5	156.91	152.37	154.5	162.11	148.74	140.8	160.34
October	113.32	107.8	91.79	118.44	84.51	80.64	100.3	111.39	105.15	93.72	91.87	71.2	117.03	128.58	112.01	95.73	88.9	121.55	122.26
November	52.09	66.92	59.31	54.59	59.3	64.87	64.46	62.95	56.9	37.5	70.14	54.58	52.49	46.19	53.17	64.04	66.88	60.17	65.64
December	45.95	50.05	37.48	46.4	30.42	45.67	48.21	39.94	58.24	36.02	65.6	65.3	54.2	43.52	57.37	31.52	39.46	46.2	49.11

Figura 3.2 – Iradianța medie lunară

Potențialul solar disponibil (a se vedea **Anexa 3**) este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul unei centrale fotovoltaice iar eficiența tehnică și financiară a acestora va fi direct dependentă de randamentul real al sistemului fotovoltaic.

Întrucât eficiența tehnică și energetică a sistemelor PV dar și dimensionarea unor parametri esențiali, precum volumul string-urilor PV legate în invertoarele solare sunt puternic influențate de temperatura mediului ambiantal, a fost realizată și analiză a variabilității temperaturii în amplasamentele propuse, utilizând platforma digitală OpenWeatherMap (<https://home.openweathermap.org/>).

După cum se poate observa în **Figura 3.3**, în perioada 01.01.2005 – 31.12.2023 temperatura medie exterioară s-a încadrat într-o plajă de variație normală.

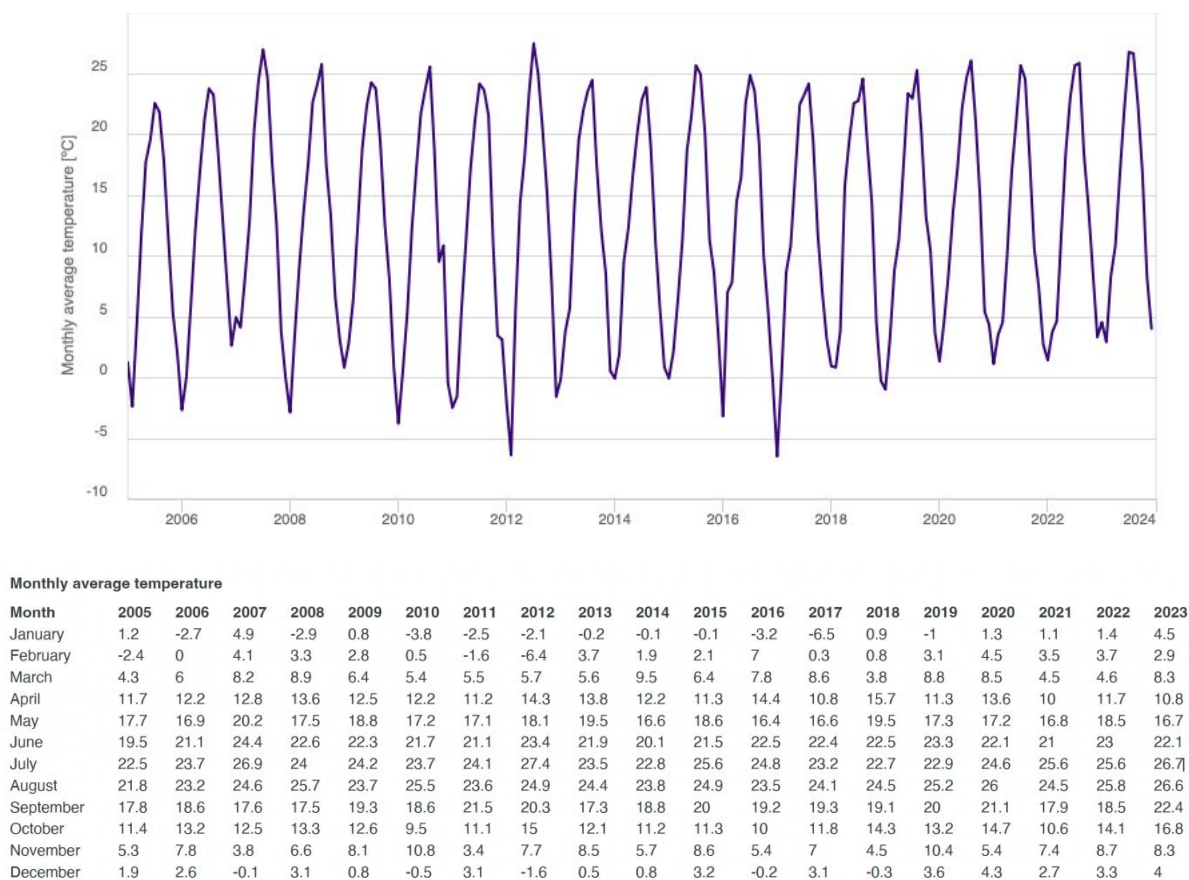


Figura 3.3 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2023

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, variantele de echipare ale **Centralei Fotovoltaice propuse**.

În vederea întocmirii listei de variante tehnic fezabile s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de fotoelectrice și de conversie (invertoare) ce au un potențial comercial ridicat (raport calitate-cost optim).

3.1.3. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh

CENTRALA ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ

Dimensionarea centralei fotovoltaice (CEF) propuse prin prezenta lucrare a ținut cont de două constrângeri fundamentale:

- Suprafața disponibilă pentru dezvoltarea proiectului;
- Asigurarea unei rate de auto-consum direct (din producția de energie electrică) de minimum 100%/an.

Scopul proiectului este acela ca **PRIMĂRIA SECTORULUI 6** să dobândească calitatea de utilizator activ (prosumator), coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

Pentru dimensionarea CEF au fost analizate toate amplasamentele beneficiarului, fiind realizate mobilări pentru fiecare clădire în parte.

În analiza amplasamentelor s-au avut în vedere:

- Potențialul solar al amplasamentului: condiții de umbrire parțială, orientare;
- Respectarea prevederilor P118/2025 și I7/2001;
- Corelarea cu necesarul de energie electrică al fiecărui amplasament.

În urma acestei analize, a rezultat situația detaliată prezentată în **Tabelul 3.2**.

Tabelul 3.2 – Centralizarea CEF distribuite – Scenariul 1

Nr. Crt.	LOCAȚIE	Putere instalată Panouri PV [kWp]	Putere instalată în AC [kW]	Capacitate instalată BESS [kWh]
1	Grădina cu program prelungit Albinutele	50,70	50	193,50
2	Grădina Colt de Rai	50,70	50	193,50
3	Grădina Fulg de Nea	31,20	30	96,80
4	Grădina nr. 40	10,40	10	20,70
5	Grădina Hillary Clinton	40,30	40	129,00
6	Grădina nr. 94	26,65	25	96,80
7	Grădina nr. 111	20,80	20	62,10
8	Grădina nr.195 Prichindel	0,00	0	0,00
9	Grădina nr. 210	26,00	25	96,80
10	Grădina nr. 218	0,00	0	0,00
11	Grădina nr. 229	10,40	10	20,70
12	Grădina nr. 246	10,40	10	20,70
13	Grădina nr. 272	10,40	10	20,70
14	Grădina nr. 273	5,20	5	13,80
15	Scoala Gimnazială nr. 142	50,70	50	193,50
16	Scoala Gimnazială nr. 153	26,00	25	96,80
17	Scoala Gimnazială nr. 156	80,60	80	311,80
18	Scoala Gimnazială Ion Dumitriu	150,80	150	591,30
19	Scoala Gimnazială Sfanta Treime	18,20	15	55,20
20	Scoala Gimnazială nr. 161	80,60	80	311,80
21	Scoala Gimnazială nr. 163	40,30	40	129,00
22	Scoala Gimnazială nr. 164 (Sfantul Calinic de la Cernica)	144,30	140	526,80
23	Scoala Gimnazială nr. 167	33,80	30	96,80
24	Poliția Locală Sector 6	10,40	10	20,70
25	Scoala Gimnazială nr. 169	100,10	100	387,00
26	Scoala Gimnazială Constantin Brancusi	100,10	100	387,00

Nr. Crt.	LOCAȚIE	Putere instalată Panouri PV [kWp]	Putere instalată în AC [kW]	Capacitate instalată BESS [kWh]
27	Scoala Gimnaziala 193 Orizont	91,00	90	322,60
28	Scoala Gimnaziala nr.198 Regina Maria	70,20	70	258,00
29	Scoala Gimnaziala nr. 279	80,60	80	258,00
30	Scoala Gimnaziala Speciala Constantin Paunescu	26,00	25	96,80
31	Scoala Gimnaziala Speciala pentru Deficienti de Auz Sfanta Maria	15,60	15	55,20
32	Primăria Sector 6	100,10	100	387,00
33	Colegiul Tehnic Carol I	10,40	10	20,70
34	Școala Gimnazială nr. 197 — corp vechi	31,20	30	96,80
35	Colegiul Tehnic Gheorghe Asachi	23,40	20	62,10
36	Poliția Locală Sector 6	301,60	300	1.112,80
37	Liceul Tehnologic Sfântul Antim Ivireanu	80,60	80	258,00
38	Liceul Teoretic Tudor Vladimirescu	100,10	100	387,00
39	Liceul Tehnologic Petru Poni	200,20	200	774,00
40	Grădina nr. 197 Zana Florilor	5,20	5	13,80
41	Grădina nr. 209	11,70	10	20,70
42	Grădina nr. 217	5,20	5	13,80
43	Grădina nr. 250	0,00	0	0,00
44	Scoala Gimnaziala nr. 206	61,10	60	215,00
45	Scoala Gimnaziala Regele Mihai I	61,10	60	215,00
46	Colegiul Tehnic Petru Maior	80,60	80	258,00
47	Grădina Dumbrava Minunilor	20,80	20	62,10
TOTAL		2.505,75	2.465	8.960,20

Capacitatea instalată a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **3.855 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.380- 2.390 x 1.130 - 1.140 x 30 - 32 mm și o greutate medie de 32 - 34 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **650 Wp**, cu un randament nominal de minimum **24,40%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **88,50%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **5 - 100 kW**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică a fost obținută o ofertă bugetară bazată pe următoarele considerente:

- **Module PV: 3.855 module de 650 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetică este anexată în **Anexa 4**) – a se vedea **Figura 3.4**.

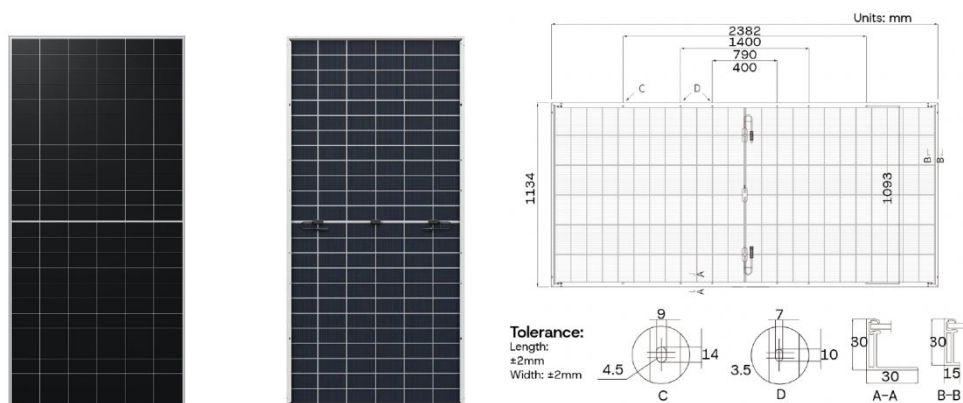


Figura 3.4 – Modul PV 650 Wp – S1

- **Invertoare solare** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 5**) - a se vedea **Figura 3.5** pentru exemplificare:
- o **9** invertoare de **5 kW**;
 - o **7** invertoare de **10 kW**;
 - o **0** invertoare de **12 kW**;
 - o **10** invertoare de **20 kW**;
 - o **4** invertoare de **25 kW**;
 - o **0** invertoare de **17 kW**;
 - o **3** invertoare de **30 kW**;
 - o **14** invertoare de **40 kW**;
 - o **10** invertoare de **50 kW**;
 - o **9** invertoare de **100 kW**.

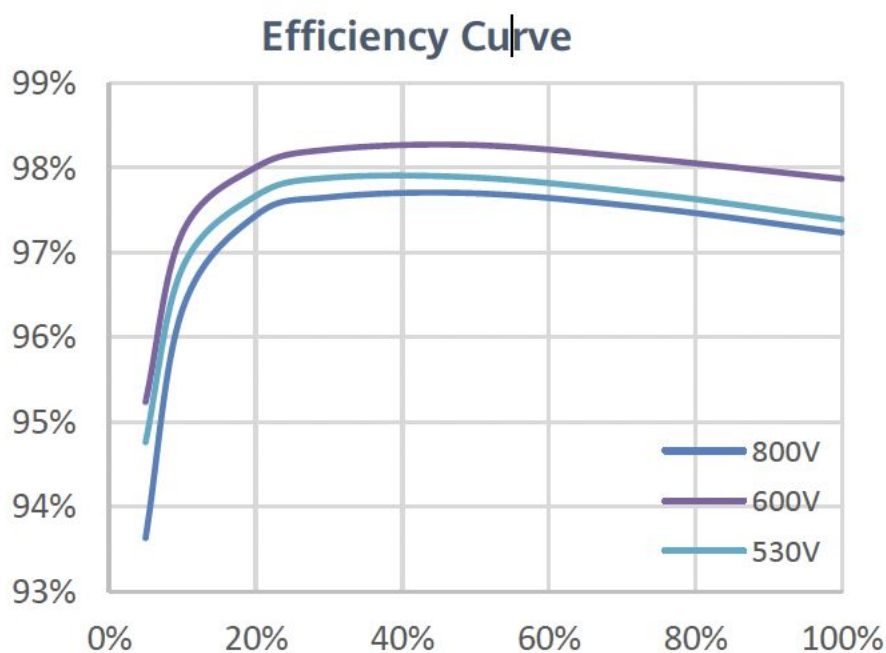
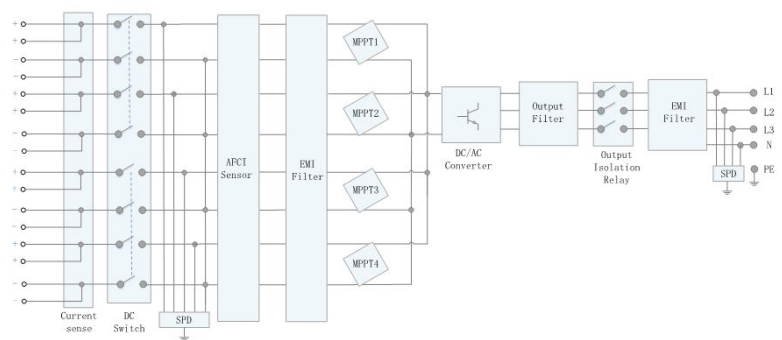


Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple de 100 kW

- **Sistemul de stocare** va fi dezvoltat utilizând o structură de baterii tip Litiu-Ion (tip LFP), cu o capacitate efectiv **utilizabilă** de minimum **6,9 - 5.015 kWh**, ce vor avea un randament pe ciclu de încărcare – descărcare de **minimum 90%**, la o rată de încărcare/descărcare de 0,5 C, o temperatură standard de 25 de grade Celsius și un SoH de 50%. Sistemul de stocare denumit în continuare **BESS** (Battery Energy Storage System) – a se vedea **Anexa 6** – va fi compus din:
 - o Sistemul de baterii electrochimice, dispus în soluție modulară, containerizată (v. **Figura 3.6** pentru exemplificare), a cărei răcire va fi asigurată, individual la nivelul fiecărui container în parte (sistem de climatizare dedicat), distribuit după cum urmează:
 - **70** sisteme de **6,9 kWh**;
 - **11** sisteme de **96,80 kWh**;

- 10 sisteme de 129 kWh;
 - 3 sisteme de 161,30 kWh;
 - 15 sisteme de 193,50 kWh;
 - 8 sisteme de 215 kWh;
 - 0 sisteme de 241 kWh;
 - 1 sistem de 1.016 kWh;
 - 0 sisteme de 2.032 kWh;
 - 0 sisteme de 4.472 kWh;
 - 0 sisteme de 5.015 kWh.
- o Pentru fiecare locație, un tablou electric dedicat BESS, prevăzut cu **1 circuit** dedicat pentru alimentarea BESS și **2 circuite de ieșire** (unul către **Tablou Electric al Centralei Fotovoltaice** și unul către **rețeaua internă de distribuție**);



Figura 3.6 – Sistem stocare integrat – 2 x 193,50 kWh utilizabili

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui** în anul 11 și în anul 22, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (**ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză**).

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporturi metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertoarele vor avea display cu indicatoare LED, și vor permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, inverterul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului string-urilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Invertoarele de putere trifazate permit reglarea automată a puterii active produse în următoarele moduri:

- **Reglare automată statică a puterii active produse.** Prin intermediul interfeței grafice de comandă se limitează permanent puterea ce poate fi livrată în secundarul inverterului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală;
- **Reglare automată statică în trepte a puterii active produse** – buclă de reglaj deschisă. Prin intermediul modulului de intrări digitale disponibil la nivelul inverterului de putere se poate regla în trepte fixe puterea livrată în secundarul inverterului de putere trifazat la o valoare X% din puterea nominală.;
- **Reglare automată dinamică a puterii active produse** – buclă de reglaj închisă. Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul inverterului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în rețeaua electrică de distribuție să fie permanent 0 kW. Comanda în

cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei rețele de comunicație RS485.

Suplimentar, pentru asigurarea condițiilor de **securitate în exploatare**, sistemul fotovoltaic va fi echipat cu:

- Senzorii termici încorporați în sistemele de cablu, ce detectează potențialele cedări de izolație și regimuri de suprasarcină;
- Protecție încorporată împotriva defectelor de arc **AFCI (Arc Fault Circuit Interruptor)**, ce deconectează automat circuitul la detectarea apariției unui arc electric;
- Un redresor de degradare indusă potențial de noapte (**PID – Potential Induced Degradation**) încorporat pentru a preveni degradarea performanței modulelor care poate duce la o producție redusă de energie în timp;
- Dispozitive de protecție la supratensiune înlocuibile pe teren, pentru a rezista mai bine la supratensiunile cauzate de fulgere sau alte evenimente: descarcatoare integrate și tip 2 CC, tip 2 CA;
- Comutatoare de siguranță DC integrat;
- Un sistem de monitorizare încorporată la nivel de modul cu comunicație Ethernet sau celulară pentru vizibilitate completă a sistemului.

Acolo unde sistemul fotovoltaic propus va fi amplasat pe **acoperișul clădirii**, aceasta se va face utilizând o structură portantă de montaj de tip **coplanară** (a se vedea **Figura 3.7**), special proiectată pentru instalații fotovoltaice pe acoperișuri plane sau cu pantă redusă. Această configurație permite utilizarea eficientă a suprafeței disponibile, maximizarea densității de instalare și obținerea unei curbe de producție energetică uniforme pe parcursul zilei.

Sistemul fotovoltaic propus va utiliza o structură de montaj coplanară cu acoperișul existent, fără modificarea unghiului de înclinare al acestuia. Structura va urma geometria acoperișului, având o **înclinație de aproximativ 5°**, ceea ce conduce la reducerea solicitărilor mecanice generate de acțiunea vântului și la o integrare arhitecturală optimă a centralei fotovoltaice.

Structura de susținere va fi realizată din **profile extrudate din aliaj de aluminiu EN AW-6063 T66** sau echivalent, împreună cu elemente de fixare din **oțel inoxidabil A2/A4**, materiale caracterizate prin rezistență ridicată la coroziune, greutate redusă și durată de exploatare de peste 25 de ani. Toate componentele vor fi certificate pentru utilizarea în sisteme fotovoltaice și vor respecta standardele europene aplicabile.

Fixarea structurii se va realiza direct pe elementele portante ale acoperișului, utilizând sisteme de prindere dedicate tipului de învelitoare (tablă cutată, panou sandwich, tablă fălțuită sau alt tip existent), fără afectarea etanșeității acoperișului. Elementele de prindere vor fi prevăzute cu garnituri EPDM și sisteme de etanșare care să prevină infiltrațiile de apă și degradarea învelitorii.

Structura va fi dimensionată pentru a prelua toate încărcările permanente și variabile rezultate din greutatea proprie a modulelor, acțiunea vântului și încărcările din zăpadă, conform prevederilor **SR EN 1991 (Eurocod 1)** și ale anexelor naționale aplicabile. De asemenea, va fi verificată capacitatea portantă a structurii existente a acoperișului pentru a confirma că aceasta poate prelua încărcările suplimentare generate de instalația fotovoltaică.

Prin montajul coplanar cu acoperișul se obțin multiple avantaje tehnice și economice:

- integrarea estetică a centralei fotovoltaice în arhitectura clădirii;
- reducerea solicitărilor aerodinamice comparativ cu structurile înclinate artificial;
- diminuarea cantității de materiale structurale și a costurilor de montaj;
- limitarea încărcărilor suplimentare asupra construcției;
- reducerea riscului de desprindere a elementelor structurale în condiții meteorologice severe.

În vederea maximizării producției de energie electrică, modulele vor fi distribuite pe ambele versante ale acoperișului, iar proiectarea șirurilor fotovoltaice va ține seama de orientarea diferită a celor două ape. Invertoarele utilizate vor dispune de mai multe trackere MPPT independente, astfel încât fiecare orientare să fie exploatată separat, evitând pierderile cauzate de funcționarea simultană a modulelor cu expuneri solare diferite.

Deși înclinația acoperișului de cca. 5 este inferioară unghiului optim pentru latitudinea amplasamentului (aproximativ 30–35°), aceasta reprezintă o soluție uzuală pentru instalațiile fotovoltaice amplasate pe hale industriale și clădiri comerciale, oferind un compromis avantajos între producția anuală de energie, costurile de implementare și limitările constructive ale clădirii. În plus, orientarea către sud-vest conduce la o deplasare a vârfului de producție către intervalul după-amiezii, caracteristică favorabilă aplicațiilor de **autoconsum**, deoarece suprapune mai bine producția fotovoltaică peste profilul de consum al majorității utilizatorilor industriali.

Structura va permite montajul și demontajul individual al modulelor fotovoltaice, accesul facil pentru activitățile de mentenanță și inspecție, precum și integrarea sistemelor de

management al cablurilor, împământare și protecție la trăsnet, contribuind la exploatarea sigură și fiabilă a centralei fotovoltaice pe întreaga durată de viață a acesteia.

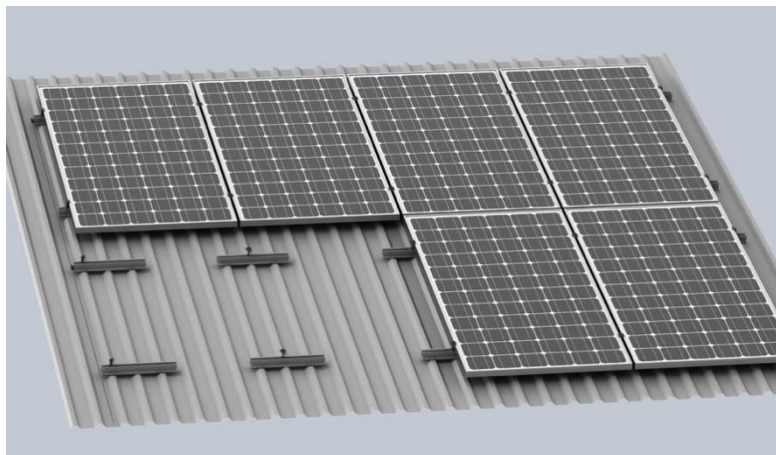


Figura 3.7 – Sistem montaj module PV – montaj coplanar

Pentru amplasamentele cu acoperiș tip terasă, sistemul fotovoltaic propus va fi instalat utilizând o structură portantă de montaj de tip **Est–Vest** (a se vedea **Figura 3.7**), special proiectată pentru instalații fotovoltaice pe acoperișuri plane sau cu pantă redusă. Această configurație permite utilizarea eficientă a suprafeței disponibile, maximizarea densității de instalare și obținerea unei curbe de producție energetică uniforme pe parcursul zilei.

Structura va fi realizată din **aliaj de aluminiu extrudat cu rezistență mecanică ridicată** (minimum EN AW-6005 T5/T6 sau echivalent) și elemente de fixare din oțel inoxidabil **A2/A4**, materiale caracterizate prin rezistență ridicată la coroziune și durată de viață comparabilă cu cea a modulelor fotovoltaice (minimum 25 ani).

Configurația Est–Vest presupune montarea modulelor fotovoltaice în perechi, cu orientarea unei jumătăți către est și a celeilalte către vest, la un unghi de înclinare redus, de regulă cuprins între 5° și 15°, în funcție de caracteristicile acoperișului.

Această soluție permite:

- utilizarea optimă a suprafeței disponibile pe acoperiș;;
- reducerea distanțelor dintre șirurile de panouri și diminuarea fenomenului de umbrire reciprocă;
- distribuirea mai uniformă a producției de energie electrică pe parcursul zilei, cu limitarea vârfurilor de putere la orele prânzului;
- reducerea solicitărilor mecanice generate de acțiunea vântului comparativ cu structurile înclinate către sud.

Structura va fi dimensionată conform prevederilor aplicabile din **SR EN 1991** (Eurocod 1) privind acțiunile din vânt și zăpadă, precum și în conformitate cu cerințele producătorului

sistemului de montaj și ale modulelor fotovoltaice și legislația națională în vigoare – **P118/2025**.

Dimensionarea va ține seama de amplasamentul investiției, zona climatică, categoria terenului și caracteristicile constructive ale acoperișului.

În funcție de caracteristicile structurale ale clădirii, sistemul de montaj poate fi realizat în una dintre următoarele variante:

- sistem lestat (fără perforarea hidroizolației), utilizând blocuri de beton prefabricate sau alte elemente de balast calculate astfel încât să asigure stabilitatea la acțiunea vântului;
- sistem fixat mecanic de elementele structurale ale acoperișului, prin intermediul unor dispozitive speciale de prindere și etanșare, atunci când acest lucru este permis de soluția constructivă a clădirii.

Soluția finală va fi stabilită în cadrul proiectului tehnic pe baza verificării capacității portante a acoperișului și a expertizei structurale.

Structura va permite montarea modulelor fotovoltaice fără solicitări mecanice suplimentare asupra ramelor acestora și va asigura o ventilație naturală eficientă pe partea inferioară a panourilor, contribuind la reducerea temperaturii de funcționare și la menținerea unui randament energetic ridicat.

Toate componentele sistemului vor fi proiectate pentru exploatare în exterior, având un grad ridicat de rezistență la radiații UV, variații de temperatură, umiditate și coroziune atmosferică. Sistemul va permite accesul facil pentru activitățile de exploatare, mentenanță și înlocuire a componentelor, fără afectarea integrității acoperișului.

Structura de montaj va fi compatibilă cu module fotovoltaice monocristaline de putere mare, cu dimensiuni și mase specifice generației actuale de panouri, precum și cu sistemele de împământare și echipotențializare aferente instalației fotovoltaice.

Prin utilizarea configurației Est–Vest se urmărește optimizarea raportului dintre energia produsă și suprafața ocupată, reducerea încărcărilor asupra acoperișului și creșterea gradului de autoconsum al energiei electrice produse, aspecte care contribuie la îmbunătățirea performanței tehnico-economice a investiției.



Figura 3.8 – Sistem montaj module PV – montaj EST-VEST

Pentru amplasarea sistemului fotovoltaic la sol, se propune și realizarea unei structuri metalice de tip **carport fotovoltaic** – v. **Figura 3.9**, având rolul de susținere a modulelor fotovoltaice și de acoperire a locurilor de parcare existente. Soluția permite valorificarea suprafețelor deja antropizate, fără ocuparea unor terenuri suplimentare, contribuind la creșterea eficienței utilizării amplasamentului și la protejarea autovehiculelor împotriva radiației solare, precipitațiilor și altor factori atmosferici.

Structura va fi realizată în configurație **cu o singură apă (single-slope)**, cu suprafața activă orientată în funcție de particularitățile amplasamentului și de profilul de consum al beneficiarului.

Structura portantă va fi alcătuită din stâlpi metalici, grinzi principale și secundare, contravânturi și profile de montaj dedicate sistemelor fotovoltaice. Modulele fotovoltaice vor fi

montate pe profile din aluminiu extrudat, utilizând sisteme certificate de prindere cu cleme terminale și intermediare, compatibile cu tipul și dimensiunile panourilor fotovoltaice.

Elementele structurale vor fi executate din oțel structural de calitate minimă **S355JR** (sau echivalent), iar toate componentele expuse mediului exterior vor beneficia de protecție anticorozivă prin **galvanizare la cald**, conform **SR EN ISO 1461**, sau printr-un sistem echivalent de protecție împotriva coroziunii, corespunzător clasei de coroziune a amplasamentului conform **SR EN ISO 12944**. Durata de viață proiectată a structurii va fi de minimum **30 de ani**, fiind compatibilă cu durata de exploatare estimată a centralei fotovoltaice.

Din punct de vedere structural, dimensionarea elementelor metalice și a fundațiilor se va realiza pe baza studiului geotehnic al amplasamentului și a calculului static și dinamic al structurii, luând în considerare toate acțiunile permanente și variabile care pot apărea pe durata exploatării:

- greutatea proprie a structurii și a modulelor fotovoltaice;
- încărcările climatice din zăpadă;
- acțiunea vântului, inclusiv efectele de suucțiune asupra panourilor fotovoltaice;
- încărcările accidentale generate de activitățile de exploatare și mentenanță;
- acțiunea seismică specifică amplasamentului;
- efectele de dilatare și contracție termică ale structurii.

Înălțimea liberă a structurii va fi stabilită astfel încât să permită circulația în siguranță a autovehiculelor și accesul echipamentelor de întreținere, recomandându-se o gardă minimă de aproximativ **2,5–2,8 m**, în funcție de destinația parcării și de categoria autovehiculelor deservite.

Unghiul de înclinare al acoperișului va fi ales astfel încât să asigure un compromis optim între producția anuală de energie, comportarea la acțiunea vântului, evacuarea apelor meteorice și integrarea arhitecturală în cadrul amplasamentului. În funcție de constrângerile geometrice și de analiza energetică, înclinarea recomandată este cuprinsă între **8° și 15°**, valoarea finală urmând a fi stabilită în etapa de proiectare tehnică.

Structura va fi configurată astfel încât să minimizeze efectele de umbrire între rândurile de module și să permită o ventilație naturală eficientă a panourilor fotovoltaice. Răcirea naturală a modulelor conduce la reducerea temperaturii de funcționare și, implicit, la creșterea randamentului energetic al centralei.

Sistemul va include instalația completă de legare la pământ și echipotentializare a tuturor elementelor metalice, realizată în conformitate cu prevederile **Normativului I7** și ale

standardelor **SR EN 62305**, privind protecția împotriva trăsnetului. Toate elementele conductoare vor fi conectate la priza de pământ a obiectivului, iar rezistența instalației de dispersie va respecta cerințele impuse de proiectul instalațiilor electrice.

Traseele de cabluri de curent continuu și alternativ vor fi dispuse în jgheaburi metalice zincate sau tubulaturi dedicate, fixate sub structura carportului, fiind protejate împotriva solicitărilor mecanice, radiației UV și infiltrațiilor de apă. Sistemul va permite accesul facil pentru inspecție și mentenanță, fără demontarea modulelor fotovoltaice.

Prin utilizarea unei structuri de tip carport, investiția valorifică eficient infrastructura existentă a parcării, elimină necesitatea ocupării unor suprafețe suplimentare de teren și generează beneficii multiple: producerea energiei electrice din surse regenerabile, reducerea temperaturii în zona de parcare, protejarea autovehiculelor împotriva intemperiilor și îmbunătățirea confortului utilizatorilor. Soluția propusă este robustă, durabilă și adaptată exploatării pe termen lung, fiind proiectată pentru o durată de funcționare comparabilă cu cea a centralei fotovoltaice și cu costuri reduse de întreținere.

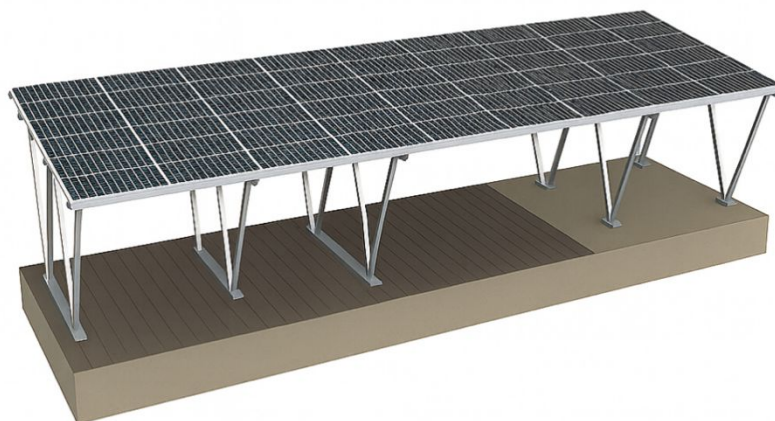


Figura 3.9 – Sistem montaj module PV – montaj structură carport

În cadrul prezentului proiect se propune, de asemenea, realizarea unei **structuri metalice fixe de montaj la sol (ground-mounted fixed tilt)** – v. **Figura 3.10**, destinată susținerii modulelor fotovoltaice, pentru unele amplasamente. Soluția este concepută pentru instalarea pe teren liber, fără afectarea funcționalității obiectivului și cu ocuparea optimă a suprafeței disponibile, asigurând o exploatare eficientă pe întreaga durată de viață a centralei fotovoltaice.

Structura va fi realizată în configurație **fixă**, cu modulele fotovoltaice dispuse pe un singur plan înclinat la un unghi cuprins între **20° și 25°** față de planul orizontal. Această înclinare reprezintă un compromis optim între producția anuală de energie, comportarea la acțiunea vântului, limitarea încărcărilor din zăpadă și costurile structurii de susținere, fiind

recomandată pentru condițiile climatice din România și pentru maximizarea producției specifice de energie electrică.

Orientarea modulelor fotovoltaice va fi realizată către **Sud geografic**, în limita constrângerilor impuse de amplasament, pentru obținerea producției energetice maxime pe parcursul anului. În cazul existenței unor limitări de amplasare, orientarea va putea fi ajustată în etapa de proiectare tehnică, fără afectarea semnificativă a performanței energetice estimate.

Structura portantă va fi alcătuită din stâlpi metalici, grinzi longitudinale și transversale, profile suport pentru module, contravântuiri și elemente de rigidizare, dimensionate astfel încât să preia în condiții de siguranță toate solicitările mecanice care pot apărea în exploatare. Modulele fotovoltaice vor fi montate pe profile din aluminiu extrudat, utilizând sisteme certificate de prindere cu cleme terminale și intermediare, compatibile cu caracteristicile constructive ale panourilor.

Elementele structurale vor fi executate din oțel structural de clasă minimă **S355JR**, protejat împotriva coroziunii prin **galvanizare la cald**, conform **SR EN ISO 1461**, sau prin sisteme echivalente de protecție anticorozivă, dimensionate pentru clasa de coroziune specifică amplasamentului conform **SR EN ISO 12944**. Durata de viață proiectată a structurii va fi de minimum **30 de ani**, fiind compatibilă cu durata de exploatare estimată a centralei fotovoltaice.

Structura va fi ancorată în teren prin fundații adaptate condițiilor geotehnice locale. În funcție de rezultatele studiului geotehnic și de caracteristicile terenului, se vor putea utiliza una dintre următoarele soluții constructive:

- fundații izolate din beton armat;
- piloți metalici bătuți (driven piles);
- piloți metalici înșurubați (ground screws);
- fundații prefabricate din beton, în situațiile în care condițiile de teren permit această soluție.

Soluția tehnică finală va fi stabilită în etapa de Proiect Tehnic, pe baza studiului geotehnic și a optimizării economice a investiției.

Dimensionarea structurii se va realiza ținând cont de toate acțiunile permanente și variabile prevăzute de legislația și standardele tehnice aplicabile:

- greutatea proprie a structurii și a modulelor fotovoltaice;
- încărcările climatice din zăpadă;
- acțiunea vântului, inclusiv efectele de presiune și suucțiune asupra panourilor;
- acțiunile seismice specifice amplasamentului;

- solicitările generate în timpul montajului și al operațiunilor de mentenanță;
- dilatarea și contracția termică a elementelor metalice.

Disponerea rândurilor de panouri va fi realizată astfel încât să fie eliminată umbrirea reciprocă în intervalul critic de funcționare, distanța dintre rânduri fiind determinată prin simulări de producție energetică și verificări geometrice efectuate în etapa de proiectare. Configurația adoptată va permite atât accesul echipamentelor de întreținere, cât și executarea lucrărilor de mentenanță pe întreaga durată de exploatare.

De asemenea, structura va asigura o ventilație naturală eficientă a modulelor fotovoltaice, favorizând disiparea căldurii și reducerea temperaturii de funcționare a acestora. Funcționarea la temperaturi mai reduse conduce la creșterea randamentului energetic și la diminuarea degradării termice a modulelor pe termen lung.

Întreaga structură metalică va fi conectată la instalația de legare la pământ a centralei fotovoltaice, fiind realizată echipotențializarea tuturor elementelor conductoare conform prevederilor **Normativului I7** și ale standardelor **SR EN 62305** privind protecția împotriva trăsnetului. Toate conexiunile vor fi executate utilizând elemente rezistente la coroziune și compatibile din punct de vedere electrochimic.

Traseele de cabluri de curent continuu vor fi dispuse în jgheaburi metalice zincate sau în tuburi de protecție rezistente la radiații UV și solicitări mecanice, amplasate sub structurile de montaj, astfel încât să fie asigurată protecția cablurilor împotriva deteriorărilor mecanice și a factorilor de mediu. Traseele vor fi configurate pentru a permite inspecția și înlocuirea facilă a conductoarelor pe durata exploatării.

Structura va fi proiectată astfel încât să permită extinderea ulterioară a centralei, dacă aceasta va fi prevăzută în strategia de dezvoltare a beneficiarului, fără modificări majore ale soluției constructive existente.

Prin utilizarea unei structuri metalice fixe la sol, proiectul beneficiază de o soluție tehnică robustă, fiabilă și cu costuri reduse de exploatare, care permite obținerea unei producții energetice ridicate, facilitează operațiunile de mentenanță și asigură o durată de viață comparabilă cu cea a modulelor fotovoltaice și a întregii centrale electrice.

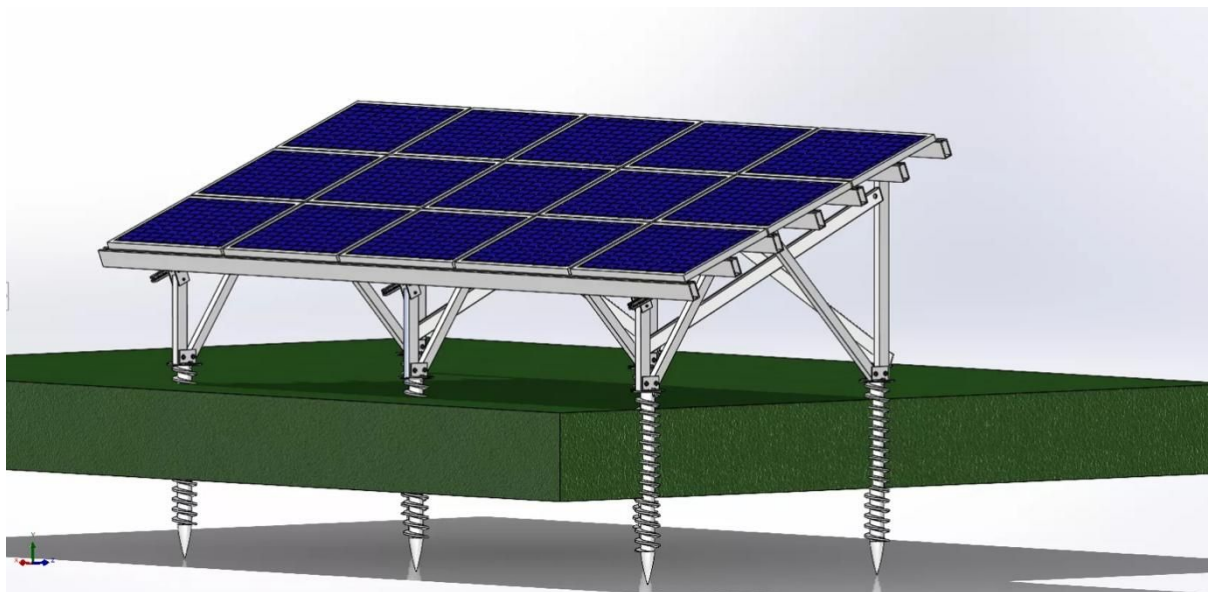


Figura 3.10 – Sistem montaj module PV – montaj structură sol

Proiectarea structurii de montaj se va realiza în conformitate cu prevederile următoarelor standarde și normative:

- **SR EN 1990 – Eurocod: Bazele proiectării structurilor;**
- **SR EN 1991-1-3 – Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor – Încărcări din zăpadă;**
- **SR EN 1991-1-4 – Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor – Acțiunea vântului;**
- **SR EN 1992 (pentru fundațiile din beton armat);**
- **SR EN 1993 – Eurocod 2: Proiectarea structurilor din beton;**
- **SR EN 1993 – Eurocod 3: Proiectarea structurilor din oțel;**
- **SR EN 1997 – Eurocod 7: Proiectarea geotehnică;**
- **SR EN 1998 – Eurocod 8: Proiectarea structurilor pentru rezistență la cutremur;**
- **CR 1-1-3 – Cod de proiectare privind evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor;**
- **CR 1-1-4 – Cod de proiectare privind evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor;**
- **P100-1 – Cod de proiectare seismică, ediția în vigoare.**

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 4 – 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni $4 \times 50 + 25 \text{ mm}^2$ / $4 \times 70 + 35 \text{ mm}^2$ / $4 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$ de cupru.

Cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K $1 \times 4 \text{ mm}^2$. Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) $2 \times 2 \times 0,5 \text{ mm}^2$ (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Instalația electrică va fi, în mod obligatoriu, prevăzută cu cutii de joncțiune pe stringuri, prevăzute cu întreruptoare de string dar și cu "Fireman's Switch"-uri.



Figura 3.11 – Întreruptor tip "Fireman's Switch"

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legatura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Racordul la rețeaua electrică existentă se va realiza, în fiecare amplasament vizat de proiect, prin intermediul unui **Tablou Electric** de joasă tensiune dedicat CEF-ului – **TCEF**, racordat la Tabloul electric de joasă tensiune al BESS – **T-BESS** și la rețeaua internă de distribuție a acestuia.

Această soluție va permite separarea instalației fotovoltaice și/sau a capacității de stocare a energiei electrice, în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrică de distribuție.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** ce vor asigura legătura dintre **TCEF+BESS 0,4 kV** și rețeaua electrică internă de distribuție, cablurile se vor poza în pământ în profile tip și pe estacadele existente în amplasament (unde există).

Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), soluția tehnică va fi modificată în consecință.

Toată producția centralei va fi centralizată în **TCEF+BESS** și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală a amplasamentului.

Soluția tehnică finală se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețelele electrice interne ale Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Instalația Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Sistemul PV va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor.

Scopul principal al soluției este asigurarea unei delimitări tehnice și funcționale clare a capacității de producere a energiei electrice, astfel încât noua investiție să poată fi identificată, exploatată și evaluată ca un sistem energetic distinct atât în prezent cât și în viitor.

Noua centrală fotovoltaică va fi conectată la rețeaua electrică internă a fabricii la nivelul de tensiune de **0,4 kV**, prin intermediul unui **TCEF+BESS dedicat** (sau similar), care va deservi exclusiv noua instalație fotovoltaică și sistemul de stocare.

SISTEMUL DE MANAGEMENT ENERGETIC

În vederea valorificării coordonate a energiei produse din surse regenerabile și a capacităților de stocare instalate în patrimoniul Beneficiarului, se propune implementarea unui sistem centralizat de management energetic - **EMS (Energy Management System)**.

Sistemul va monitoriza și controla, în timp real, centralele electrice fotovoltaice, sistemele de stocare a energiei electrice și consumurile aferente tuturor clădirilor și amplasamentelor incluse în proiect.

EMS va avea o arhitectură ierarhică, alcătuită din:

- controlere locale instalate la nivelul fiecărui amplasament - Local EMS/LEMS;
- un sistem central de coordonare - Central EMS/CEMS;
- contoare și analizoare de rețea amplasate în punctele de delimitare și în punctele relevante din instalațiile interioare;
- infrastructură securizată de comunicații;
- platformă software pentru monitorizare, optimizare, raportare și arhivarea datelor.

Sistemul va putea integra următoarele categorii de amplasamente:

- clădiri prevăzute cu centrală fotovoltaică și BESS;
- clădiri prevăzute numai cu centrală fotovoltaică;
- clădiri fără capacități locale de producere sau stocare, care funcționează exclusiv ca locuri de consum;
- capacități fotovoltaice și BESS amplasate independent - stand-alone;
- alte sarcini electrice flexibile care ar putea fi instalate ulterior, precum stații de încărcare, pompe de căldură, instalații de climatizare sau sisteme de preparare a apei calde.

EMS va urmări maximizarea autoconsumului energiei regenerabile la nivelul întregului portofoliu de clădiri al Beneficiarului și reducerea energiei absorbite din rețeaua publică. În acest scop, sistemul va colecta cel puțin următoarele date:

- puterea activă și reactivă produsă de fiecare centrală fotovoltaică;
- consumul instantaneu al fiecărei clădiri;
- puterea absorbită sau evacuată prin fiecare punct de delimitare;
- starea de încărcare a fiecărui BESS - State of Charge (SoC);

- puterea disponibilă pentru încărcare și descărcare;
- energia utilizabilă și starea de sănătate a bateriei - State of Health (SoH);
- alarmele, indisponibilitățile și limitările echipamentelor;
- prognozele de consum și de producție fotovoltaică;
- limitele de putere prevăzute în avizele tehnice de racordare;
- eventualele semnale de limitare transmise de operatorul de distribuție.

Pentru fiecare interval de calcul, bilanțul energetic al amplasamentului i va fi determinat prin relația:

$$P_{\text{net},i}(t) = P_{\text{cons},i}(t) - P_{\text{PV},i}(t)$$

unde $P_{\text{cons},i}(t)$ reprezintă puterea consumată de amplasamentul i , iar $P_{\text{PV},i}(t)$ reprezintă puterea produsă de centrala fotovoltaică, în momentul (t).

O valoare pozitivă a $P_{\text{net},i}(t)$ indică un deficit de energie, iar o valoare negativă indică un excedent de producție fotovoltaică.

La nivelul întregului contur energetic al Beneficiarului, necesarul și excedentul agregat vor fi calculate astfel:

$$P_{\text{def,BENEFICIAR}}(t) = \max [0, \sum P_{\text{cons},i}(t) - \sum P_{\text{PV},i}(t)]$$

$$P_{\text{exc,BENEFICIAR}}(t) = \max [0, \sum P_{\text{PV},i}(t) - \sum P_{\text{cons},i}(t)]$$

Aceste relații vor sta la baza funcției de dispecerizare coordonată a sistemelor de stocare.

EMS va implementa următoarea ordine de prioritate:

1. alimentarea consumului instantaneu al clădirii pe care este instalată centrala fotovoltaică;
2. încărcarea BESS local din excedentul centralei fotovoltaice;
3. compensarea energetică a deficitului înregistrat la celelalte clădiri ale UAT, în măsura în care mecanismul tehnic, contractual și de decontare aplicabil permite această operațiune;
4. încărcarea altor sisteme BESS disponibile în portofoliul UAT;
5. menținerea unei rezerve de capacitate pentru intervalele prognozate cu consum ridicat;
6. livrarea excedentului în rețeaua publică sau limitarea producției, după caz, cu respectarea condițiilor din ATR, a contractelor de racordare și a schemei de finanțare.

Pentru un amplasament dotat cu PV și BESS, puterea de încărcare va fi limitată la valoarea minimă dintre excedentul local, puterea maximă de încărcare și puterea permisă de limitele tehnice ale racordului:

$$P_{inc,i}(t) \leq \min [P_{exc,i}(t), P_{inc,max,i}, P_{ATR,i}(t)]$$

Încărcarea bateriilor va fi permisă numai în interiorul domeniului de funcționare recomandat de producător:

$$SoC_{min,i} \leq SoC_i(t) \leq SoC_{max,i}$$

Valorile limită vor fi configurabile. Orientativ, pentru exploatarea normală pot fi utilizate praguri de 10-20% pentru SoC_{min} și 90-100% pentru SoC_{max} , valorile definitive urmând a fi stabilite în funcție de tehnologia selectată, condițiile de garanție și strategia de exploatare.

Funcția esențială a EMS va fi prevenirea descărcării cumulate a bateriilor peste necesarul efectiv al clădirilor Beneficiarului. În fiecare interval de control, puterea totală comandată pentru descărcarea tuturor BESS va respecta condiția:

$$\sum P_{desc,j}(t) \leq P_{def,BENEFICIAR}(t)$$

Cu luarea în considerare a randamentului conversiei și a unei marje operaționale, comanda efectivă poate fi determinată prin:

$$P_{desc,total}ref(t) = \min [P_{def,UAT}(t)/\eta_{desc}, \sum P_{desc,disp,j}(t)] \cdot k_s$$

unde $P_{desc,total}ref(t)$ este puterea totală de descărcare comandată, η_{desc} este randamentul procesului de descărcare și conversie, $P_{desc,disp,j}(t)$ este puterea disponibilă a BESS j, iar k_s este un coeficient de siguranță, recomandat în domeniul 0,95-0,99.

Prin utilizarea coeficientului de siguranță se evită apariția unor injecții accidentale generate de întârzierile comunicațiilor, erorile de măsurare sau variațiile rapide ale consumului și producției.

Puterea disponibilă pentru fiecare BESS va fi calculată ținând seama de:

- SoC și energia efectiv utilizabilă;
- puterea nominală a PCS;
- durata intervalului de dispecerizare;
- randamentul bateriei și al convertorului;
- temperatura bateriei;
- limitările impuse de BMS;
- numărul de cicluri și strategia de protejare a duratei de viață;
- rezerva de energie stabilită pentru situații de urgență;
- limitele de import și export ale punctului de racordare.

În lipsa unui deficit agregat al clădirilor BENEFICIARULUI, EMS va bloca descărcarea BESS, cu excepția funcțiilor expres autorizate, precum servicii de sistem, asigurarea continuității alimentării, testarea periodică sau participarea la alte mecanisme de piață.

Dacă mai multe BESS sunt disponibile simultan, EMS va distribui necesarul de descărcare între acestea pe baza unui algoritm configurabil. Alocarea va putea urmări:

- utilizarea prioritară a bateriilor cu SoC mai ridicat;
- uniformizarea SoC între amplasamente;
- minimizarea pierderilor de conversie și de transport;
- utilizarea prioritară a bateriei aflate în apropierea consumului;
- reducerea vârfurilor de putere la punctele de racordare;
- respectarea limitelor de putere aferente fiecărui amplasament;
- minimizarea degradării și echilibrarea numărului de cicluri;
- păstrarea unei rezerve pentru clădirile critice;
- optimizarea economică în funcție de tarife și prețurile energiei.

Un indice de prioritate poate fi calculat, de exemplu, astfel:

$$I_j = w_1 \cdot SoC_j + w_2 \cdot \eta_j - w_3 \cdot C_{deg,j} - w_4 \cdot R_j$$

unde $C_{deg,j}$ reprezintă costul marginal estimat al degradării, R_j reprezintă necesarul de rezervă, iar $w_1... w_4$ sunt coeficienți de ponderare configurabili.

Din punct de vedere funcțional, EMS va realiza un bilanț energetic consolidat al tuturor clădirilor Beneficiarului. Atunci când o clădire înregistrează excedent de producție, iar o altă clădire înregistrează simultan deficit, sistemul va identifica și cuantifica energia care poate fi alocată virtual pentru acoperirea deficitului.

Trebuie însă făcută distincția între:

- optimizarea fizică în interiorul aceleiași instalații sau al aceleiași rețele electrice private;
- coordonarea virtuală a mai multor locuri de consum racordate distinct la rețeaua publică;
- compensarea comercială sau financiară a energiei între aceste locuri de consum.

În cazul unor clădiri cu puncte de racordare distincte, EMS nu poate dirija fizic energia prin rețeaua publică spre o anumită clădire.

Acesta poate măsura, prognoza și coordona injecția și consumul la nivel de portofoliu, însă recunoașterea energiei drept autoconsum sau compensarea acesteia între locurile de consum depinde de cadrul de reglementare, de soluția de racordare, de contractele de furnizare și de mecanismul de decontare aplicabil.

În consecință, EMS va fi proiectat cu două regimuri distincte:

Regimul de autoconsum local strict - descărcarea BESS este limitată la consumul din spatele aceluiași punct de delimitare. Acest regim evită exportul energiei stocate și constituie configurația prudentă pentru demonstrarea autoconsumului la nivelul fiecărui amplasament.

Regimul de echilibrare la nivelul portofoliului Beneficiarului - bateriile sunt coordonate în raport cu deficitul agregat al tuturor clădirilor. Activarea acestui regim va fi condiționată de existența unei soluții legale și contractuale care permite agregarea, partajarea sau compensarea energiei între locuri de consum distincte.

Pentru fiecare interval de decontare, EMS va determina:

$$E_{\text{aloc},i}(t) = \min [E_{\text{def},i}(t), E_{\text{exc},\text{disponibil}}(t)]$$

Sistemul va păstra o evidență auditabilă a sursei, destinației virtuale și momentului producerii energiei.

EMS propus va permite integrarea CEF+BESS stand-alone în sistemul central ca active energetice distincte. EMS va putea coordona:

- producția fotovoltaică;
- încărcarea bateriei exclusiv sau prioritar din energia regenerabilă;
- limitarea exportului;
- programarea descărcării în intervalele cu deficit agregat;
- menținerea unei rezerve minime;
- furnizarea datelor necesare alocării energiei către clădirile Beneficiarului.

EMS va include funcții de prognoză pentru minimum 24-48 de ore, cu actualizare periodică, utilizând:

- istoricul de consum al fiecărei clădiri;
- programul de funcționare și calendarul instituției;
- datele meteorologice;
- prognoza iradianței și temperaturii;
- caracteristicile centralelor fotovoltaice;
- starea actuală a bateriilor;
- eventualele restricții de racordare.

Pe baza prognozelor, EMS va evita încărcarea prematură a bateriilor din rețea atunci când este anticipată o producție fotovoltaică excedentară și va păstra suficientă capacitate disponibilă pentru preluarea acesteia. În mod similar, sistemul va conserva energia stocată pentru intervalele în care este prognozat cel mai mare deficit sau cel mai ridicat consum simultan.

Funcția obiectiv va urmări, în principal:

$$\min (E_{\text{rețea, absorbit}} + E_{\text{regenerabilă, limitată}} + C_{\text{degradare}} + P_{\text{vârf}})$$

Optimizarea va fi efectuată cu respectarea constrângerilor tehnice ale centralelor, bateriilor și racordurilor.

Fiecare amplasament va fi prevăzut cu măsurare bidirecțională separată pentru:

- producția centralei fotovoltaice;
- încărcarea BESS;
- descărcarea BESS;
- consumul total al clădirii;
- energia absorbită din rețea;
- energia evacuată în rețea;
- consumurile auxiliare ale sistemelor.

Sistemul va genera rapoarte cel puțin la rezoluția intervalului de decontare și, pentru monitorizarea operațională, la rezoluții de 1-15 minute. Rapoartele vor evidenția distinct:

- producția totală din surse regenerabile;
- autoconsumul instantaneu;
- energia utilizată pentru încărcarea bateriilor;
- energia furnizată din baterii;
- energia importată și exportată;
- energia regenerabilă limitată;
- pierderile de conversie;
- SoC și ciclurile echivalente ale fiecărei baterii;
- gradul de autoconsum și gradul de autosuficiență;
- alocarea virtuală a energiei între clădiri;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Indicatorii principali vor fi calculați astfel:

$$R_{\text{autoconsum}} = E_{\text{PV, utilizată de Beneficiar}} / E_{\text{PV, produsă}} \cdot 100 [\%]$$

$$R_{\text{autosuficiență}} = (E_{\text{PV, utilizată direct}} + E_{\text{BESS, din PV}}) / E_{\text{consum, Beneficiar}} \cdot 100 [\%]$$

Datele vor fi arhivate pe întreaga perioadă impusă de contractul de finanțare și vor putea fi exportate în formate standard pentru audit, verificarea indicatorilor și raportarea către finanțator.

EMS va utiliza protocoale deschise și standardizate, precum Modbus TCP/RTU, IEC 61850, IEC 60870-5-104, MQTT sau OPC UA, în funcție de echipamentele selectate.

Sistemul va fi compatibil cu invertoarele fotovoltaice, PCS, BMS, contoarele inteligente și sistemele SCADA locale.

Comunicațiile vor fi protejate prin VPN, criptare, autentificare individuală, control al accesului pe roluri și jurnalizarea tuturor comenzilor.

Rețeaua operațională va fi separată de rețeaua IT administrativă a UAT. Pierderea comunicației cu sistemul central nu va conduce la funcționarea necontrolată a bateriilor: fiecare controler local va trece automat într-un regim sigur, cu limitarea descărcării la consumul local sau oprirea controlată a schimbului de energie.

Comenzile BMS și protecțiile electrice vor avea prioritate absolută față de comenzile EMS.

EMS va fi proiectat astfel încât, în orice interval de funcționare, să fie îndeplinită simultan următoarea logică:

- excedentul fotovoltaic este utilizat prioritar pentru consum local;
- excedentul rămas este stocat în BESS;
- energia disponibilă suplimentar este luată în considerare pentru acoperirea deficitului altor clădiri ale Beneficiarului;
- puterea cumulată de descărcare a tuturor BESS nu depășește cererea agregată eligibilă;
- limitele fiecărui punct de racordare sunt permanent respectate;
- injecția accidentală din BESS este prevenită atunci când aceasta nu este autorizată;
- toate fluxurile energetice sunt măsurate separat și pot fi demonstrate în cadrul verificărilor aferente **Fondului pentru Modernizare**.

CORELAREA SEZONIERĂ A PRODUCȚIEI CU CONSUMUL ȘI VALORIFICAREA SURPLUSULUI DIN PERIOADELE DE VACANȚĂ ȘCOLARĂ

Întrucât conturul energetic este format în proporție covârșitoare din unități de învățământ, profilul anual de consum al Beneficiarului este invers corelat cu profilul de producție fotovoltaică: consumul atinge minimumul în lunile iulie și august, exact în perioada de producție maximă. Pentru demonstrarea condiției de autoconsum integral, în cele ce urmează se prezintă bilanțul lunar al energiei și măsurile prin care surplusul din perioadele de vacanță școlară este valorificat, astfel încât să nu rezulte injecție în rețeaua electrică de distribuție.

Bilanțul lunar, obținut prin confruntarea necesarului de energie electrică al conturului cu producția netă estimată a centralelor fotovoltaice, este prezentat în tabelul de mai jos.

Tabelul 3.3 – Bilanțul lunar al energiei și soldul de producție – Scenariul 1 (MWh/lună)

Luna	Necesar de energie electrică	Producție netă estimată	Sold lunar
Ianuarie	432,59	81,24	-351,35
Februarie	386,59	149,14	-237,45
Martie	350,60	239,49	-111,11
Aprilie	225,89	244,03	+18,14
Mai	216,90	325,90	+109,00
Iunie	212,05	327,63	+115,58
Iulie	169,51	382,29	+212,78
August	147,50	333,88	+186,38
Septembrie	224,08	272,92	+48,84
Octombrie	237,38	190,89	-46,49
Noiembrie	281,49	86,04	-195,45
Decembrie	129,37	81,19	-48,18
TOTAL AN	3.013,94	2.714,64	—
din care: aprilie–septembrie	1.195,93	1.886,65	+690,72

Soldul pozitiv cumulat pe lunile aprilie–septembrie este de 690,72 MWh, respectiv 25,44% din producția netă anuală, din care 399,16 MWh — 57,79% din surplus — se concentrează în lunile iulie și august. Acest sold reprezintă energia care, la nivel agregat lunar, nu are consumator în interiorul conturului și care, în absența unor măsuri dedicate, ar fi injectată în rețea. Sistemele de stocare, cu o capacitate cumulată de 8.960,20 kWh, realizează deplasarea energiei în interiorul zilei și nu pot prelua un decalaj sezonier; prin urmare, valorificarea surplusului se asigură prin măsurile descrise în continuare, aplicate cumulativ.

a) Redistribuirea în interiorul portofoliului prin sistemul de management energetic

Sistemul de management energetic realizează, pentru fiecare interval de decontare, bilanțul consolidat al tuturor clădirilor Beneficiarului și alocă excedentul unui amplasament către deficitul altora, potrivit regimului de echilibrare la nivelul portofoliului descris mai sus. Măsura elimină dezechilibrele dintre amplasamente — situațiile în care o unitate de învățământ aflată în vacanță produce peste necesarul propriu, în timp ce clădirile administrative, creșele cu program de vară și unitățile cu activitate estivală înregistrează deficit. Cele trei clădiri administrative din contur — sediul Primăriei Sectorului 6 și cele două sedii ale Poliției Locale — funcționează fără întrerupere pe tot parcursul anului și constituie consumatorul de bază care preia prioritar excedentul unităților de învățământ învecinate. Redistribuirea se realizează

exclusiv între locuri de consum ale Beneficiarului și este evidențiată auditabil de sistem, pe sursă, destinație și interval.

b) Deplasarea consumurilor programabile în perioada de producție maximă

Beneficiarul programează în lunile de vacanță școlară activitățile cu consum de energie care nu sunt condiționate de desfășurarea cursurilor și care, în prezent, se execută dispersat pe parcursul anului. Intră în această categorie: lucrările de reparații curente, igienizare și întreținere a clădirilor de învățământ, executate tradițional în iulie și august; funcționarea instalațiilor de ventilare și climatizare pentru pregătirea și uscarea spațiilor după lucrări; prepararea și stocarea apei calde de consum; funcționarea instalațiilor de spălătorie și a bucătăriilor din unitățile cu program estival; alimentarea echipamentelor de pompare și a sistemelor de irigare a spațiilor verzi din incinte; precum și încărcarea flotei de vehicule electrice și a echipamentelor de întreținere ale Beneficiarului, programată prin sistemul de management energetic în intervalul orar cu producție fotovoltaică. Deplasarea acestor consumuri transferă cerere din lunile de iarnă, în care instalația funcționează structural în deficit, în lunile cu sold pozitiv, reducând simultan surplusul de vară și energia achiziționată din rețea în sezonul rece.

c) Corelarea puterii instalate cu consumul propriu al amplasamentelor excedentare

La faza de proiect tehnic, pentru fiecare amplasament se verifică raportul dintre producția anuală estimată și consumul anual de referință propriu, determinat din facturile aferente ultimelor 12 luni. Amplasamentele la care producția depășește structural consumul propriu, iar excedentul nu poate fi preluat de clădirile învecinate în interiorul aceluiași interval, fac obiectul unei reduceri punctuale a puterii instalate, prin diminuarea numărului de module, până la corelarea cu necesarul efectiv. Măsura se aplică exclusiv la nivelul amplasamentelor excedentare, fără a afecta soluția tehnică de ansamblu, și se corelează cu verificările structurale și cu suprafețele efectiv disponibile constatate la relevee. Reducerea puterii la aceste amplasamente diminuează producția tocmai în lunile cu sold pozitiv, întrucât surplusul este generat de amplasamentele supradimensionate în raport cu propriul consum.

d) Limitarea injectiei la zero, ca măsură de siguranță reziduală

Invertoarele și sistemul de management energetic funcționează în regim de export zero. În fiecare interval de control, puterea cumulată livrată de centralele fotovoltaice și de sistemele de stocare nu depășește cererea agregată eligibilă a clădirilor Beneficiarului, iar limitele fiecărui punct de racordare sunt permanent respectate. Atunci când consumul local este acoperit integral, sistemele de stocare sunt încărcate, iar la atingerea stării de încărcare maximă

producția este limitată prin reglaj de putere activă. Energia care nu are consumator nu este produsă, ceea ce garantează că nu se realizează injecție în rețeaua electrică de distribuție, indiferent de eficacitatea măsurilor de la literele a)–c). Funcția de prognoză pe 24–48 de ore evită încărcarea prematură a bateriilor și păstrează capacitate disponibilă pentru intervalele cu producție excedentară anticipată.

Prin aplicarea cumulativă a acestor măsuri, întreaga energie electrică livrată de centralele fotovoltaice și de sistemele de stocare este consumată în interiorul conturului energetic al Beneficiarului, iar energia injectată în rețeaua electrică de distribuție este nulă. Analiza financiară și analiza economică din prezentul studiu sunt construite, în mod prudent, exclusiv pe energia efectiv livrată consumatorilor, fără a lua în calcul niciun venit din vânzarea energiei electrice.

În Scenariul 2, profilul lunar al producției este practic identic — 2.701,07 MWh/an, cu valorile lunare prezentate în Tabelul 3.17 — iar soldul pozitiv cumulat pe lunile aprilie–septembrie este de 681,28 MWh. Măsurile descrise mai sus se aplică în aceeași formă și cu aceeași eficacitate.

ELEMENTE GENERALE

Se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Accesul utilajelor în incinte se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacitaților energetice (PT și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacitaților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energiei Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 99,30% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni - nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}$ ", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejată împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tijă de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol și pe clădire.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Proiectul va debita o putere nominală de **2.505,75 kW_p / 2.465,00 kW_{AC}**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică.

Proiectul va fi prevăzut cu o **capacitate globală de stocare a energiei electrice de 8.960,20 kWh**.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmând a se detalia în Proiectul Tehnic.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Oferta tehnico-bugetară poate fi consultată în **Anexa 7**.

3.1.4. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh

CENTRALA ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ

Dimensionarea centralei fotovoltaice propuse prin prezenta lucrare a ținut cont de două constrângeri fundamentale:

- Suprafața disponibilă pentru dezvoltarea proiectului, în diversele amplasamente;
- Asigurarea unei rate de auto-consum direct (din producția de energie electrică) de minimum 100%/an.

Scopul proiectului este acela ca **PRIMĂRIA SECTORULUI 6** să dobândească calitatea de utilizator activ (prosumator), coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

Pentru dimensionarea **CEF** au fost analizate toate amplasamentele beneficiarului, fiind realizate mobilări pentru fiecare clădire în parte.

În analiza amplasamentelor s-au avut în vedere:

- Potențialul solar al amplasamentului: condiții de umbrire parțială, orientare;
- Respectarea prevederilor P118/2025 și I7/2001;
- Corelarea cu necesarul de energie electrică al fiecărui amplasament.

În urma acestei analize, a rezultat situația detaliată prezentată în **Tabelul 3.2.**

Tabelul 3.4 – Centralizarea CEF distribuite – Scenariul 2

Nr. Crt.	LOCAȚIE	Putere instalată Panouri PV [kWp]	Putere instalată în AC [kW]	Capacitate instalată BESS [kWh]
1	Grădina cu program prelungit Albinutele	50,40	50	199,68
2	Grădina Colt de Rai	50,40	50	199,68
3	Grădina Fulg de Nea	31,05	30	106,50
4	Grădina nr. 40	10,35	10	30,72
5	Grădina Hillary Clinton	40,05	40	157,70
6	Grădina nr. 94	26,55	25	94,21
7	Grădina nr. 111	20,70	20	73,73
8	Grădina nr.195 Prichindel	0,00	0	0,00
9	Grădina nr. 210	25,65	25	94,21
10	Grădina nr. 218	0,00	0	0,00
11	Grădina nr. 229	10,35	10	30,72
12	Grădina nr. 246	10,35	10	30,72
13	Grădina nr. 272	10,35	10	30,72
14	Grădina nr. 273	4,95	5	10,24
15	Scoala Gimnazială nr. 142	50,40	50	199,68
16	Scoala Gimnazială nr. 153	25,65	25	94,21
17	Scoala Gimnazială nr. 156	80,55	80	307,20
18	Scoala Gimnazială Ion Dumitriu	150,75	150	555,05
19	Scoala Gimnazială Sfanta Treime	18,00	15	51,20
20	Scoala Gimnazială nr. 161	80,55	80	307,20
21	Scoala Gimnazială nr. 163	40,05	40	157,70
22	Scoala Gimnazială nr. 164 (Sfantul Calinic de la Cernica)	144,00	140	555,05
23	Scoala Gimnazială nr. 167	33,75	30	99,84
24	Politia Locală Sector 6	10,35	10	30,72
25	Scoala Gimnazială nr. 169	99,90	100	359,74
26	Scoala Gimnazială Constantin Brancusi	99,90	100	359,74

Nr. Crt.	LOCAȚIE	Putere instalată Panouri PV [kWp]	Putere instalată în AC [kW]	Capacitate instalată BESS [kWh]
27	Scoala Gimnaziala 193 Orizont	90,90	90	319,49
28	Scoala Gimnaziala nr.198 Regina Maria	70,20	70	215,00
29	Scoala Gimnaziala nr. 279	80,55	80	307,20
30	Scoala Gimnaziala Speciala Constantin Paunescu	25,65	25	94,21
31	Scoala Gimnaziala Speciala pentru Deficienti de Auz Sfanta Maria	15,30	15	51,20
32	Primăria Sector 6	99,90	100	359,74
33	Colegiul Tehnic Carol I	10,35	10	30,72
34	Școala Gimnazială nr. 197 — corp vechi	31,05	30	99,84
35	Colegiul Tehnic Gheorghe Asachi	23,40	20	73,73
36	Poliția Locală Sector 6	301,50	300	1.163,34
37	Liceul Tehnologic Sfântul Antim Ivireanu	80,55	80	307,20
38	Liceul Teoretic Tudor Vladimirescu	99,90	100	359,74
39	Liceul Tehnologic Petru Poni	199,80	200	759,74
40	Grădina nr. 197 Zana Florilor	4,95	5	10,24
41	Grădina nr. 209	11,70	10	30,72
42	Grădina nr. 217	4,95	5	10,24
43	Grădina nr. 250	0,00	0	0,00
44	Scoala Gimnaziala nr. 206	60,75	60	215,00
45	Scoala Gimnaziala Regele Mihai I	60,75	60	215,00
46	Colegiul Tehnic Petru Maior	80,55	80	307,20
47	Grădina Dumbrava Minunilor	20,70	20	73,73
TOTAL		2.498,40	2.465	9.139,43

Capacitatea instalată centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **5.552 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.108 – 2.110 x 1.048 – 1.050 x 38 - 40 mm și o greutate medie de 39,8 - 40 kg.

Puterea modulelor PV va fi de **450 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,37%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere nominală de **30 kW**, conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **96,00% STC**.

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică a fost obținută o ofertă bugetară bazată pe următoarele considerente:

- **Module PV: 5.552 module de 450 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetică este anexată în **Anexa 8**) – a se vedea **Figura 3.12**.

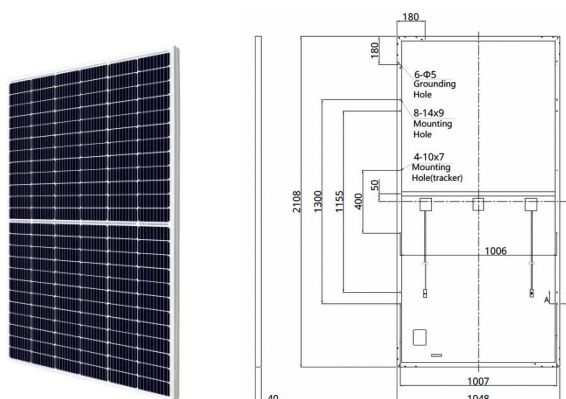


Figura 3.12 – Modul PV 450 Wp – S2

- **Invertoare solare** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 9**):
 - o 9 invertoare de 5 kW;
 - o 7 invertoare de 10 kW;
 - o 0 invertoare de 12 kW;
 - o 10 invertoare de 20 kW;
 - o 4 invertoare de 25 kW;
 - o 0 invertoare de 17 kW;
 - o 3 invertoare de 30 kW;
 - o 14 invertoare de 40 kW;
 - o 10 invertoare de 50 kW;
 - o 9 invertoare de 100 kW.
- **Sistemul de stocare** va fi dezvoltat utilizând o structură de baterii tip Litiu-Ion (tip LFP), cu o capacitate instalată **utilizabilă** de minimum **10,24 - 4.014 kWh**, ce vor avea un randament pe ciclu de încărcare – descărcare de **minimum 90%**, la o rată de încărcare/descărcare de 0,5 C, o temperatură standard de 25 de grade Celsius și un SoH de 50%. Sistemul de stocare denumit în continuare **BESS** (Battery Energy Storage System) – a se vedea **Anexa 10** – va fi compus din:
 - o Sistemul de baterii electrochimice, dispus în soluție modulară (v. **Figura 3.13**, pentru exemplificare), a cărei răcire va fi asigurată, individual la nivelul fiecărui container în parte (sistem de climatizare dedicat), distribuit după cum urmează:
 - 66 sisteme de 10,24 kWh;
 - 15 sisteme de 53,248 kWh;
 - 8 sisteme de 99,84 kWh;

- 8 sisteme de 159,744 kWh;
 - 7 sisteme de 200,00 kWh;
 - 3 sisteme de 215 kWh;
 - 5 sisteme de 307,20 kWh;
 - 4 sistem de 501,80 kWh;
 - 0 sisteme de 2.064,38 kWh;
 - 0 sisteme de 3.512 kWh;
 - 0 sisteme de 4.014 kWh.
- o Pentru fiecare locație, un tablou electric dedicat BESS, prevăzut cu **1 circuit** dedicat pentru alimentarea BESS și **2 circuite de ieșire** (unul către **Tablou Electric al Centralei Fotovoltaice** și unul către **rețeaua internă de distribuție**);



Figura 3.13 – Sistem stocare integrat – 4 x 10,24 kWh utilizabili

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui** în anul 11 și în anul 22, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (**ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză**).

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertoarele vor avea display cu indicatoare LED, și vor permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului stringurilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Invertoarele de putere trifazate permit reglarea automată a puterii active produse în următoarele moduri:

- **Reglare automată statică a puterii active produse.** Prin intermediul interfeței grafice de comandă se limitează permanent puterea ce poate fi livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală;
- **Reglare automată statică în trepte a puterii active produse** – buclă de reglaj deschisă. Prin intermediul modulului de intrări digitale disponibil la nivelul invertorului de putere se poate regla în trepte fixe puterea livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare X% din puterea nominală.;
- **Reglare automată dinamică a puterii active produse** – buclă de reglaj închisă. Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în rețeaua electrică de distribuție să fie permanent 0 kW. Comanda în cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei rețele de comunicație RS485.

Suplimentar, pentru asigurarea condițiilor de **securitate în exploatare**, sistemul fotovoltaic va fi echipat cu:

- Senzorii termici încorporați în sistemele de cablu, ce detectează potențialele cedări de izolație și regimuri de suprasarcină;
- Protecție încorporată împotriva defectelor de arc **AFCI (Arc Fault Circuit Interruptor)**, ce deconectează automat circuitul la detectarea apariției unui arc electric;
- Un redresor de degradare indusă potențial de noapte (**PID – Potential Induced Degradation**) încorporat pentru a preveni degradarea performanței modulelor care poate duce la o producție redusă de energie în timp;
- Dispozitive de protecție la supratensiune înlocuibile pe teren, pentru a rezista mai bine la supratensiunile cauzate de fulgere sau alte evenimente: descarcatoare integrate și tip 2 CC, tip 2 CA;
- Comutatoare de siguranță DC integrat;
- Un sistem de monitorizare încorporată la nivel de modul cu comunicație Ethernet sau celulară pentru vizibilitate completă a sistemului.

Acolo unde sistemul fotovoltaic propus va fi amplasat pe **acoperișul clădirii**, aceasta se va face utilizând o structură portantă de montaj de tip **coplanară** (a se vedea **Figura 3.7**), special proiectată pentru instalații fotovoltaice pe acoperișuri plane sau cu pantă redusă. Această configurație permite utilizarea eficientă a suprafeței disponibile, maximizarea densității de instalare și obținerea unei curbe de producție energetică uniforme pe parcursul zilei.

Sistemul fotovoltaic propus va utiliza o structură de montaj coplanară cu acoperișul existent, fără modificarea unghiului de înclinare al acestuia. Structura va urma geometria acoperișului, având o **înclinație de aproximativ 5°**, ceea ce conduce la reducerea solicitărilor mecanice generate de acțiunea vântului și la o integrare arhitecturală optimă a centralei fotovoltaice.

Structura de susținere va fi realizată din **profile extrudate din aliaj de aluminiu EN AW-6063 T66** sau echivalent, împreună cu elemente de fixare din **oțel inoxidabil A2/A4**, materiale caracterizate prin rezistență ridicată la coroziune, greutate redusă și durată de exploatare de peste 25 de ani. Toate componentele vor fi certificate pentru utilizarea în sisteme fotovoltaice și vor respecta standardele europene aplicabile.

Fixarea structurii se va realiza direct pe elementele portante ale acoperișului, utilizând sisteme de prindere dedicate tipului de învelitoare (tablă cutată, panou sandwich, tablă fălțuită

sau alt tip existent), fără afectarea etanșeității acoperișului. Elementele de prindere vor fi prevăzute cu garnituri EPDM și sisteme de etanșare care să prevină infiltrațiile de apă și degradarea învelitorii.

Structura va fi dimensionată pentru a prelua toate încărcările permanente și variabile rezultate din greutatea proprie a modulelor, acțiunea vântului și încărcările din zăpadă, conform prevederilor **SR EN 1991 (Eurocod 1)** și ale anexelor naționale aplicabile. De asemenea, va fi verificată capacitatea portantă a structurii existente a acoperișului pentru a confirma că aceasta poate prelua încărcările suplimentare generate de instalația fotovoltaică.

Prin montajul coplanar cu acoperișul se obțin multiple avantaje tehnice și economice:

- integrarea estetică a centralei fotovoltaice în arhitectura clădirii;
- reducerea solicitărilor aerodinamice comparativ cu structurile înclinate artificial;
- diminuarea cantității de materiale structurale și a costurilor de montaj;
- limitarea încărcărilor suplimentare asupra construcției;
- reducerea riscului de desprindere a elementelor structurale în condiții meteorologice severe.

În vederea maximizării producției de energie electrică, modulele vor fi distribuite pe ambele versante ale acoperișului, iar proiectarea șirurilor fotovoltaice va ține seama de orientarea diferită a celor două ape. Invertoarele utilizate vor dispune de mai multe trackere MPPT independente, astfel încât fiecare orientare să fie exploatată separat, evitând pierderile cauzate de funcționarea simultană a modulelor cu expuneri solare diferite.

Deși înclinația acoperișului de cca. 5° este inferioară unghiului optim pentru latitudinea amplasamentului (aproximativ 30–35°), aceasta reprezintă o soluție uzuală pentru instalațiile fotovoltaice amplasate pe hale industriale și clădiri comerciale, oferind un compromis avantajos între producția anuală de energie, costurile de implementare și limitările constructive ale clădirii. În plus, orientarea către sud-vest conduce la o deplasare a vârfului de producție către intervalul după-amiezii, caracteristică favorabilă aplicațiilor de **autoconsum**, deoarece suprapune mai bine producția fotovoltaică peste profilul de consum al majorității utilizatorilor industriali.

Structura va permite montajul și demontajul individual al modulelor fotovoltaice, accesul facil pentru activitățile de mentenanță și inspecție, precum și integrarea sistemelor de management al cablurilor, împământare și protecție la trăsnet, contribuind la exploatarea sigură și fiabilă a centralei fotovoltaice pe întreaga durată de viață a acesteia.

Pentru amplasamentele cu acoperiș tip terasă, sistemul fotovoltaic propus va fi instalat utilizând o structură portantă de montaj de tip **Est–Vest** (a se vedea **Figura 3.7**), special proiectată pentru instalații fotovoltaice pe acoperișuri plane sau cu pantă redusă. Această configurație permite utilizarea eficientă a suprafeței disponibile, maximizarea densității de instalare și obținerea unei curbe de producție energetică uniforme pe parcursul zilei.

Structura va fi realizată din **aliaj de aluminiu extrudat cu rezistență mecanică ridicată** (minimum EN AW-6005 T5/T6 sau echivalent) și elemente de fixare din oțel inoxidabil **A2/A4**, materiale caracterizate prin rezistență ridicată la coroziune și durată de viață comparabilă cu cea a modulelor fotovoltaice (minimum 25 ani).

Configurația Est–Vest presupune montarea modulelor fotovoltaice în perechi, cu orientarea unei jumătăți către est și a celeilalte către vest, la un unghi de înclinare redus, de regulă cuprins între 5° și 15°, în funcție de caracteristicile acoperișului.

Această soluție permite:

- utilizarea optimă a suprafeței disponibile pe acoperiș;;
- reducerea distanțelor dintre șirurile de panouri și diminuarea fenomenului de umbrire reciprocă;
- distribuirea mai uniformă a producției de energie electrică pe parcursul zilei, cu limitarea vârfurilor de putere la orele prânzului;
- reducerea solicitărilor mecanice generate de acțiunea vântului comparativ cu structurile înclinate către sud.

Structura va fi dimensionată conform prevederilor aplicabile din **SR EN 1991** (Eurocod 1) privind acțiunile din vânt și zăpadă, precum și în conformitate cu cerințele producătorului sistemului de montaj și ale modulelor fotovoltaice și legislația națională în vigoare – **P118/2025**.

Dimensionarea va ține seama de amplasamentul investiției, zona climatică, categoria terenului și caracteristicile constructive ale acoperișului.

În funcție de caracteristicile structurale ale clădirii, sistemul de montaj poate fi realizat în una dintre următoarele variante:

- sistem lestat (fără perforarea hidroizolației), utilizând blocuri de beton prefabricate sau alte elemente de balast calculate astfel încât să asigure stabilitatea la acțiunea vântului;

- sistem fixat mecanic de elementele structurale ale acoperișului, prin intermediul unor dispozitive speciale de prindere și etanșare, atunci când acest lucru este permis de soluția constructivă a clădirii.

Soluția finală va fi stabilită în cadrul proiectului tehnic pe baza verificării capacității portante a acoperișului și a expertizei structurale.

Structura va permite montarea modulelor fotovoltaice fără solicitări mecanice suplimentare asupra ramelor acestora și va asigura o ventilație naturală eficientă pe partea inferioară a panourilor, contribuind la reducerea temperaturii de funcționare și la menținerea unui randament energetic ridicat.

Toate componentele sistemului vor fi proiectate pentru exploatare în exterior, având un grad ridicat de rezistență la radiații UV, variații de temperatură, umiditate și coroziune atmosferică. Sistemul va permite accesul facil pentru activitățile de exploatare, mentenanță și înlocuire a componentelor, fără afectarea integrității acoperișului.

Structura de montaj va fi compatibilă cu module fotovoltaice monocristaline de putere mare, cu dimensiuni și mase specifice generației actuale de panouri, precum și cu sistemele de împământare și echipotențializare aferente instalației fotovoltaice.

Prin utilizarea configurației Est–Vest se urmărește optimizarea raportului dintre energia produsă și suprafața ocupată, reducerea încărcărilor asupra acoperișului și creșterea gradului de autoconsum al energiei electrice produse, aspecte care contribuie la îmbunătățirea performanței tehnico-economice a investiției.

Pentru amplasarea sistemului fotovoltaic la sol, se propune și realizarea unei structuri metalice de tip **carport fotovoltaic** – v. **Figura 3.9**, având rolul de susținere a modulelor fotovoltaice și de acoperire a locurilor de parcare existente. Soluția permite valorificarea suprafețelor deja antropizate, fără ocuparea unor terenuri suplimentare, contribuind la creșterea eficienței utilizării amplasamentului și la protejarea autovehiculelor împotriva radiației solare, precipitațiilor și altor factori atmosferici.

Structura va fi realizată în configurație **cu o singură apă (single-slope)**, cu suprafața activă orientată în funcție de particularitățile amplasamentului și de profilul de consum al beneficiarului.

Structura portantă va fi alcătuită din stâlpi metalici, grinzi principale și secundare, contravântuiri și profile de montaj dedicate sistemelor fotovoltaice. Modulele fotovoltaice vor fi montate pe profile din aluminiu extrudat, utilizând sisteme certificate de prindere cu cleme terminale și intermediare, compatibile cu tipul și dimensiunile panourilor fotovoltaice.

Elementele structurale vor fi executate din oțel structural de calitate minimă **S355JR** (sau echivalent), iar toate componentele expuse mediului exterior vor beneficia de protecție anticorozivă prin **galvanizare la cald**, conform **SR EN ISO 1461**, sau printr-un sistem echivalent de protecție împotriva coroziunii, corespunzător clasei de coroziune a amplasamentului conform **SR EN ISO 12944**. Durata de viață proiectată a structurii va fi de minimum **30 de ani**, fiind compatibilă cu durata de exploatare estimată a centralei fotovoltaice.

Din punct de vedere structural, dimensionarea elementelor metalice și a fundațiilor se va realiza pe baza studiului geotehnic al amplasamentului și a calculului static și dinamic al structurii, luând în considerare toate acțiunile permanente și variabile care pot apărea pe durata exploatării:

- greutatea proprie a structurii și a modulelor fotovoltaice;
- încărcările climatice din zăpadă;
- acțiunea vântului, inclusiv efectele de suucțiune asupra panourilor fotovoltaice;
- încărcările accidentale generate de activitățile de exploatare și mentenanță;
- acțiunea seismică specifică amplasamentului;
- efectele de dilatare și contracție termică ale structurii.

Înălțimea liberă a structurii va fi stabilită astfel încât să permită circulația în siguranță a autovehiculelor și accesul echipamentelor de întreținere, recomandându-se o gardă minimă de aproximativ **2,5–2,8 m**, în funcție de destinația parcării și de categoria autovehiculelor deservite.

Unghiul de înclinare al acoperișului va fi ales astfel încât să asigure un compromis optim între producția anuală de energie, comportarea la acțiunea vântului, evacuarea apelor meteorice și integrarea arhitecturală în cadrul amplasamentului. În funcție de constrângerile geometrice și de analiza energetică, înclinarea recomandată este cuprinsă între **8° și 15°**, valoarea finală urmând a fi stabilită în etapa de proiectare tehnică.

Structura va fi configurată astfel încât să minimizeze efectele de umbrire între rândurile de module și să permită o ventilație naturală eficientă a panourilor fotovoltaice. Răcirea naturală a modulelor conduce la reducerea temperaturii de funcționare și, implicit, la creșterea randamentului energetic al centralei.

Sistemul va include instalația completă de legare la pământ și echipotențializare a tuturor elementelor metalice, realizată în conformitate cu prevederile **Normativului I7** și ale standardelor **SR EN 62305**, privind protecția împotriva trăsnetului. Toate elementele

conductoare vor fi conectate la priza de pământ a obiectivului, iar rezistența instalației de dispersie va respecta cerințele impuse de proiectul instalațiilor electrice.

Traseele de cabluri de curent continuu și alternativ vor fi dispuse în jgheaburi metalice zincate sau tubulaturi dedicate, fixate sub structura carportului, fiind protejate împotriva solicitărilor mecanice, radiației UV și infiltrațiilor de apă. Sistemul va permite accesul facil pentru inspecție și mentenanță, fără demontarea modulelor fotovoltaice.

Prin utilizarea unei structuri de tip carport, investiția valorifică eficient infrastructura existentă a parcării, elimină necesitatea ocupării unor suprafețe suplimentare de teren și generează beneficii multiple: producerea energiei electrice din surse regenerabile, reducerea temperaturii în zona de parcare, protejarea autovehiculelor împotriva intemperiilor și îmbunătățirea confortului utilizatorilor. Soluția propusă este robustă, durabilă și adaptată exploatării pe termen lung, fiind proiectată pentru o durată de funcționare comparabilă cu cea a centralei fotovoltaice și cu costuri reduse de întreținere.

În cadrul prezentului proiect se propune, de asemenea, realizarea unei **structuri metalice fixe de montaj la sol (ground-mounted fixed tilt)** – v. **Figura 3.10**, destinată susținerii modulelor fotovoltaice, pentru unele amplasamente. Soluția este concepută pentru instalarea pe teren liber, fără afectarea funcționalității obiectivului și cu ocuparea optimă a suprafeței disponibile, asigurând o exploatare eficientă pe întreaga durată de viață a centralei fotovoltaice.

Structura va fi realizată în configurație **fixă**, cu modulele fotovoltaice dispuse pe un singur plan înclinat la un unghi cuprins între **20° și 25°** față de planul orizontal. Această înclinare reprezintă un compromis optim între producția anuală de energie, comportarea la acțiunea vântului, limitarea încărcărilor din zăpadă și costurile structurii de susținere, fiind recomandată pentru condițiile climatice din România și pentru maximizarea producției specifice de energie electrică.

Orientarea modulelor fotovoltaice va fi realizată către **Sud geografic**, în limita constrângerilor impuse de amplasament, pentru obținerea producției energetice maxime pe parcursul anului. În cazul existenței unor limitări de amplasare, orientarea va putea fi ajustată în etapa de proiectare tehnică, fără afectarea semnificativă a performanței energetice estimate.

Structura portantă va fi alcătuită din stâlpi metalici, grinzi longitudinale și transversale, profile suport pentru module, contravântuiri și elemente de rigidizare, dimensionate astfel încât să preia în condiții de siguranță toate solicitările mecanice care pot apărea în exploatare. Modulele fotovoltaice vor fi montate pe profile din aluminiu extrudat, utilizând sisteme

certificate de prindere cu cleme terminale și intermediare, compatibile cu caracteristicile constructive ale panourilor.

Elementele structurale vor fi executate din oțel structural de clasă minimă **S355JR**, protejat împotriva coroziunii prin **galvanizare la cald**, conform **SR EN ISO 1461**, sau prin sisteme echivalente de protecție anticorozivă, dimensionate pentru clasa de coroziune specifică amplasamentului conform **SR EN ISO 12944**. Durata de viață proiectată a structurii va fi de minimum **30 de ani**, fiind compatibilă cu durata de exploatare estimată a centralei fotovoltaice.

Structura va fi ancorată în teren prin fundații adaptate condițiilor geotehnice locale. În funcție de rezultatele studiului geotehnic și de caracteristicile terenului, se vor putea utiliza una dintre următoarele soluții constructive:

- fundații izolate din beton armat;
- piloți metalici bătuți (driven piles);
- piloți metalici înșurubați (ground screws);
- fundații prefabricate din beton, în situațiile în care condițiile de teren permit această soluție.

Soluția tehnică finală va fi stabilită în etapa de Proiect Tehnic, pe baza studiului geotehnic și a optimizării economice a investiției.

Dimensionarea structurii se va realiza ținând cont de toate acțiunile permanente și variabile prevăzute de legislația și standardele tehnice aplicabile:

- greutatea proprie a structurii și a modulelor fotovoltaice;
- încărcările climatice din zăpadă;
- acțiunea vântului, inclusiv efectele de presiune și suucțiune asupra panourilor;
- acțiunile seismice specifice amplasamentului;
- solicitările generate în timpul montajului și al operațiunilor de mentenanță;
- dilatarea și contracția termică a elementelor metalice.

Disponerea rândurilor de panouri va fi realizată astfel încât să fie eliminată umbrirea reciprocă în intervalul critic de funcționare, distanța dintre rânduri fiind determinată prin simulări de producție energetică și verificări geometrice efectuate în etapa de proiectare. Configurația adoptată va permite atât accesul echipamentelor de întreținere, cât și executarea lucrărilor de mentenanță pe întreaga durată de exploatare.

De asemenea, structura va asigura o ventilație naturală eficientă a modulelor fotovoltaice, favorizând disiparea căldurii și reducerea temperaturii de funcționare a acestora.

Funcționarea la temperaturi mai reduse conduce la creșterea randamentului energetic și la diminuarea degradării termice a modulelor pe termen lung.

Întreaga structură metalică va fi conectată la instalația de legare la pământ a centralei fotovoltaice, fiind realizată echipotențializarea tuturor elementelor conductoare conform prevederilor **Normativului I7** și ale standardelor **SR EN 62305** privind protecția împotriva trăsnetului. Toate conexiunile vor fi executate utilizând elemente rezistente la coroziune și compatibile din punct de vedere electrochimic.

Traseele de cabluri de curent continuu vor fi dispuse în jgheaburi metalice zincate sau în tuburi de protecție rezistente la radiații UV și solicitări mecanice, amplasate sub structurile de montaj, astfel încât să fie asigurată protecția cablurilor împotriva deteriorărilor mecanice și a factorilor de mediu. Traseele vor fi configurate pentru a permite inspecția și înlocuirea facilă a conductoarelor pe durata exploatării.

Structura va fi proiectată astfel încât să permită extinderea ulterioară a centralei, dacă aceasta va fi prevăzută în strategia de dezvoltare a beneficiarului, fără modificări majore ale soluției constructive existente.

Prin utilizarea unei structuri metalice fixe la sol, proiectul beneficiază de o soluție tehnică robustă, fiabilă și cu costuri reduse de exploatare, care permite obținerea unei producții energetice ridicate, facilitează operațiunile de mentenanță și asigură o durată de viață comparabilă cu cea a modulelor fotovoltaice și a întregii centrale electrice.

Proiectarea structurii de montaj se va realiza în conformitate cu prevederile următoarelor standarde și normative:

- **SR EN 1990 – Eurocod: Bazele proiectării structurilor;**
- **SR EN 1991-1-3 – Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor – Încărcări din zăpadă;**
- **SR EN 1991-1-4 – Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor – Acțiunea vântului;**
- **SR EN 1992 (pentru fundațiile din beton armat);**
- **SR EN 1993 – Eurocod 2: Proiectarea structurilor din beton;**
- **SR EN 1993 – Eurocod 3: Proiectarea structurilor din oțel;**
- **SR EN 1997 – Eurocod 7: Proiectarea geotehnică;**
- **SR EN 1998 – Eurocod 8: Proiectarea structurilor pentru rezistență la cutremur;**
- **CR 1-1-3 – Cod de proiectare privind evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor;**

- **CR 1-1-4** – Cod de proiectare privind evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor;
- **P100-1** – Cod de proiectare seismică, ediția în vigoare.

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 4 – 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 4 x 50 + 25 mm² / 4 x 70 + 35 mm² / 4 x 120 + 70 mm² de cupru.

Cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm². Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Instalația electrică va fi, în mod obligatoriu, prevăzută cu cutii de joncțiune pe stringuri, prevăzute cu întrerupătoare de string dar și cu "Fireman's Switch"-uri.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legatura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Racordul la rețeaua electrică existentă se va realiza, în fiecare amplasament vizat de proiect, prin intermediul unui **Tablou Electric** de joasă tensiune dedicat CEF-ului – **TCEF**, racordat la Tabloul electric de joasă tensiune al BESS – **T-BESS** și la rețeaua internă de distribuție a acestuia.

Această soluție va permite separarea instalației fotovoltaice și/sau a capacității de stocare a energiei electrice, în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrica de distribuție.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** ce vor asigura legătura dintre **TCEF+BESS 0,4 kV** și rețeaua electrică internă de distribuție, cablurile se vor poza în pământ în profile tip și pe estacadele existente în amplasament (unde există).

Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), soluția tehnică va fi modificată în consecință.

Toată producția centralei va fi centralizată în **TCEF+BESS** și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală a amplasamentului.

Soluția tehnică finală se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețelele electrice interne ale Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Instalația Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Sistemul PV va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor.

Scopul principal al soluției este asigurarea unei delimitări tehnice și funcționale clare a capacității de producere a energiei electrice, astfel încât noua investiție să poată fi identificată, exploatată și evaluată ca un sistem energetic distinct atât în prezent cât și în viitor.

Noua centrală fotovoltaică va fi conectată la rețeaua electrică internă a fabricii la nivelul de tensiune de **0,4 kV**, prin intermediul unui **TCEF+BESS dedicat** (sau similar), care va deservi exclusiv noua instalație fotovoltaică și sistemul de stocare.

SISTEMUL DE MANAGEMENT ENERGETIC

În vederea valorificării coordonate a energiei produse din surse regenerabile și a capacităților de stocare instalate în patrimoniul Beneficiarului, se propune implementarea unui sistem centralizat de management energetic - **EMS (Energy Management System)**.

Sistemul va monitoriza și controla, în timp real, centralele electrice fotovoltaice, sistemele de stocare a energiei electrice și consumurile aferente tuturor clădirilor și amplasamentelor incluse în proiect.

EMS va avea o arhitectură ierarhică, alcătuită din:

- controlere locale instalate la nivelul fiecărui amplasament - Local EMS/LEMS;
- un sistem central de coordonare - Central EMS/CEMS;
- contoare și analizoare de rețea amplasate în punctele de delimitare și în punctele relevante din instalațiile interioare;
- infrastructură securizată de comunicații;
- platformă software pentru monitorizare, optimizare, raportare și arhivarea datelor.

Sistemul va putea integra următoarele categorii de amplasamente:

- clădiri prevăzute cu centrală fotovoltaică și BESS;
- clădiri prevăzute numai cu centrală fotovoltaică;
- clădiri fără capacități locale de producere sau stocare, care funcționează exclusiv ca locuri de consum;
- capacități fotovoltaice și BESS amplasate independent - stand-alone;
- alte sarcini electrice flexibile care ar putea fi instalate ulterior, precum stații de încărcare, pompe de căldură, instalații de climatizare sau sisteme de preparare a apei calde.

EMS va urmări maximizarea autoconsumului energiei regenerabile la nivelul întregului portofoliu de clădiri al Beneficiarului și reducerea energiei absorbite din rețeaua publică. În acest scop, sistemul va colecta cel puțin următoarele date:

- puterea activă și reactivă produsă de fiecare centrală fotovoltaică;
- consumul instantaneu al fiecărei clădiri;
- puterea absorbită sau evacuată prin fiecare punct de delimitare;
- starea de încărcare a fiecărui BESS - State of Charge (SoC);

- puterea disponibilă pentru încărcare și descărcare;
- energia utilizabilă și starea de sănătate a bateriei - State of Health (SoH);
- alarmele, indisponibilitățile și limitările echipamentelor;
- prognozele de consum și de producție fotovoltaică;
- limitele de putere prevăzute în avizele tehnice de racordare;
- eventualele semnale de limitare transmise de operatorul de distribuție.

Pentru fiecare interval de calcul, bilanțul energetic al amplasamentului i va fi determinat prin relația:

$$P_{\text{net},i}(t) = P_{\text{cons},i}(t) - P_{\text{PV},i}(t)$$

unde $P_{\text{cons},i}(t)$ reprezintă puterea consumată de amplasamentul i , iar $P_{\text{PV},i}(t)$ reprezintă puterea produsă de centrala fotovoltaică, în momentul (t) .

O valoare pozitivă a $P_{\text{net},i}(t)$ indică un deficit de energie, iar o valoare negativă indică un excedent de producție fotovoltaică.

La nivelul întregului contur energetic al Beneficiarului, necesarul și excedentul agregat vor fi calculate astfel:

$$P_{\text{def,BENEFICIAR}}(t) = \max [0, \sum P_{\text{cons},i}(t) - \sum P_{\text{PV},i}(t)]$$

$$P_{\text{exc,BENEFICIAR}}(t) = \max [0, \sum P_{\text{PV},i}(t) - \sum P_{\text{cons},i}(t)]$$

Aceste relații vor sta la baza funcției de dispecerizare coordonată a sistemelor de stocare.

EMS va implementa următoarea ordine de prioritate:

7. alimentarea consumului instantaneu al clădirii pe care este instalată centrala fotovoltaică;
8. încărcarea BESS local din excedentul centralei fotovoltaice;
9. compensarea energetică a deficitului înregistrat la celelalte clădiri ale UAT, în măsura în care mecanismul tehnic, contractual și de decontare aplicabil permite această operațiune;
10. încărcarea altor sisteme BESS disponibile în portofoliul UAT;
11. menținerea unei rezerve de capacitate pentru intervalele prognozate cu consum ridicat;
12. livrarea excedentului în rețeaua publică sau limitarea producției, după caz, cu respectarea condițiilor din ATR, a contractelor de racordare și a schemei de finanțare.

Pentru un amplasament dotat cu PV și BESS, puterea de încărcare va fi limitată la valoarea minimă dintre excedentul local, puterea maximă de încărcare și puterea permisă de limitele tehnice ale racordului:

$$P_{inc,i}(t) \leq \min [P_{exc,i}(t), P_{inc,max,i}, P_{ATR,i}(t)]$$

Încărcarea bateriilor va fi permisă numai în interiorul domeniului de funcționare recomandat de producător:

$$SoC_{min,i} \leq SoC_i(t) \leq SoC_{max,i}$$

Valorile limită vor fi configurabile. Orientativ, pentru exploatarea normală pot fi utilizate praguri de 10-20% pentru SoC_{min} și 90-100% pentru SoC_{max} , valorile definitive urmând a fi stabilite în funcție de tehnologia selectată, condițiile de garanție și strategia de exploatare.

Funcția esențială a EMS va fi prevenirea descărcării cumulate a bateriilor peste necesarul efectiv al clădirilor Beneficiarului. În fiecare interval de control, puterea totală comandată pentru descărcarea tuturor BESS va respecta condiția:

$$\sum P_{desc,j}(t) \leq P_{def,BENEFICIAR}(t)$$

Cu luarea în considerare a randamentului conversiei și a unei marje operaționale, comanda efectivă poate fi determinată prin:

$$P_{desc,total}ref(t) = \min [P_{def,UAT}(t)/\eta_{desc}, \sum P_{desc,disp,j}(t)] \cdot k_s$$

unde $P_{desc,total}ref(t)$ este puterea totală de descărcare comandată, η_{desc} este randamentul procesului de descărcare și conversie, $P_{desc,disp,j}(t)$ este puterea disponibilă a BESS j, iar k_s este un coeficient de siguranță, recomandat în domeniul 0,95-0,99.

Prin utilizarea coeficientului de siguranță se evită apariția unor injecții accidentale generate de întârzierile comunicațiilor, erorile de măsurare sau variațiile rapide ale consumului și producției.

Puterea disponibilă pentru fiecare BESS va fi calculată ținând seama de:

- SoC și energia efectiv utilizabilă;
- puterea nominală a PCS;
- durata intervalului de dispecerizare;
- randamentul bateriei și al convertorului;
- temperatura bateriei;
- limitările impuse de BMS;
- numărul de cicluri și strategia de protejare a duratei de viață;
- rezerva de energie stabilită pentru situații de urgență;
- limitele de import și export ale punctului de racordare.

În lipsa unui deficit agregat al clădirilor BENEFICIARULUI, EMS va bloca descărcarea BESS, cu excepția funcțiilor expres autorizate, precum servicii de sistem, asigurarea continuității alimentării, testarea periodică sau participarea la alte mecanisme de piață.

Dacă mai multe BESS sunt disponibile simultan, EMS va distribui necesarul de descărcare între acestea pe baza unui algoritm configurabil. Alocarea va putea urmări:

- utilizarea prioritară a bateriilor cu SoC mai ridicat;
- uniformizarea SoC între amplasamente;
- minimizarea pierderilor de conversie și de transport;
- utilizarea prioritară a bateriei aflate în apropierea consumului;
- reducerea vârfurilor de putere la punctele de racordare;
- respectarea limitelor de putere aferente fiecărui amplasament;
- minimizarea degradării și echilibrarea numărului de cicluri;
- păstrarea unei rezerve pentru clădirile critice;
- optimizarea economică în funcție de tarife și prețurile energiei.

Un indice de prioritate poate fi calculat, de exemplu, astfel:

$$I_j = w_1 \cdot SoC_j + w_2 \cdot \eta_j - w_3 \cdot C_{deg,j} - w_4 \cdot R_j$$

unde $C_{deg,j}$ reprezintă costul marginal estimat al degradării, R_j reprezintă necesarul de rezervă, iar $w_1 \dots w_4$ sunt coeficienți de ponderare configurabili.

Din punct de vedere funcțional, EMS va realiza un bilanț energetic consolidat al tuturor clădirilor Beneficiarului. Atunci când o clădire înregistrează excedent de producție, iar o altă clădire înregistrează simultan deficit, sistemul va identifica și cuantifica energia care poate fi alocată virtual pentru acoperirea deficitului.

Trebuie însă făcută distincția între:

- optimizarea fizică în interiorul aceleiași instalații sau al aceleiași rețele electrice private;
- coordonarea virtuală a mai multor locuri de consum racordate distinct la rețeaua publică;
- compensarea comercială sau financiară a energiei între aceste locuri de consum.

În cazul unor clădiri cu puncte de racordare distincte, EMS nu poate dirija fizic energia prin rețeaua publică spre o anumită clădire.

Acesta poate măsura, prognoza și coordona injecția și consumul la nivel de portofoliu, însă recunoașterea energiei drept autoconsum sau compensarea acesteia între locurile de consum depinde de cadrul de reglementare, de soluția de racordare, de contractele de furnizare și de mecanismul de decontare aplicabil.

În consecință, EMS va fi proiectat cu două regimuri distincte:

Regimul de autoconsum local strict - descărcarea BESS este limitată la consumul din spatele aceluiași punct de delimitare. Acest regim evită exportul energiei stocate și constituie configurația prudentă pentru demonstrarea autoconsumului la nivelul fiecărui amplasament.

Regimul de echilibrare la nivelul portofoliului Beneficiarului - bateriile sunt coordonate în raport cu deficitul agregat al tuturor clădirilor. Activarea acestui regim va fi condiționată de existența unei soluții legale și contractuale care permite agregarea, partajarea sau compensarea energiei între locuri de consum distincte.

Pentru fiecare interval de decontare, EMS va determina:

$$E_{\text{aloc},i}(t) = \min [E_{\text{def},i}(t), E_{\text{exc},\text{disponibil}}(t)]$$

Sistemul va păstra o evidență auditabilă a sursei, destinației virtuale și momentului producerii energiei.

EMS propus va permite integrarea CEF+BESS stand-alone în sistemul central ca active energetice distincte. EMS va putea coordona:

- producția fotovoltaică;
- încărcarea bateriei exclusiv sau prioritar din energia regenerabilă;
- limitarea exportului;
- programarea descărcării în intervalele cu deficit agregat;
- menținerea unei rezerve minime;
- furnizarea datelor necesare alocării energiei către clădirile Beneficiarului.

EMS va include funcții de prognoză pentru minimum 24-48 de ore, cu actualizare periodică, utilizând:

- istoricul de consum al fiecărei clădiri;
- programul de funcționare și calendarul instituției;
- datele meteorologice;
- prognoza iradianței și temperaturii;
- caracteristicile centralelor fotovoltaice;
- starea actuală a bateriilor;
- eventualele restricții de racordare.

Pe baza prognozelor, EMS va evita încărcarea prematură a bateriilor din rețea atunci când este anticipată o producție fotovoltaică excedentară și va păstra suficientă capacitate disponibilă pentru preluarea acesteia. În mod similar, sistemul va conserva energia stocată pentru intervalele în care este prognozat cel mai mare deficit sau cel mai ridicat consum simultan.

Funcția obiectiv va urmări, în principal:

$$\min (E_{\text{rețea, absorbit}} + E_{\text{regenerabilă, limitată}} + C_{\text{degradare}} + P_{\text{vârf}})$$

Optimizarea va fi efectuată cu respectarea constrângerilor tehnice ale centralelor, bateriilor și racordurilor.

Fiecare amplasament va fi prevăzut cu măsurare bidirecțională separată pentru:

- producția centralei fotovoltaice;
- încărcarea BESS;
- descărcarea BESS;
- consumul total al clădirii;
- energia absorbită din rețea;
- energia evacuată în rețea;
- consumurile auxiliare ale sistemelor.

Sistemul va genera rapoarte cel puțin la rezoluția intervalului de decontare și, pentru monitorizarea operațională, la rezoluții de 1-15 minute. Rapoartele vor evidenția distinct:

- producția totală din surse regenerabile;
- autoconsumul instantaneu;
- energia utilizată pentru încărcarea bateriilor;
- energia furnizată din baterii;
- energia importată și exportată;
- energia regenerabilă limitată;
- pierderile de conversie;
- SoC și ciclurile echivalente ale fiecărei baterii;
- gradul de autoconsum și gradul de autosuficiență;
- alocarea virtuală a energiei între clădiri;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Indicatorii principali vor fi calculați astfel:

$$R_{\text{autoconsum}} = E_{\text{PV, utilizată de Beneficiar}} / E_{\text{PV, produsă}} \cdot 100 [\%]$$

$$R_{\text{autosuficiență}} = (E_{\text{PV, utilizată direct}} + E_{\text{BESS, din PV}}) / E_{\text{consum, Beneficiar}} \cdot 100 [\%]$$

Datele vor fi arhivate pe întreaga perioadă impusă de contractul de finanțare și vor putea fi exportate în formate standard pentru audit, verificarea indicatorilor și raportarea către finanțator.

EMS va utiliza protocoale deschise și standardizate, precum Modbus TCP/RTU, IEC 61850, IEC 60870-5-104, MQTT sau OPC UA, în funcție de echipamentele selectate.

Sistemul va fi compatibil cu invertoarele fotovoltaice, PCS, BMS, contoarele inteligente și sistemele SCADA locale.

Comunicațiile vor fi protejate prin VPN, criptare, autentificare individuală, control al accesului pe roluri și jurnalizarea tuturor comenzilor.

Rețeaua operațională va fi separată de rețeaua IT administrativă a UAT. Pierderea comunicației cu sistemul central nu va conduce la funcționarea necontrolată a bateriilor: fiecare controler local va trece automat într-un regim sigur, cu limitarea descărcării la consumul local sau oprirea controlată a schimbului de energie.

Comenzile BMS și protecțiile electrice vor avea prioritate absolută față de comenzile EMS.

EMS va fi proiectat astfel încât, în orice interval de funcționare, să fie îndeplinită simultan următoarea logică:

- excedentul fotovoltaic este utilizat prioritar pentru consum local;
- excedentul rămas este stocat în BESS;
- energia disponibilă suplimentar este luată în considerare pentru acoperirea deficitului altor clădiri ale Beneficiarului;
- puterea cumulată de descărcare a tuturor BESS nu depășește cererea agregată eligibilă;
- limitele fiecărui punct de racordare sunt permanent respectate;
- injecția accidentală din BESS este prevenită atunci când aceasta nu este autorizată;
- toate fluxurile energetice sunt măsurate separat și pot fi demonstrate în cadrul verificărilor aferente **Fondului pentru Modernizare**.

ELEMENTE GENERALE

Se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Accesul utilajelor în incinte se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacităților energetice (PT și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice alta construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energiei Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 99,30% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni - nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}$ ", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejată împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol și pe clădire.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **2.498,40 kW_p / 2.465 kW_{AC}**.

Proiectul va fi prevăzut cu o **capacitate globală de stocare a energiei electrice de 9.139,43 kWh**.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmând a se detalia în Proiectul Tehnic.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Oferta tehnico-bugetară poate fi consultată în **Anexa 11**.

3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI

3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Dezvoltarea proiectului se va face prin instalarea de panouri fotovoltaice pe acoperișul clădirilor prezentate în **Tabelul 3.5**.

Tabelul 3.5 – Centralizarea amplasamentelor vizate de dezvoltarea proiectului

Nr. Crt.	Denumire institutie	Func-tiune	Adresa	Nr. Extras CF	Proprietar CF
1	Gradinita cu program prelungit Albinutele	Gradi-nita	Str. Centurii nr. 4, Sector 6, București	234648	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
2	Gradinita Colt de Rai	Gradi-nita	Str. Garleni nr. 10, Sector 6, București	210801	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
3	Gradinita Fulg de Nea	Gradi-nita	Șos. Ciurel nr. 9-11, Sector 6, București	209077	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
4	Gradinita nr. 40	Gradi-nita	Str. Tabla Butii nr. 60, Sector 6, București	211557	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
5	Gradinita Hillary Clinton	Gradi-nita	Aleea Pravat nr. 16, Sector 6, București	211120	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
6	Gradinita nr. 94	Gradi-nita	Str. Targu Neamt nr. 4, Sector 6, București	210983	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
7	Gradinita nr. 111	Gradi-nita	Str. Sibiu nr. 8, Sector 6, București	212191	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
8	Gradinita nr.195 Prichindel	Gradi-nita	Bd. Iuliu Maniu nr. 73-75, Sector 6, București	212603	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
9	Gradinita nr. 210	Gradi-nita	Aleea Arinis nr. 1B (bis), Sector 6, București	210296	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
10	Gradinita nr. 218	Gradi-nita	Aleea Callatis nr. 5, Sector 6, București	211492	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
11	Gradinita nr. 229	Gradi-nita	Aleea Dealul Macinului nr. 5, Sector 6, București	225395	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
12	Gradinita nr. 246	Gradi-nita	Str. Fabricii nr. 20, Sector 6, București	211042	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
13	Gradinita nr. 272	Gradi-nita	Bd. Timisoara nr. 39, Sector 6, București	211177	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
14	Gradinita nr. 273	Gradi-nita	Str. Valea lui Mihai nr. 1, Sector 6, București	212192	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
15	Scoala Gimnaziala nr. 142	Scoala	Str. Centurii nr. 4, Sector 6, București	234647	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
16	Scoala Gimnaziala nr. 153	Scoala	Str. Drumul Sabareni nr. 21A, Sector 6, București	209878	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
17	Scoala Gimnaziala nr. 156	Scoala	Str. Dealul Tugulea nr. 35, Sector 6, București	203833	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
18	Scoala Gimnaziala Ion Dumitriu	Scoala	Str. Hanul Ancutei nr. 4, Sector 6, București	247446	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
19	Scoala Gimnaziala Sfanta Treime	Scoala	Str. Ghirlandei nr. 11, Sector 6, București	212175	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
20	Scoala Gimnaziala nr. 161	Scoala	Calea Giulesti nr. 486A, Sector 6, București	212178	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
21	Scoala Gimnaziala nr. 163	Scoala	Calea Giulesti nr. 54, Sector 6, București	211518	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6

Nr. Crt.	Denumire institutie	Func-tiune	Adresa	Nr. Extras CF	Proprietar CF
22	Scoala Gimnaziala nr. 164 (Sfantul Calinic de la Cernica)	Scoala	Str. Pravat nr. 22, Sector 6, București	203803	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
23	Scoala Gimnaziala nr. 167	Scoala	Calea Crangasi nr. 140, Sector 6, București	209147	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
24	Poliția Locală Sector 6	Administrativ	B-dul Timișoara nr. 15, Sector 6, București	204134 și 204134-C1-U8	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
25	Scoala Gimnaziala nr. 169	Scoala	Str. Pacani nr. 2, Sector 6, București	234646	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
26	Scoala Gimnaziala Constantin Brancusi	Scoala	Str. Rosia Montana nr. 41, Sector 6, București	203834	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
27	Scoala Gimnaziala 193 Orizont	Scoala	Str. Mihaela Ruxandra Marcu nr. 1, Sector 6, București	209297	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
28	Scoala Gimnaziala nr.198 Regina Maria	Scoala	Str. Apusului nr. 73-75, Sector 6, București	203832	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
29	Scoala Gimnaziala nr. 279	Scoala	Str. Prelungirea Ghencea nr. 24, Sector 6, București	203831	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
30	Scoala Gimnaziala Speciala Constantin Paunescu	Scoala	Aleea Istru nr. 4, Sector 6, București	218978 / 218979	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
31	Scoala Gimnaziala Speciala pentru Deficienti de Auz Sfanta Maria	Scoala	Aleea Istru nr. 6, Sector 6, București	218980	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
32	Primăria Sector 6	Administrativ	Calea Plevnei nr. 147-149, Sector 6, București	210986	Statul Român – în administrarea Sectorului 6 al Municipiului București
33	Colegiul Tehnic Carol I	Scoala	Str. Grozavesti nr. 9, Sector 6, București	211681	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
34	Școala Gimnazială nr. 197 — corp vechi	Scoala	Str. Obcina Mare nr. 2, Sector 6, București	210413	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
35	Colegiul Tehnic Gheorghe Asachi	Scoala	Aleea Pravat nr. 24, Sector 6, București	211043	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
36	Poliția Locală Sector 6	Administrativ	Șos. Orhideelor nr. 2D, Sector 6, București	215361	Municipiul București – în administrarea Direcției Generale de Poliție Locală Sector 6
37	Liceul Tehnologic Sfantul Antim Ivireanu	Scoala	Aleea Poiana Muntelui nr. 1, Sector 6, București	203830	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
38	Liceul Teoretic Tudor Vladimirescu	Scoala	Bd. Iuliu Maniu nr. 15, Sector 6, București	210511	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
39	Liceul Tehnologic Petru Poni	Scoala	Str. Preciziei nr. 18, Sector 6, București	212459	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
40	Gradinita nr. 197 Zana Florilor	Gradinita	Str. Fabricii nr. 20, Sector 6, București	212188	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
41	Gradinita nr. 209	Gradinita	Aleea Pascani nr. 15 bis, Sector 6, București	211162	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
42	Gradinita nr. 217	Gradinita	Str. Brasov nr. 20A, Sector 6, București	212190	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
43	Gradinita nr. 250	Gradinita	Str. Dealul Tugulea nr. 35A, Sector 6, București	209880	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
44	Scoala Gimnaziala nr. 206	Scoala	Aleea Arinis nr. 5, Sector 6, București	210984	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
45	Scoala Gimnaziala Regele Mihai I	Scoala	Str. Dezrobirii nr. 41, Sector 6, București	212189	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6
46	Colegiul Tehnic Petru Maior	Scoala	Bd. Timisoara nr. 6, Sector 6, București	211678	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6

Nr. Crt.	Denumire institutie	Func-tiune	Adresa	Nr. Extras CF	Proprietar CF
47	Gradinita Dumbrava Minunilor	Gradi-nita	Str. Apusului nr. 73-75, Sector 6, București	203832	Municipiul București – în administrarea Consiliului Local al Sectorului 6

Terenurile și clădirile propuse pentru dezvoltarea **obiectivului de investiții** nu sunt grevate de sarcini, nu se află situate în zona protejată, nu sunt trecute pe lista monumentelor istorice și nu sunt supuse unor interdicții temporare de construire.

Planul de amplasament poate fi consultat în **Anexa 12**.

3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Terenurile vizate de dezvoltarea centralei electrice fotovoltaice se află în **intravilan**, în vecinătatea unor zone rezidențiale / mixte.

Nu există situații care să genereze imposibilitatea de a implementa obiectivul de investiții.

3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică și ținând cont de tipul de structură de montaj, parcul fotovoltaic va fi dezvoltat prin instalarea modulelor PV pe direcția **acoperișurilor**, cu orientare **est-vest** (acoperișuri tip terasă) sau **sud** (sol/carport).

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul contururilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și TCEF-uri ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planul de Amplasament Propus**, anexat prezentei lucrări – **Anexa 12**.

3.2.4. Surse de poluare existente în zonă

Amplasamentele analizate, se încadrează, conform Anexei 10 din (ANRE, 2003), în zona de poluare II – mediu poluată.

3.2.5. Date climatice și particularități de relief

Amplasamentele investiției sunt situate în Sectorul 6 al Municipiului București, în incintele clădirilor publice incluse în proiect. Caracterizarea de mai jos privește cadrul climatic și geomorfologic comun locațiilor, precum și condițiile locale relevante pentru instalarea centralelor electrice fotovoltaice și a sistemelor de stocare în baterii. Conturul de consum de referință cuprinde 47 de locații, iar instalarea CEF este prevăzută la cele 44 de locații prezentate în subcapitolele anterioare.

Sectorul 6 ocupă partea vestică a Bucureștiului și include cartierele Drumul Taberei, Militari, Crângași, Giulești și Brâncuși. Teritoriul este puternic urbanizat, cu alternanțe între suprafețe construite, infrastructuri de transport, spații verzi și incinte instituționale. Râul Dâmbovița și acumularea Lacul Morii constituie principalele repere hidrografice ale sectorului.

Din punct de vedere geomorfologic, zona aparține Câmpiei Române, în cadrul reliefului de câmpie joasă cu interfluvii, terase și lunci care caracterizează Bucureștiul. Modelarea văii Dâmboviței și intervențiile hidrotehnice și edilitare au influențat configurația actuală a terenului. Depozitele cuaternare, inclusiv loessurile, depozitele loessoide și formațiunile aluvionare, constituie cadrul litologic regional, peste care se suprapun amenajările antropice. Această încadrare regională trebuie particularizată prin documentațiile geotehnice ale amplasamentelor.

La punctul reprezentativ utilizat pentru extragerea datelor climatice, cu coordonatele 44,430° N și 26,030° E, modelul altimetric utilizat de PVGIS indică o cotă de aproximativ 89 m. Aceasta caracterizează exclusiv punctul de analiză; cotele și pantele incintelor se stabilesc din ridicările topografice. Relieful general slab fragmentat limitează obstacolele orografice majore, în timp ce, la nivelul instalațiilor fotovoltaice, umbrirea produsă de clădirile învecinate, arbori și elementele de pe acoperiș poate avea o influență importantă.

Pentru echipamentele amplasate la sol, microrelieful incintelor, umpluturile existente și traseele rețelelor îngropate condiționează poziționarea fundațiilor și a cablurilor. Se vor asigura pante de evacuare a apelor și cote de montaj care să prevină acumularea acestora la echipamente. Pentru montajul pe clădiri, verificările se concentrează asupra geometriei și capacității portante a acoperișului, hidroizolației și scurgerii apelor pluviale. Existența amenajărilor Dâmboviței nu înlocuiește verificarea condițiilor locale de drenaj și a expunerii fiecărei incinte la inundare.

Bucureștiul se încadrează în domeniul climatic temperat, cu influențe continentale, veri călduroase și ierni cu perioade de îngheț. Pentru investiție sunt relevante variația sezonieră a

temperaturii și radiației solare, precipitațiile, episoadele de ninsoare și viscol, precum și solicitările produse de rafale, grindină și descărcări atmosferice. Contextul urban introduce diferențe de expunere între incinte, în funcție de densitatea construcțiilor, vegetație și circulația locală a aerului.

Tabelul următor sintetizează temperatura aerului la 2 m și iradierea solară globală pe plan orizontal, calculate pentru punctul reprezentativ din Sectorul 6 din seriile PVGIS 5.3, SARA3 și ERA5, aferente perioadei 2005–2023. Precipitațiile sunt repere climatologice pentru București publicate de WMO pe baza datelor administrației meteorologice naționale, pentru perioada 1981–2010. Seriile au perioade și metode de obținere diferite și sunt prezentate cu această delimitare.

Temperatura medie anuală modelată este de aproximativ 12,5°C, cu medii lunare de circa -0,5°C în ianuarie și 24,5°C în august. Aceste valori sunt medii climatice și nu reprezintă limitele de temperatură pentru alegerea echipamentelor. În seria WMO 1981–2010, media minimelor zilnice din ianuarie este de -4,8°C, iar media maximelor zilnice din iulie și august este de 29,8°C; temperaturile extreme se analizează separat. Precipitațiile însumează 593,7 mm/an, cu maximul mediei lunare în iunie, de 79,1 mm.

Pentru punctul analizat, iradierea globală medie anuală pe plan orizontal este de aproximativ 1.434,5 kWh/m²/an, iar circa 72,8% din această energie incidentă se concentrează în intervalul aprilie–septembrie. Distribuția confirmă sezonalitatea pronunțată a resursei solare și utilitatea evaluării distincte a funcționării instalațiilor în sezonul cald și în cel rece. Iradierea pe plan orizontal caracterizează resursa climatică; producția electrică rezultă din modelarea planului modulelor, a conversiei și a pierderilor. [5]

Evaluarea energetică a fiecărei CEF va reflecta orientarea, înclinarea și umbrirea efective. Orizontul calculat de PVGIS din modelul terenului nu reproduce umbrele clădirilor și arborilor apropiați. Încălzirea modulelor sub radiație solară poate reduce randamentul de conversie; ventilarea spatelui acestora influențează temperatura de funcționare. Aceste efecte se includ în simulare potrivit soluției constructive și caracteristicilor echipamentelor. [6]

La nivelul incintelor educaționale, aportul solar ridicat din timpul verii trebuie corelat cu programul de activitate și cu vacanțele. BESS permite transferul unei părți din energia disponibilă către intervale ulterioare de consum, în limitele capacității și puterii sale. Stocarea de scurtă durată nu elimină diferența sezonieră dintre producția solară din vară și necesarul de energie din iarnă. Această particularitate se reflectă în bilanțul orar al proiectului și în strategia de autoconsum.

Expunerea la vânt diferă între acoperișuri, curți protejate de clădiri și spații deschise. La nivelul acoperișurilor, efectele locale de sucțiune, în special în zonele de margine și de colț, condiționează sistemele de fixare și eventuala lestarsă. Evaluarea se realizează conform CR 1-1-4/2012, „Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor”, cu completările aplicabile, ținând seama de înălțime, rugozitatea terenului, geometrie și coeficienții aerodinamici. Valorile climatice medii ale vitezei vântului nu substituie parametrii de referință și presiunile utilizate la verificarea structurală.

În sezonul rece, acumularea zăpezii poate produce încărcări suplimentare și obturarea temporară a modulelor. Parapetele, diferențele de nivel și dispunerea rândurilor pot favoriza acumulări neuniforme, care trebuie considerate la verificarea acoperișurilor și structurilor de susținere. Acțiunea zăpezii se evaluează conform CR 1-1-3/2012, „Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor”, cu completările aplicabile. Încărcarea pe acoperiș se stabilește din valoarea caracteristică la sol și coeficienții relevanți, potrivit configurației analizate.

Precipitațiile intense și alternanța îngheț-dezghet impun protejarea hidroizolațiilor, menținerea gurilor de scurgere și evitarea acumulării apei în zona traseelor electrice. Pentru echipamentele expuse se vor corela rezistența la intemperii, protecția la pătrunderea apei și prafului și soluțiile de legare la pământ și protecție la supratensiuni. Cerințele se particularizează pentru grindină, descărcări atmosferice și intervalele de temperatură ale amplasamentului, pe baza evaluărilor de proiectare și a documentației producătorilor.

Pentru BESS, verificarea climatică urmărește menținerea temperaturilor celulelor și echipamentelor de conversie în domeniile admise de producător, inclusiv în perioadele călduroase și în cele cu îngheț. Temperaturile medii și extreme influențează și ritmul de degradare a bateriilor. [10] Se vor prevedea condițiile de răcire sau încălzire necesare, spațiile de circulație a aerului și monitorizarea temperaturii și umidității. Consumul sistemelor auxiliare de climatizare se include în bilanțul energetic, iar exploatarea trebuie să respecte eventualele limitări de putere impuse de temperatură.

Amplasarea se va realiza pe suprafețe stabile și drenate, cu protecție față de acumulările de apă și cu acces pentru exploatare și intervenție. Poziționarea față de fațade, guri de evacuare a aerului cald și zone expuse direct radiației solare se corelează cu instrucțiunile echipamentului. Condensul, infiltrațiile și depunerile de praf se vor controla prin alegerea incintei, a protecțiilor constructive și a programului de întreținere. Aceste măsuri asigură integrarea echipamentelor în condițiile locale, fără a presupune o temperatură identică la toate amplasamentele.

Relieful de câmpie și resursa solară identificată oferă premise favorabile dezvoltării capacităților fotovoltaice, condiționate de verificarea fiecărei incinte. În Sectorul 6, elementele care diferențiază amplasamentele sunt în principal umbrirea urbană, starea și geometria acoperișurilor, expunerea locală la vânt, drenajul și condițiile termice pentru BESS. Soluțiile tehnice vor transpune aceste particularități în dispunerea echipamentelor, verificările structurale, protecțiile electrice și strategia de exploatare pentru autoconsum.

Zona climatică: II, cf. harții de zonare climatică a României, fig.A 1 din SR 1 907-1, cu o temperatură $T_e = -15^{\circ}\text{C}$.

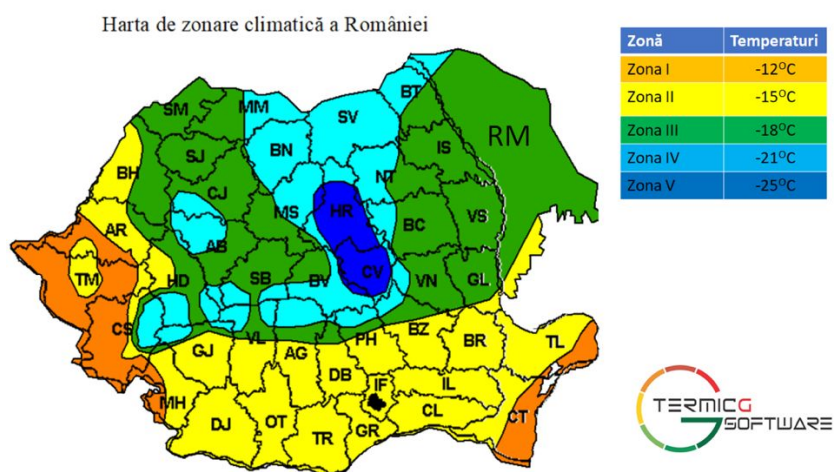


Figura 3.14 – Harta climatică a României

În conformitate cu prevederile STAS 6054-77, **adâncimea de îngheț** în zona studiată este de 0,80 – 0,90 m.

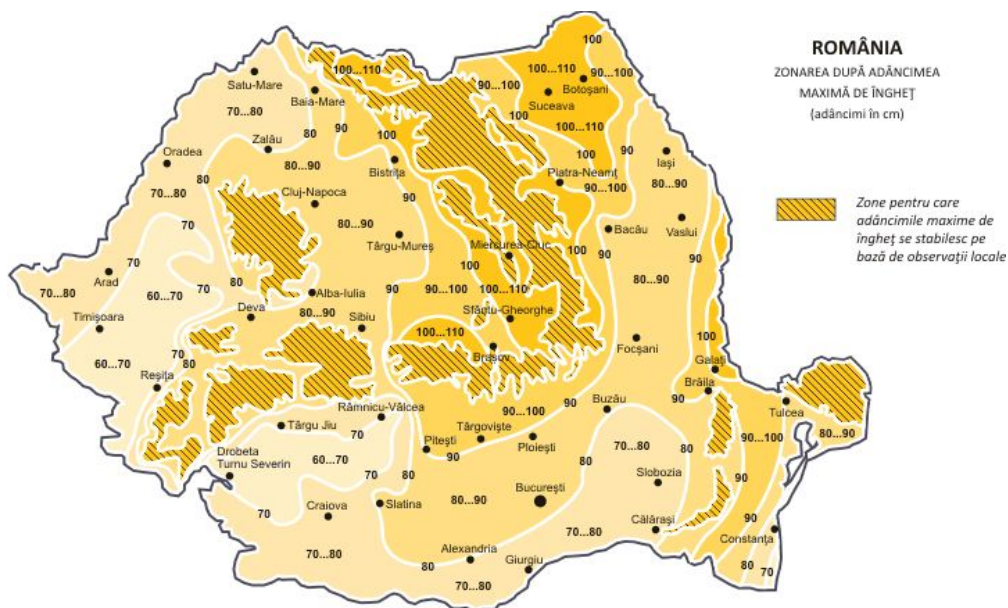


Figura 3.15 – Harta adâncimilor de îngheț a României

Zona de zăpadă, conform cod CRJ-1-3-2012, are valoarea caracteristică a încărcării din zăpada pe sol de 2 kN/mp.

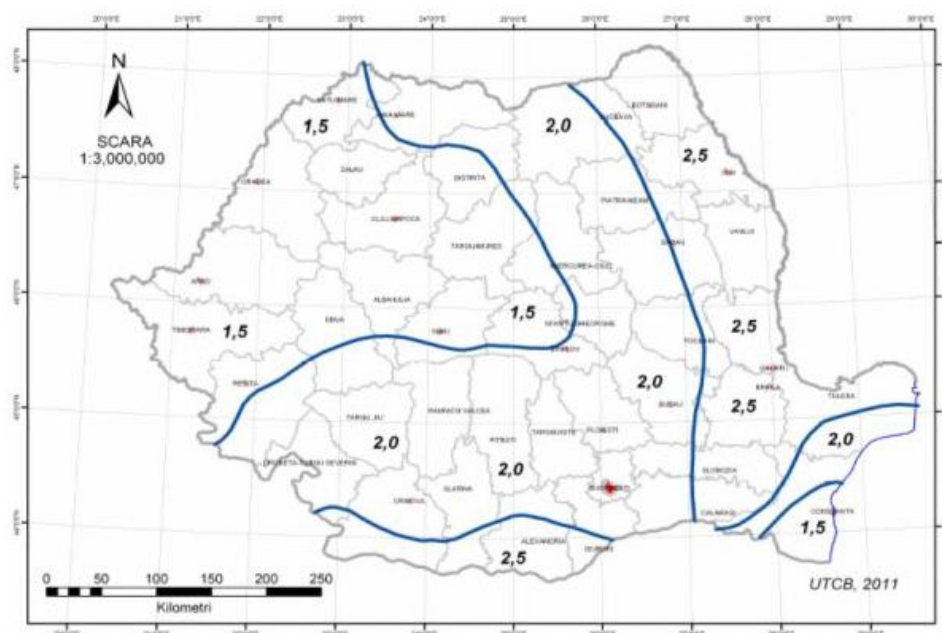


Figura 3.16 – Harta zonelor de zăpadă a României

Zona de vânt conform cod CR 1-1-4-2012 are valoarea pentru viteza maximă mediată pe 1 minut de 5 m/s ($T=50$ ani) cu presiunea mediata pe 10 minute de 0,5 kPa.

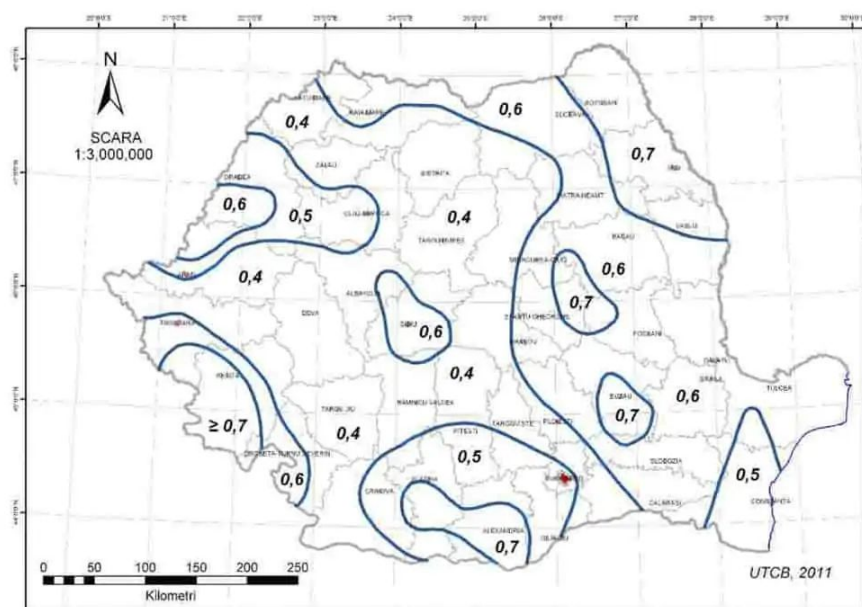


Figura 2.1 Zonarea valorilor de referință ale presiunii dinamice a vântului, q_b în kPa, având $IMR = 50$ ani

NOTA. Pentru altitudini peste 1000m valorile presiunii dinamice a vântului se corectează cu relația (A.1) din Anexa A

Figura 3.17 – Harta zonelor de vânt a României



Zona eoliana: II - conform hărții de încadrare a localităților în zonele eoliene, Fig. 4 din SR 1907 /I-97.



Figura 4 - Încadrarea localităților în zone eoliene

Figura 3.18 – Harta de zonare eoliană a României

Seismicitate: Din punct de vedere seismic amplasamentul se încadrează în zona de macroseismicitate $I = 8_1$ pe scara MSK.

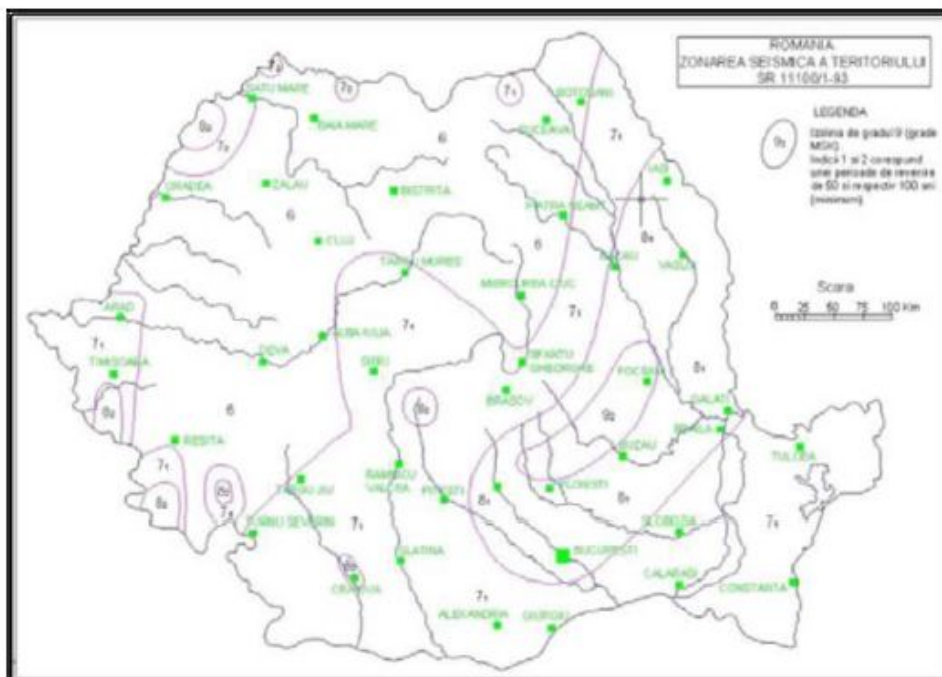


Figura 3.19 – Harta de zonare seismică a României

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100 /1- 2013 teritoriul oraşului prezintă o valoare de vârf a acceleraţiei terenului $a_g = 0,3 \text{ g}$ pentru cutremure cu intervalul mediu de recurenţă cu o perioadă de colt $T_c = 0,1,6$ secunde.

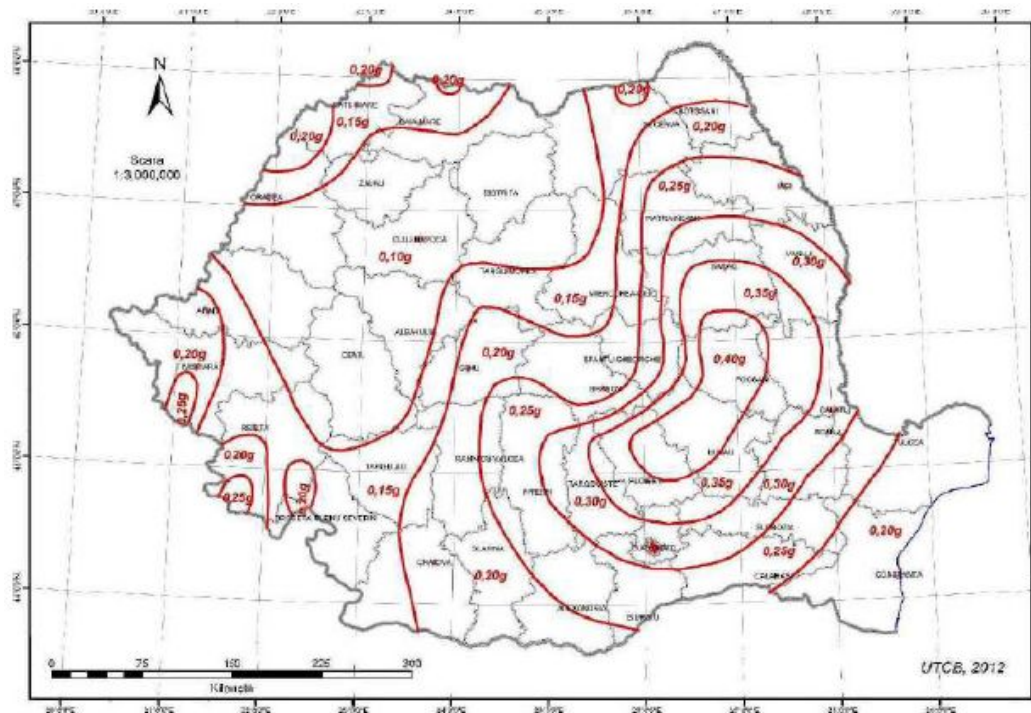


Figura 3.20 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de valori de vârf ale acceleraţiei terenului pentru proiectare a_g pentru cutremure

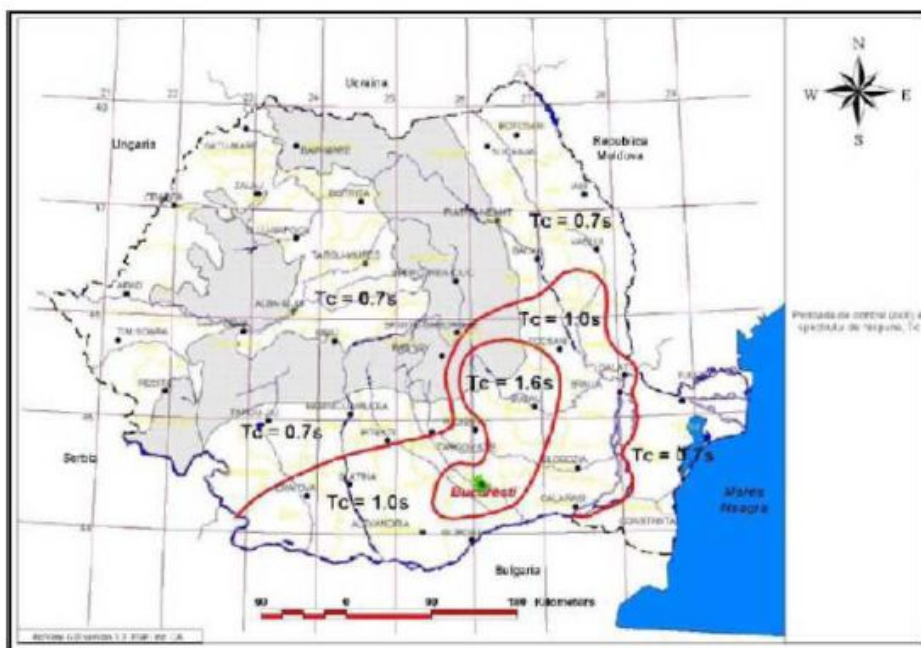


Figura 3.21 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de perioada de control (colt), T_c , a spectrului de răspuns

3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională

- Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare – nu este cazul;
- Posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
- Existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate – nu este cazul;
- Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – nu este cazul.

3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:

Dacă va fi necesară realizarea studiilor geotehnice, aceasta activitate va fi asigurată de către Antreprenorul General, în etapa de elaborare a Proiectului Tehnic.

3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.3.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertore trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh

Capacitatea instalată a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **3.855 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.380- 2.390 x 1.130 - 1.140 x 30 - 32 mm și o greutate medie de 32 - 34 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **650 Wp**, cu un randament nominal de minimum **24,40%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **88,50%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.6**.

Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 650 Wp – S1

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin, bifacial	-
Aranjare celule	144	-
Dimensiuni	2.382 x 1.134 x 30	mm
Greutate	32,50	kg
Putere nominală (P_{max})	650	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	42,64	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	11,61	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	51,53	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	12,16	A
Eficiență modul	24,40	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	I	-
Toleranță putere	+3	%
Test grindină	25	mm la 23m/s

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertore trifazate de tip string inverter cu o putere instalată unitară de **5 - 100 kW**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.7**.

Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate propuse – S1

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	5	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	5,50	kVA
Randament nominal (European)	97,50	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	8,50	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	525 × 470 × 146,5	mm
Greutate	17	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	10	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	11,00	kVA
Randament nominal (European)	98,10	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	16,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	525 × 470 × 146,5	mm
Greutate	17	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	12	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	13,20	kVA
Randament nominal (European)	97,90	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	19,10	A

Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	546 × 460 × 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	20	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	22,00	kVA
Randament nominal (European)	98,10	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	31,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	546 × 460 × 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	25	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	27,50	kVA
Randament nominal (European)	98,20	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	39,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	546 × 460 × 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	17	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	18,70	kVA
Randament nominal (European)	98,10	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	27,10	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	≤ 3	%
Dimensiuni	546 × 460 × 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	30	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	33,00	kVA
Randament nominal (European)	98,40	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	47,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	640 × 530 × 270	mm
Greutate	43	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	40	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	44,00	kVA
Randament nominal (European)	98,40	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	63,80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%

Dimensiuni	640 × 530 × 270	mm
Greutate	43	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	55,00	kVA
Randament nominal (European)	98,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	79,80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	640 × 530 × 270	mm
Greutate	49	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 5,5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)a	110,00	kVA
Randament nominal (European)	98,40	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	160,40	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1.035 × 700 × 365	mm
Greutate	93	kg
Temperaturi de exploatare	-25 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 3,5	W

Centrala fotovoltaică va fi prevăzută cu **sisteme modulare de stocare a energiei electrice**. Caracteristicile tehnice ale modulelor de stocare vor fi prezentate în **Tabelul 3.8**.

Tabelul 3.8 – Caracteristici tehnice BESS – S1

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	6,9	kWh
Rată C maximă	≈ 0,507	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90	%
Adâncimea de descărcare maximă	100	%
Dimensiuni	590 × 510 × 255	mm
Gabarit	80	kg
Temperaturi de exploatare	-20 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum propriu tehnologic maxim	2	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	96,80	kWh
Rată C maximă	≤ 1 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90	%
Adâncimea de descărcare maximă	100	%
Dimensiuni	2.570 × 2.135 × 1.200	mm
Gabarit	≤ 2.170	kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 4,2	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	129	kWh
Rată C maximă	≤ 1 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	2.570 × 2.135 × 1.200	mm
Gabarit	≤ 2.430	kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 4,2	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	161,30	kWh
Rată C maximă	≤ 1 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	2.570 × 2.135 × 1.200	mm

Gabarit	≤ 2.690	kg
Temperaturi de exploatare	$-30 \dots +55$	$^{\circ}\text{C}$
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	$\leq 4,2$	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	193,50	kWh
Rată C maximă	$\leq 0,5 \text{ C}$	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	$2.570 \times 2.135 \times 1.200$	mm
Gabarit	≤ 2.950	kg
Temperaturi de exploatare	$-30 \dots +55$	$^{\circ}\text{C}$
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	$\leq 4,2$	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	215	kWh
Rată C maximă	0,5 CP	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	91,3	%
Adâncimea de descărcare maximă	100	%
Dimensiuni	$1.150 \times 2.100 \times 1.800$	mm
Gabarit	≤ 2.800	kg
Temperaturi de exploatare	$-30 \dots +55$	$^{\circ}\text{C}$
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	1.016	kWh
Rată C maximă	$\leq 1 \text{ C}$	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	$6.058 \times 2.896 \times 2.438$	mm
Gabarit	≤ 20.000	kg
Temperaturi de exploatare	$-30 \dots +55$	$^{\circ}\text{C}$
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 10	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	2.032	kWh
Rată C maximă	$\leq 1 \text{ C (1H1)}$	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%

Dimensiuni	6.058 × 2.896 × 2.438	mm
Gabarit	≤ 30.000	kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 10	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	4.472	kWh
Rată C maximă	≤ 0,5 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	6.058 × 2.896 × 2.438	mm
Gabarit	≤ 42.000	kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.700	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 10	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	5.015	kWh
Rată C maximă	≤ 0,5 CP	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	90*	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	6.058 × 2.896 × 2.438	mm
Gabarit	< 43.000	kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.700	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	≤ 10	kWh

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate, în **Figura 3.22** și în **Tabelul 3.9**.

Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	432,59	81,24
Februarie	386,59	149,14
Martie	350,60	239,49
Aprilie	225,89	244,03
Mai	216,90	325,90
Iunie	212,05	327,63

Iulie	169,51	382,29
August	147,50	333,88
Septembrie	224,08	272,92
Octombrie	237,38	190,89
Noiembrie	281,49	86,04
Decembrie	129,37	81,19
TOTAL	3.013,94	2.714,64

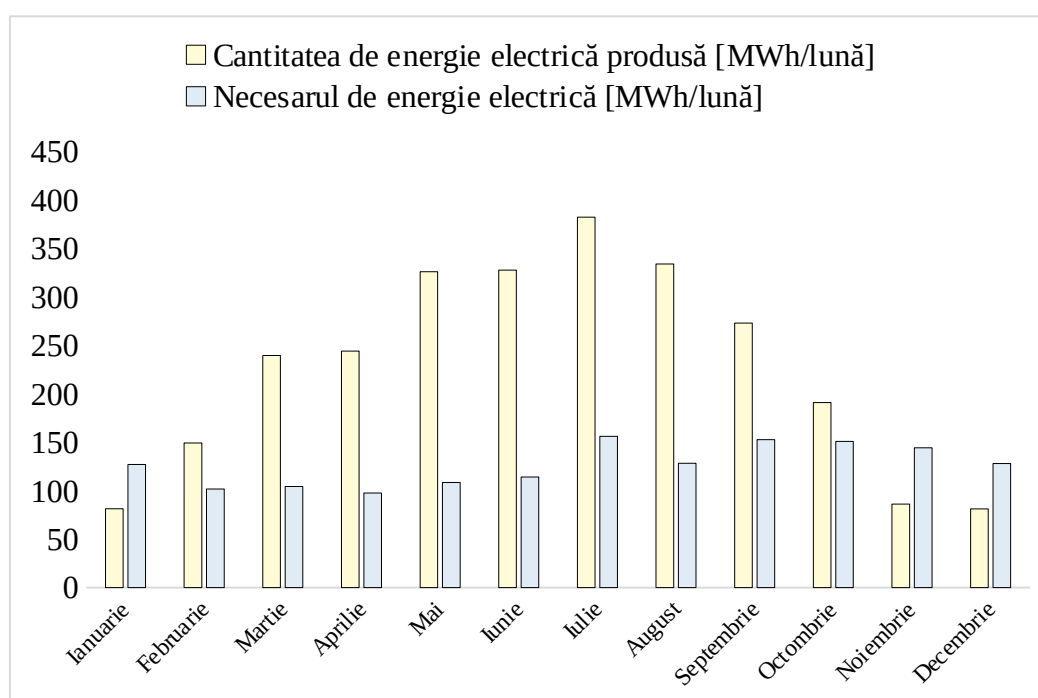


Figura 3.22 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW

BESS va fi alimentat din **CEF propus prin proiect** (cu cel puțin 75% din energia înmagazinată în acesta) și din Sistemul Electroenergetic Național, exclusiv din surse regenerabile de energie.

Pentru modelarea funcționării BESS, au fost considerate următoarele ipoteze de calcul:

- Încărcarea BESS se va realiza în perioadele de **goluri de sarcină / vârf de producție fotovoltaică** (intervalele orare 11:00 – 16:00 – energie solară – fotovoltaic (din **CEF proiect** + eolian + hidro), cu o medie de 0,7 cicluri/zi;
- Livrarea energiei electrice în către punctul de consum sau către SEN (compensare cu alte puncte de consum) se va realiza în perioadele **vârf de sarcină**, în funcție de cererea din piață, pentru a conduce la o aplatizare globală a curbei de sarcină și pentru a creșterea ponderea surselor regenerabile de energie electrică în mixtul

energetic global (prin eliminarea necesității funcționării surselor convenționale pentru acoperirea vârfurilor de sarcină), în perioadele 08:00 – 11:00 și 18:00 – 21:00.

Pentru a asigura o durată de viață optimă a BESS, se va urmări realizarea ciclurilor de încărcare – descărcare la o adâncime de descărcare de **maximum 80%**.

De asemenea, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare, randamentul global al **BESS** este estimat la o **valoare netă pe ciclu de încărcare-descărcare de 90%**.

Așadar, BESS va putea asigura o preluare de energie din **CEF proiect + SEN** de aproximativ:

$$W_{\text{încărcare}} = (W_{\text{BESS}} \cdot n_{\text{cicluri}} \cdot n_{\text{zile}}) / \eta_{\text{BESS}} = 8.960,20 \cdot 0,7 \cdot 365 / 0,90 = 2.461,65 \text{ [MWh/an]}$$

Pentru a asigura o durată de viață optimă a BESS, se va urmări realizarea ciclurilor de încărcare – descărcare la o adâncime de descărcare de **maximum 80%** - ceea ce înseamnă că fiecare ciclu de descărcare va putea livra în SEN:

$$W_{\text{livrat}} = W_{\text{încărcare}} \cdot \eta_{\text{BESS}} - W_{\text{BESS}} \cdot (1 - DoD) = 2.461,65 \cdot 0,90 - 2.461,65 \cdot 0,2$$

$$W_{\text{livrat}} = 2.213,69 \text{ [MWh/an]}$$

De asemenea, considerând un factor capacitate maximal de **24%** pentru sursele regenerabile (**15%** pentru centralele fotovoltaice și **33%** pentru centralele eoliene), dezvoltarea BESS în acest scenariu poate încuraja creșterea capacității instalate în astfel de sisteme cu până la **1,171 MW**.

Sinteza funcționării SISTEMULUI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE poate fi consultată în **Tabelul 3.10**.

Tabelul 3.10 – Rezultatele tehnico-energetice ale proiectului – anul 1 de funcționare – S1

Rezultat	Valoare	Unitate de Măsurare
Cicluri echivalente încărcare-descărcare anuale	247,06	[cicluri/an]
	0,70	[cicluri/zi]
Durata unui ciclu de încărcare – descărcare	3,63	[h/ciclu]
Energie anuală pe încărcare	2.461,65	[MWh/an]
Energie anuală pe descărcare	2.213,69	[MWh/an]
Creștere capacitate SRE încurajată prin proiect	1,171	[MW _e]

Ținând cont de faptul că celulele bateriilor au o **rată de degradare** de aproximativ **1,80%/an** de funcționare instalația BESS nu va avea o productivitate liniară pe durata proiectului. Rezultatele în acest scenariu sunt prezentate în **Tabelul 3.11**.

Tabelul 3.11 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – S1

An de funcționare	Capacitate relativă [% față de nominal]	Capacitate rămasă [MWh]	Energie stocată [MWh/an]	Energie injectată [MWh/an]
1	93,8	8,40	2.309,02	2.076,44
2	91,04	8,16	2.241,08	2.015,34
3	88,9	7,97	2.188,40	1.967,97
4	87,07	7,80	2.143,36	1.927,46
5	85,47	7,66	2.103,97	1.892,04
6	84,02	7,53	2.068,28	1.859,94
7	82,69	7,41	2.035,54	1.830,50
8	81,46	7,30	2.005,26	1.803,27
9	80,31	7,20	1.976,95	1.777,81
10	79,23	7,10	1.950,36	1.753,91
11	78,22	7,01	1.925,50	1.731,55
12	77,25	6,92	1.901,62	1.710,08
13	76,34	6,84	1.879,22	1.689,93
14	75,46	6,76	1.857,56	1.670,45
15	74,63	6,69	1.837,13	1.652,08
16	73,83	6,62	1.817,43	1.634,37
17	73,07	6,55	1.798,72	1.617,54
18	72,05	6,46	1.773,62	1.594,96
TOTAL			35.813,02	32.205,64

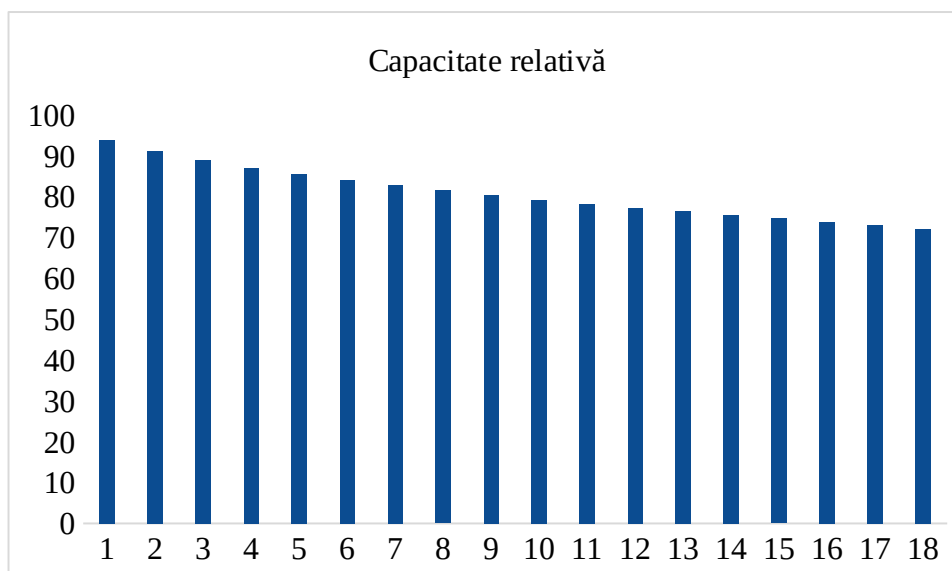


Figura 3.23 – Simulare degradare normală BESS – S1

Pentru prevenirea acestei degradări, se impune realizarea, la fiecare 5 ani, a unor operații de tip RK (reparații capitale) prin care să fie înlocuire celulele electrochimice aflate aproape de finalul duratei de viață, astfel încât să se asigure o performanță aproximativ constantă pe întreaga durată de viață de 18 de ani a proiectului.

Tabelul 3.12 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – cu augmentare BESS – S1

An de funcționare	Capacitate relativă [% față de nominal]	Capacitate rămasă [MWh]	Energie stocată [MWh/an]	Energie injectată [MWh/an]
1	93,8	8,40	2.309,02	2.076,44
2	91,04	8,16	2.241,08	2.015,34
3	88,9	7,97	2.188,40	1.967,97
4	87,07	7,80	2.143,36	1.927,46
5	85,47	7,66	2.103,97	1.892,04
6	93,8	8,40	2.309,02	2.076,44
7	91,04	8,16	2.241,08	2.015,34
8	88,9	7,97	2.188,40	1.967,97
9	87,07	7,80	2.143,36	1.927,46
10	85,47	7,66	2.103,97	1.892,04
11	93,8	8,40	2.309,02	2.076,44
12	91,04	8,16	2.241,08	2.015,34
13	88,9	7,97	2.188,40	1.967,97
14	87,07	7,80	2.143,36	1.927,46
15	85,47	7,66	2.103,97	1.892,04
16	93,8	8,40	2.309,02	2.076,44
17	91,04	8,16	2.241,08	2.015,34
18	88,9	7,97	2.188,40	1.967,97
TOTAL			39.696,02	35.697,52

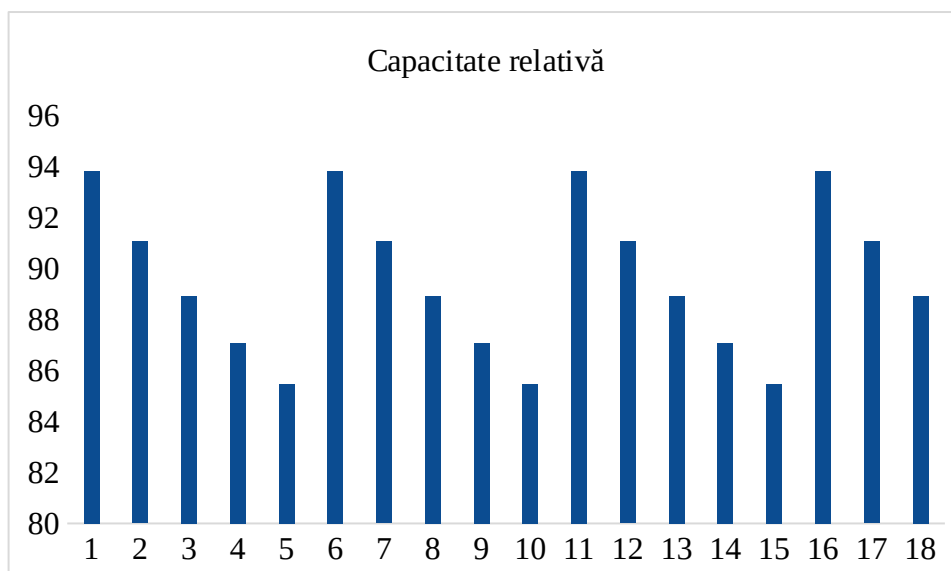


Figura 3.24 – Simulare degradare normală BESS – cu mentenanță preventivă – S1

Pentru realizarea **Analizei Financiare (ACB)** se va considera că, în acest scenariu, BESS va putea să stocheze energia electrică produsă în mod normal de **CEF propus prin proiect** și care ar fi fost altfel vândută în PZU la un preț mediu aferent golurilor de sarcină – **381,36 RON/MWh**, și va putea să descarce această cantitate de energie în vederea acoperirii autoconsumului propriu al UAT-ului, cu un preț mediu aferent prețului energiei electrice active

(ținând cont de durata ciclului de încărcare / descărcare de 3,63 h/ciclu și de ipoteza conform căreia operarea va fi de cca. 0,7 cicluri/zi) – **650,00 RON/MWh**.

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani).

Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în **Tabelul 3.13**.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi:

- o Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **220,62 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- o Producția netă totală de energie electrică de **51.306,73 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- o Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **30.194,01 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);
- o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.714,64 MWh/an în primul an de funcționare – rată de autoconsum direct de 100,00%/an**;
- o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,88%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.505,75 kWp / 2.465,00 kWAC**;
- Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **8.960,20 kWh**.

Tabelul 3.13 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	2.714,64	2.698,35	2.682,16	2.666,07	2.650,07	2.634,17	2.618,37	2.602,66	2.587,04	2.571,52

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	2.556,09	2.540,75	2.525,51	2.510,36	2.495,29	2.480,32	2.465,44	2.450,65	2.435,94	2.421,33

3.3.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh

Capacitatea instalată a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **5.552 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.108 – 2.110 x 1.048 – 1.050 x 38 - 40 mm și o greutate medie de 39,8 - 40 kg.

Puterea modulelor PV va fi de **450 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,37%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.14**.

Tabelul 3.14 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp – S2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144	-
Dimensiuni	2.108 x 1.048 x 40	mm
Greutate	24,90	kg
Putere nominală (P_{max})	450	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	40,30	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	11,05	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	48,70	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	11,65	A
Eficiență modul	20,37	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.000	V
Rezistența la foc	A	-
Capacitate de rupere siguranță serie	20	A
Clasificare aplicație	II	-
Toleranță putere	+5	W
Test grindină	25	mm la 23m/s

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere nominală de **5 - 100 kW**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **96,00% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.15**.

Tabelul 3.15 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate propuse – S2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	5	kW

Putere nominală aparentă (AC)	5,5	kVA
Randament nominal (European)	96,50	%
Tensiunea nominală la ieșire	230	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	23,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	330 × 580 × 232	mm
Greutate	24	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	Neprecizat în fișă	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	10	kW
Putere nominală aparentă (AC)	11,00	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	16,00	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	386 × 660 × 250	mm
Greutate	35,2	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	3.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	12	kW
Putere nominală aparentă (AC)	13,20	kVA
Randament nominal (European)	96,50	%
Tensiunea nominală la ieșire	230	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	57,40	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	464 × 763 × 282	mm
Greutate	52	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	2.000	m
Grad de protecție	IP65	-

Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W
-------------------------------------	---	---

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	20	kW
Putere nominală aparentă (AC)	22,00	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	31,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	408 × 638 × 237	mm
Greutate	30,5	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	2.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	16	kW
Putere nominală aparentă (AC)	17,60	kVA
Randament nominal (European)	96,50	%
Tensiunea nominală la ieșire	230	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	76,50	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	464 × 763 × 282	mm
Greutate	52	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	2.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	30	kW
Putere nominală aparentă (AC)	33,00	kVA
Randament nominal (European)	98,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	47,90	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%

Dimensiuni	448 × 688 × 270	mm
Greutate	46	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	3.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	40	kW
Putere nominală aparentă (AC)	44,00	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	63,80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	527 × 894 × 294	mm
Greutate	80	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	2.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	55,00	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	79,80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	527 × 894 × 294	mm
Greutate	80	kg
Temperaturi de exploatare	-40 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	2.000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	55,00	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%

Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	100	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	110,00	A
Reglajul factorului de putere	98,10	-
Valoarea maximă a THD	400	%
Dimensiuni	50	mm
Greutate	159,50	kg
Temperaturi de exploatare	0,8 ind. – 0,8 cap.	°C
Altitudine maximă de exploatare	< 3	m
Grad de protecție	734 × 1.091 × 344	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Centralele fotovoltaice vor fi prevăzute cu **sisteme integrate de stocare a energiei electrice**. Caracteristicile tehnice ale modulelor de stocare vor fi prezentate în **Tabelul 3.16**.

Tabelul 3.16 – Caracteristici tehnice BESS – S2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	10,24	kWh
Rată C maximă	0,45 C ¹	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89*	%
Adâncimea de descărcare maximă	80	%
Dimensiuni	1.250 × 500 × 731	mm
Gabarit	158	Kg
Temperaturi de exploatare	Înc.: 0 ... +55 Desc.: -30 ... +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP21	-
Consum propriu tehnologic maxim	2	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	53,248	kWh
Rată C maximă	≈ 0,769 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	80	%
Dimensiuni	1.280 × 1.000 × 2.218	mm
Gabarit	Neprecizat în fișă	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55 ²	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	99,84	kWh
Rată C maximă	≈ 0,769 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	80	%
Dimensiuni	1.280 × 1.000 × 2.218	mm

Gabarit	Neprecizat în fișă	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55°	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	159,744	kWh
Rată C maximă	≈ 0,769 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	80	%
Dimensiuni	1.280 × 1.000 × 2.218	mm
Gabarit	Neprecizat în fișă	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55°	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	200,00	kWh
Rată C maximă	0,5 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	80	%
Dimensiuni	1.950 × 1.000 × 2.180	mm
Gabarit	Neprecizat în fișă	Kg
Temperaturi de exploatare	Înc.: 0 ... +50 Desc.: -20 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	215	kWh
Rată C maximă	Înc.: 0,5 C Desc.: 1 C	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	1.157 × 1.550 × 2.200	mm
Gabarit	≈ 2.850	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	5.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	307,20	kWh
Rată C maximă	≈ 0,488	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%

Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	3.210 × 2.440 × 2.600	mm
Gabarit	≈ 4.900	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	5	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	501,80	kWh
Rată C maximă	≈ 0,499	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	1.130 × 1.208 × 2.523	mm
Gabarit	4.000	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	< 2.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	6,7	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	2.064,384	kWh
Rată C maximă	≈ 0,242	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	12.192 × 2.591 × 2.896	mm
Gabarit	≈ 23.000	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP54	-
Consum propriu tehnologic maxim	30	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	3.512	kWh
Rată C maximă	≈ 0,499	-
Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	6.058 × 2.438 × 2.896	mm
Gabarit	32.180	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	< 2.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	50	kWh

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip baterii electrochimice	LFP	-
Capacitate utilizabilă	4.014	kWh
Rată C maximă	≈ 0,499	-

Randament maxim pe ciclu încărcare-descărcare	89	%
Adâncimea de descărcare maximă	Neprecizat în fișă	%
Dimensiuni	6.058 × 2.438 × 2.896	mm
Gabarit	36.180	Kg
Temperaturi de exploatare	-30 ... +55	°C
Altitudine maximă de exploatare	< 2.000	m
Grad de protecție	IP55	-
Consum propriu tehnologic maxim	56	kWh

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate în **Figura 3.25** și în **Tabelul 3.17**.

**Tabelul 3.17 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 450 Wp + invertoare
5 - 100 kW**

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	432,59	80,84
Februarie	386,59	148,39
Martie	350,60	238,30
Aprilie	225,89	242,81
Mai	216,90	324,27
Iunie	212,05	325,99
Iulie	169,51	380,38
August	147,50	332,21
Septembrie	224,08	271,55
Octombrie	237,38	189,94
Noiembrie	281,49	85,61
Decembrie	129,37	80,78
TOTAL	3.013,94	2.701,07

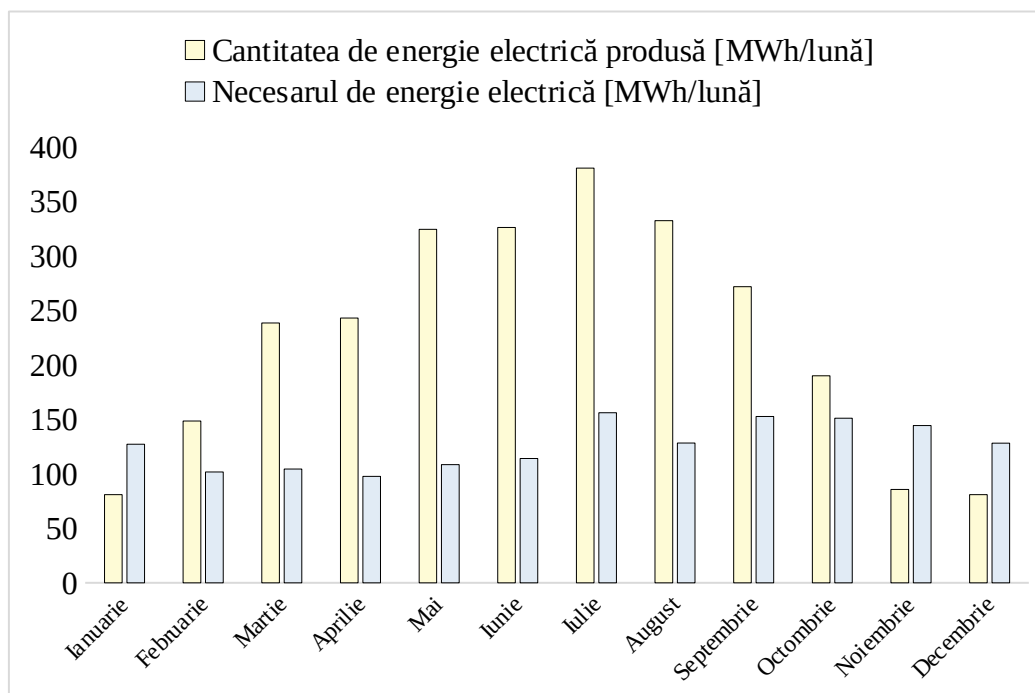


Figura 3.25 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 450 Wp + invertoare 5 - 100 kW

BESS va fi alimentat din **CEF propus prin proiect** (cu cel puțin 75% din energia înmagazinată în acesta) și din Sistemul Electroenergetic Național, exclusiv din surse regenerabile de energie.

Pentru modelarea funcționării BESS, au fost considerate următoarele ipoteze de calcul:

- Încărcarea BESS se va realiza în perioadele de **goluri de sarcină / vârf de producție fotovoltaică** (intervalele orare 11:00 – 16:00 – energie solară – fotovoltaic (din **CEF proiect** + eolian + hidro), cu o medie de 0,7 cicluri/zi;
- Livrarea energiei electrice în către punctul de consum sau către SEN (compensare cu alte puncte de consum) se va realiza în perioadele **vârf de sarcină**, în funcție de cererea din piață, pentru a conduce la o aplatizare globală a curbei de sarcină și pentru a creșterea ponderea surselor regenerabile de energie electrică în mixtul energetic global (prin eliminarea necesității funcționării surselor convenționale pentru acoperirea vârfurilor de sarcină), în perioadele 08:00 – 11:00 și 18:00 – 21:00.

Pentru a asigura o durată de viață optimă a BESS, se va urmări realizarea ciclurilor de încărcare – descărcare la o adâncime de descărcare de **maximum 80%**.

De asemenea, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare, randamentul global al **BESS** este estimat la o **valoare netă pe ciclu de încărcare-descărcare de 89%**.

Așadar, BESS va putea asigura o preluare de energie din **CEF proiect** + SEN de aproximativ:

$$W_{\text{încărcare}} = (W_{\text{BESS}} \cdot n_{\text{cicluri}} \cdot n_{\text{zile}}) / \eta_{\text{BESS}} = 9.139,43 \cdot 0,7 \cdot 365 / 0,89 = 2.510,89 [\text{MWh/an}]$$

Pentru a asigura o durată de viață optimă a BESS, se va urmări realizarea ciclurilor de încărcare – descărcare la o adâncime de descărcare de **maximum 80%** - ceea ce înseamnă că fiecare ciclu de descărcare va putea livra în SEN:

$$W_{\text{livrat}} = W_{\text{încărcare}} \cdot \eta_{\text{BESS}} - W_{\text{BESS}} \cdot (1 - DoD) = 2.510,89 \cdot 0,89 - 2.510,89 \cdot 0,2$$

$$W_{\text{livrat}} = 2.232,86 [\text{MWh/an}]$$

De asemenea, considerând un factor capacitate maximal de **24%** pentru sursele regenerabile (**15%** pentru centralele fotovoltaice și **33%** pentru centralele eoliene), dezvoltarea BESS în acest scenariu poate încuraja creșterea capacității instalate în astfel de sisteme cu până la **1,194 MW**.

Sinteza funcționării SISTEMULUI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE poate fi consultată în **Tabelul 3.18**.

Tabelul 3.18 – Rezultatele tehnico-energetice ale BESS – anul 1 de funcționare – S2

Rezultat	Valoare	Unitate de Măsurare
Cicluri echivalente încărcare-descărcare anuale	244,31	[cicluri/an]
	0,70	[cicluri/zi]
Durata unui ciclu de încărcare – descărcare	3,71	[h/ciclu]
Energie anuală pe încărcare	2.510,89	[MWh/an]
Energie anuală pe descărcare	2.232,86	[MWh/an]
Creștere capacitate SRE încurajată prin proiect	1,194	[MW _e]

Ținând cont de faptul că celulele bateriilor au o **rată de degradare** de aproximativ **4,1%/an** de funcționare instalația BESS nu va avea o productivitate liniară pe durata proiectului. Rezultatele în acest scenariu sunt prezentate în **Tabelul 3.19**.

Tabelul 3.19 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – S2

An de funcționare	Capacitate relativă [% față de nominal]	Capacitate rămasă [MWh]	Energie stocată [MWh/an]	Energie injectată [MWh/an]
1	92,0	8,41	2.310,02	2.054,23
2	90,0	8,06	2.215,48	1.970,17
3	86,0	7,71	2.117,02	1.882,60
4	84,0	7,53	2.067,78	1.838,82
5	82,0	7,35	2.018,55	1.795,04
6	80,0	7,17	1.969,32	1.751,26
7	75,0	6,72	1.846,23	1.641,80
8	73,4	6,58	1.807,55	1.607,41
9	70,8	6,34	1.741,61	1.548,77

10	68,1	6,10	1.675,68	1.490,13
11	65,4	5,86	1.609,74	1.431,50
12	62,7	5,62	1.543,80	1.372,86
13	60,0	5,38	1.477,87	1.314,23
14	57,4	5,14	1.411,93	1.255,59
15	54,7	4,90	1.345,99	1.196,95
16	52,0	4,66	1.280,06	1.138,32
17	49,3	4,42	1.214,12	1.079,68
18	46,6	4,18	1.148,18	1.021,05
TOTAL			30.800,93	27.390,41

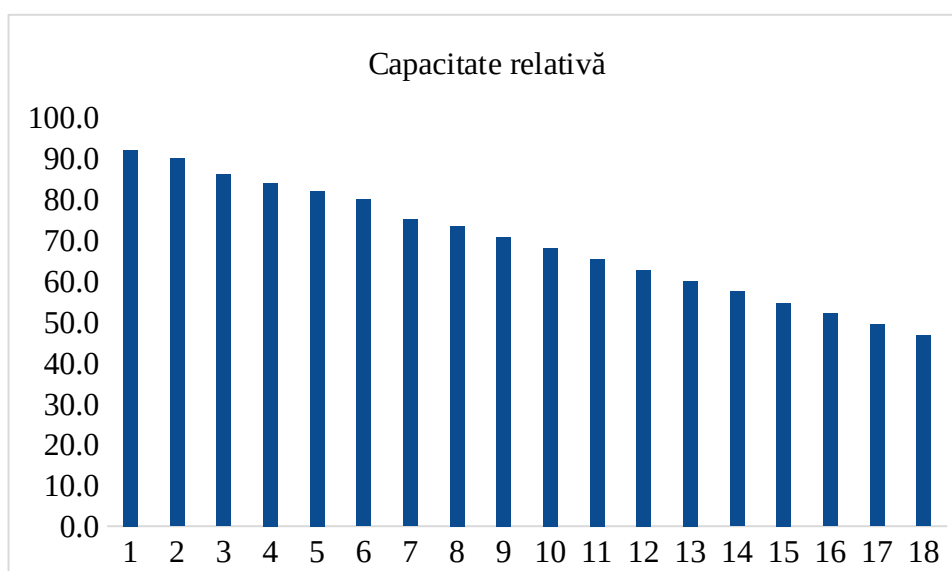


Figura 3.26 – Simulare degradare normală BESS – S2

Pentru prevenirea acestei degradări, se impune realizarea, la fiecare 5 ani, a unor operații de tip RK (reparații capitale) prin care să fie înlocuire celulele electrochimice aflate aproape de finalul duratei de viață, astfel încât să se asigure o performanță aproximativ constantă pe întreaga durată de viață de 18 de ani a proiectului.

Tabelul 3.20 – Degradarea normală a celulelor electrochimice – cu augmentare BESS – S2

An de funcționare	Capacitate relativă [% față de nominal]	Capacitate rămasă [MWh]	Energie stocată [MWh/an]	Energie injectată [MWh/an]
1	92,0	8,41	2.310,02	2.054,23
2	90,0	8,06	2.215,48	1.970,17
3	86,0	7,71	2.117,02	1.882,60
4	84,0	7,53	2.067,78	1.838,82
5	82,0	7,35	2.018,55	1.795,04
6	92,0	8,41	2.310,02	2.054,23
7	90,0	8,06	2.215,48	1.970,17
8	86,0	7,71	2.117,02	1.882,60

9	84,0	7,53	2.067,78	1.838,82
10	82,0	7,35	2.018,55	1.795,04
11	92,0	8,41	2.310,02	2.054,23
12	90,0	8,06	2.215,48	1.970,17
13	86,0	7,71	2.117,02	1.882,60
14	84,0	7,53	2.067,78	1.838,82
15	82,0	7,35	2.018,55	1.795,04
16	92,0	8,41	2.310,02	2.054,23
17	90,0	8,06	2.215,48	1.970,17
18	86,0	7,71	2.117,02	1.882,60
TOTAL			38.829,05	34.529,59

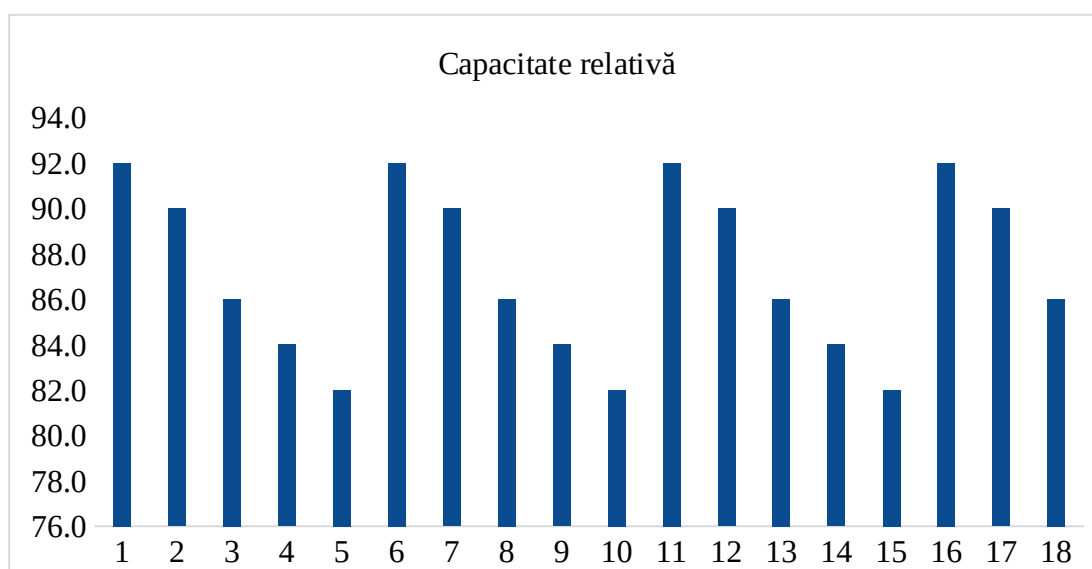


Figura 3.27 – Simulare degradare normală BESS – cu mentenanță preventivă – S2

Pentru realizarea **Analizei Financiare (ACB)** se va considera că, în acest scenariu, BESS va putea să stocheze energia electrică produsă în mod normal de **CEF propus prin proiect** și care ar fi fost altfel vândută în PZU la un preț mediu aferent golurilor de sarcină – **381,36 RON/MWh**, și va putea să descarce această cantitate de energie în vederea acoperirii autoconsumului propriu al UAT-ului, cu un preț mediu aferent prețului energiei electrice active (ținând cont de durata ciclului de încărcare / descărcare de 3,63 h/ciclu și de ipoteza conform căreia operarea va fi de cca. 0,7 cicluri/zi) – **650,00 RON/MWh**.

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani).

Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în **Tabelul 3.21**.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 2 vor fi:

- o Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **219,52 t.e.p/an din surse regenerabile;**
- o Producția netă totală de energie electrică de **51.050,20 MWh intr-o perioada de 20 de ani;**
- o Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **30.043,04 tone de CO₂ echivalent intr-o perioada de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);
- o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.701,07 MWh/an în primul an de funcționare – rată de autoconsum direct de 100,00%/an.**
- o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,82%/an.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.498,40 kWp / 2.465 kWAC;**
- Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **9.139,43 kWh.**

Tabelul 3.21 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 5 - 100 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	2.701,07	2.684,86	2.668,75	2.652,74	2.636,82	2.621,00	2.605,28	2.589,64	2.574,11	2.558,66

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	2.543,31	2.528,05	2.512,88	2.497,80	2.482,82	2.467,92	2.453,11	2.438,39	2.423,76	2.409,22

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.4.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 1, va fi prezentat în **Tabelul 3.22** și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în **Anexa 7**. Devizul General pentru acest scenariu va putea fi consultat în **Anexa 13.1**.

Tabelul 3.22 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării

Valorile sunt exprimate în lei, conform devizului general. Defalcarea pe componenta eligibilă și pe cea neeligibilă este prezentată în recapitulația de la finalul tabelului.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Alimentare cu energie electrică - racord rețea	1.232.500,00	258.825,00	1.491.325,00
Total capitol 2		1.232.500,00	258.825,00	1.491.325,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	3.1.3. Alte studii specifice (studiu de soluție)	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	551.000,00	115.710,00	666.710,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	763.000,00	160.230,00	923.230,00
3.5.1	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	264.000,00	55.440,00	319.440,00
3.5.4	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	221.000,00	46.410,00	267.410,00
3.5.5	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	18.000,00	3.780,00	21.780,00
3.5.6	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	260.000,00	54.600,00	314.600,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	186.500,00	39.165,00	225.665,00
3.7	Consultanță	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.7.1	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	80.000,00	16.800,00	96.800,00
3.7.2	3.7.2. Auditul financiar	20.000,00	4.200,00	24.200,00
3.8	Asistență tehnică	127.200,00	26.712,00	153.912,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	53.300,00	11.193,00	64.493,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	31.800,00	6.678,00	38.478,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	21.500,00	4.515,00	26.015,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	56.400,00	11.844,00	68.244,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate pentru perioada de execuție a lucrărilor	17.500,00	3.675,00	21.175,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
Total capitol 3		1.727.700,00	362.817,00	2.090.517,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	1.151.859,14	241.890,42	1.393.749,56
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	2.942.910,50	618.011,21	3.560.921,71
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5.162.763,24	1.084.180,28	6.246.943,52
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	128.916,24	27.072,41	155.988,65
Total capitol 4		9.386.449,12	1.971.154,32	11.357.603,44
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	41.500,00	8.715,00	50.215,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	41.500,00	8.715,00	50.215,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	90.099,97	0,00	90.099,97
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții 0.5%	26.636,35	0,00	26.636,35
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții 0.1%	5.327,27	0,00	5.327,27
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC 0.5%	26.636,35	0,00	26.636,35
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	31.500,00	0,00	31.500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	575.457,46	120.846,07	696.303,53
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	1.050,00	6.050,00
Total capitol 5		712.057,43	130.611,07	842.668,50
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	18.000,00	3.780,00	21.780,00
6.2	Probe tehnologice și teste	18.000,00	3.780,00	21.780,00
Total capitol 6		36.000,00	7.560,00	43.560,00
CAP 7. Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget (procent din 1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1, stabilit în fila Parametri)	1.824.022,37	383.044,70	2.207.067,07
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	608.007,46	127.681,57	735.689,03
Total cap. 7		2.432.029,83	510.726,27	2.942.756,10
TOTAL GENERAL		15.526.736,38	3.241.693,66	18.768.430,04
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		5.327.269,64	1.118.726,63	6.445.996,27
REZUMAT — ELIGIBIL / NEELIGIBIL (Scenariul 1)				
Nr.	Categorie	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
I	TOTAL GENERAL	15.526.736,38	3.241.693,66	18.768.430,04
	din care: C + M	5.327.269,64	1.118.726,63	6.445.996,27
II	TOTAL ELIGIBIL	11.657.245,86	2.448.021,64	14.105.267,50
	din care: C + M	5.327.269,64	1.118.726,63	6.445.996,27
III	TOTAL NEELIGIBIL	3.869.490,52	793.672,02	4.663.162,54
	din care: C + M	0,00	0,00	0,00

Cost specific proiect (turn-key), componenta eligibilă: 899,98 mii EUR/MW c.a. | Curs de referință BCE: 5,2547 lei/EUR din 11.09.2026.

3.4.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 2, va fi prezentat în **Tabelul 3.23** și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în **Anexa 11**. Devizul General pentru acest scenariu va putea fi consultat în **Anexa 13.2**.

Tabelul 3.23 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării

Valorile sunt exprimate în lei, conform devizului general. Defalcarea pe componenta eligibilă și pe cea neeligibilă este prezentată în recapitulația de la finalul tabelului.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		1.232.500,00	258.825,00	1.491.325,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	551.000,00	115.710,00	666.710,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	763.000,00	160.230,00	923.230,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	264.000,00	55.440,00	319.440,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	221.000,00	46.410,00	267.410,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	18.000,00	3.780,00	21.780,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	260.000,00	54.600,00	314.600,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	186.500,00	39.165,00	225.665,00
3.7	Consultanță	100.000,00	21.000,00	121.000,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	3.7.2. Auditul financiar	20.000,00	4.200,00	24.200,00
3.8	Asistență tehnică	127.200,00	26.712,00	153.912,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	53.300,00	11.193,00	64.493,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	31.800,00	6.678,00	38.478,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	21.500,00	4.515,00	26.015,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	56.400,00	11.844,00	68.244,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate pentru perioada de execuție a lucrărilor	17.500,00	3.675,00	21.175,00
Total capitol 3		1.727.700,00	362.817,00	2.090.517,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	1.264.165,41	265.474,74	1.529.640,15
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	5.666.132,66	1.189.887,86	6.856.020,52

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3.229.844,27	678.267,30	3.908.111,57
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	141.485,58	29.711,97	171.197,55
Total capitol 4		10.301.627,92	2.163.341,87	12.464.969,79
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	41.500,00	8.715,00	50.215,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	41.500,00	8.715,00	50.215,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	121.290,78	0,00	121.290,78
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții 0.5%	40.813,99	0,00	40.813,99
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții 0.1%	8.162,80	0,00	8.162,80
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC 0.5%	40.813,99	0,00	40.813,99
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	31.500,00	0,00	31.500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	621.216,40	130.455,44	751.671,84
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	1.050,00	6.050,00
Total capitol 5		789.007,18	140.220,44	929.227,62
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	18.000,00	3.780,00	21.780,00
6.2	Probe tehnologice și teste	18.000,00	3.780,00	21.780,00
Total capitol 6		36.000,00	7.560,00	43.560,00
CAP 7. Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget (procent din 1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1, stabilit în fila Parametri)	1.961.299,19	411.872,83	2.373.172,02
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	653.766,40	137.290,94	791.057,34
Total cap. 7		2.615.065,59	549.163,77	3.164.229,36
TOTAL GENERAL		16.701.900,69	3.481.928,08	20.183.828,77
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		8.162.798,07	1.714.187,60	9.876.985,67
REZUMAT — ELIGIBIL / NEELIGIBIL (Scenariul 2)				
Nr.	Categorie	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
I	TOTAL GENERAL	16.701.900,69	3.481.928,08	20.183.828,77
	din care: C + M	8.162.798,07	1.714.187,60	9.876.985,67
II	TOTAL ELIGIBIL	12.637.660,48	2.653.908,71	15.291.569,19
	din care: C + M	8.162.798,07	1.714.187,60	9.876.985,67
III	TOTAL NEELIGIBIL	4.064.240,21	828.019,37	4.892.259,58
	din care: C + M	0,00	0,00	0,00

Cost specific proiect (turn-key), componenta eligibilă: 975,67 mii EUR/MW c.a. | Curs de referință BCE: 5,2547 lei/EUR din 11.09.2026.

3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

3.5.1. Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 6,9 - 5.015 kWh

Conform literaturii de specialitate (Daniel Lugo-Laguna, 2021), cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanța	Frecvența	Instrument masurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strngerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generala invertore	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicatie	Activitatea consta în curățarea filtrelor, analiza cu cameră de termoviziune, mici reparatii (înlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertorelor și a eficienței în aplicație
5	Verificarea împământărilor la structura și posturi trafo	planificată	o data pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi responsabilă de respectarea planului de mentenanță

Pentru operațiile de **mentenanță predictivă și întreținere** (spălare panouri, curățare invertore, inspecție generală module PV, inspecție generală echipamente electrice etc.), monitorizarea

performanței sistemului, gestionarea relației cu furnizorii, și supraveghere se va considera un cost mediu anual de **9 EUR/kWp/an**.

Înlocuirea invertoarelor se va realiza în anul 11 de exploatare, la un cost unitar de 490 lei/kW AC, respectiv 93,25 EUR/kW AC.

Pentru augmentarea BESS se consideră un cost specific de **1,5% x CAPEX_{BESS}/an**.

Pentru panourile fotovoltaice, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **20 EUR/buc.**

Pentru BESS, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **60 EUR/kWh**, considerând o densitate medie de energie de **250 Wh/kg**.

Valoarea medie anuală a OPEX se ridică, prin urmare, la 826.065,57 lei/an cu TVA, respectiv 157.205,09 EUR/an, la cursul de referință BCE de 5,2547 lei/EUR, din care 631.065,57 lei costuri curente de exploatare cu TVA (560.654,02 lei fără TVA) și 195.000,00 lei provizion anual constituit pentru finanțarea înlocuirilor previzibile pe durata exploatării. Detalierea pe categorii de cost este prezentată în capitolul 4.6.4 al prezentului studiu.

3.5.2. Scenariul 2 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV 450 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și module de stocare energie electrică cu capacități cuprinse între de 10,24 - 4.014 kWh

Conform literaturii de specialitate (Daniel Lugo-Laguna, 2021), cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvență	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unui sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică în procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertore	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verificarea periodică a erorilor pe displayul invertorelor și a eficienței în aplicație
5	Verificarea împământărilor la structură și posturi trafo	planificată	o dată pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor PRAM ptr împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, siguranțe, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi responsabilă de respectarea planului de mentenanță

Pentru operațiile de **mentenanță predictivă și întreținere** (spălare panouri, curățare invertore, inspecție generală module PV, inspecție generală echipamente electrice etc.), monitorizarea performanței sistemului, gestionarea relației cu furnizorii, și supraveghere se va considera un cost

mediu anual de **9 EUR/kWp/an**.

Înlocuirea invertoarelor se va realiza în anul 11 de exploatare, la un cost unitar de 490 lei/kW AC, respectiv 93,25 EUR/kW AC.

Pentru augmentarea BESS se consideră un cost specific de **1,5% x CAPEX_{BESS}/an**.

Pentru panourile fotovoltaice, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **20 EUR/buc.**

Pentru BESS, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **60 EUR/kWh**, considerând o densitate medie de energie de **250 Wh/kg**.

Valoarea medie anuală a OPEX se ridică, prin urmare, la 779.070,75 lei/an cu TVA, respectiv 148.261,70 EUR/an, la cursul de referință BCE de 5,2547 lei/EUR, din care 599.070,75 lei costuri curente de exploatare cu TVA (533.197,24 lei fără TVA) și 180.000,00 lei provizion anual constituit pentru finanțarea înlocuirilor previzibile pe durata exploatării. Detalierea pe categorii de cost este prezentată în capitolul 4.6.4 al prezentului studiu.

3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC

3.6.1. Studiu Topografic

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice se va realiza la următoarea faza de proiectare.

3.6.2. Studiu Geotehnic

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice se va realiza la următoarea faza de proiectare.

3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice se va realiza la următoarea faza de proiectare.

3.6.4. Studiu de Rezistență structurală

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice se va realiza la următoarea faza de proiectare.

3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Întrucât între cele două scenarii de analiză nu apar diferențe fundamentale, de natură să modifice perioada de implementare a obiectivului de investiții, Graficul Orientativ de realizare a Investiției va fi prezentat în **Figura 3.28**

Activitățile propuse pentru atingerea obiectivelor specifice ale Proiectului și implementarea strategiei descrise mai sus:

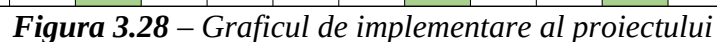
Îndeplinirea obiectivelor Proiectului descrise mai sus (privind contribuția în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice) și implementarea strategiei sunt posibile numai **prin implementarea proiectului de investiții propus prin prezentul Studiu.**

Activitățile necesare pentru îndeplinirea obiectivelor proiectului, precum și pentru implementarea strategiei sunt prezentate mai jos, în calendarul activităților propuse, pe luni, cu următoarele precizări:

- Se consideră 07.01.2027 data semnării contractului de finanțare.
- Perioada de implementare a activităților proiectului după semnarea contractului de finanțare este de **12 luni**, data de 07.01.2027 fiind data efectivă de demarare a activităților proiectului.
- Solicitantul se va ocupa de obținerea autorizațiilor și avizelor necesare semnării contractului de

finanțare și implementării proiectului (ex.: ATR, Acordul sau Avizul de Mediu s.a.), după depunerea dosarului Cererii pentru Finanțare, activități care nu implică „demararea lucrărilor”, adică semnarea unui angajament cu caracter juridic obligatoriu de comandă înainte de depunerea Cererii pentru finanțare.

- Calendarul activităților proiectului va fi defalcat astfel:
 - o Activități realizate înainte de semnarea contractului de finanțare în perioada **01.09.2026 – 07.01.2027** – sunt cuprinse inclusiv activitățile necesare a fi realizate înainte de depunerea Cererii de finanțare (ex. Studiul de Fezabilitate, Cererea de Finanțare etc),
 - o Activități realizate după semnarea contractului de finanțare (**07.01.2027 – 07.01.2028**) – Luna 1 – Luna 12, perioada de implementare propriu-zisă.



4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E)

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ

Proiectul analizează 2 variante de implementare a unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unui grup de **centrale fotovoltaice**, cu scopul de asigurare a autoconsumului Beneficiarului, astfel:

Scenariul 1: În acest scenariu va fi construită o centrală fotovoltaică, având următoarele caracteristici și indicatori de rezultat:

- o **Un grup de Centrale fotovoltaice** format din: 3.855 module PV de 650 Wp, 3 invertore solare trifazate de 5 - 100 kW și o capacitate de stocare a energiei electrice integrată, de 6,9 - 5.015 kWh;
- o Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **220,62 t.e.p/an din surse regenerabile;**
- o Producția netă totală de energie electrică de **51.306,73 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- o Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **30.194,01 tone de CO₂ echivalent într-o perioada de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);
- o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.714,64 MWh/an în primul an de funcționare – rată de autoconsum direct de 100,00%/an.**
- o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,88%/an.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.505,75 kWp / 2.465,00 kW_{AC};**
- Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **8.960,20 kWh.**

Scenariul 2: În acest scenariu va fi construit sub forma unui grup de **centrale fotovoltaice**, având următoarele caracteristici și indicatori de rezultat:

- o **Un grup de Centrale fotovoltaice** format din: 5.552 module PV de 450 Wp, invertore solare trifazate de 5 - 100 kW și o capacitate de stocare a energiei electrice

- integrată, de 10,24 - 4.014 kWh;
- o Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **219,52 t.e.p/an din surse regenerabile;**
 - o Producția netă totală de energie electrică de **51.050,20 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
 - o Reducerea gazelor cu efect de seră cu: **30.043,04 tone de CO₂ echivalent într-o perioada de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);
 - o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.701,07 MWh/an în primul an de funcționare – rată de autoconsum direct de 100,00%/an.**
 - o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,82%/an.**
 - o Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **9.139,43 kWh.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.498,40 kWp / 2.465 kWAC;**
- Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **9.139,43 kWh.**

Diferența față de varianta 1 constă în utilizarea unor module PV cu puteri nominale mai mici și a unor invertoare cu o putere nominală diferită și a unor baterii cu alte configurații.

Alegerea finală a unei variante de implementare va respecta cerințele legislației specifice în vigoare (Legea nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, Ord. ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare etc.).

Pentru varianta finală de implementare se va elabora cererea de eliberare a Avizului de Amplasament din partea Operatorului de Distribuție și, ulterior, cererea de actualizare a Avizului Tehnic de Racordare existent (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem, dacă OD le va solicita).

Durata estimată de implementare a proiectului este de **12 luni** de la data semnării contractului de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în Capitolul 3.

Scenariul de referință pentru investiția prezentată reprezintă varianta în care beneficiarul își va susține operațiunile de bază prin achiziționarea întregului necesar anual de energie

electrică de **3.013,94 MWh/an**. În această variantă nu există producție suplimentară netă de energie electrică și nici alte costuri suplimentare celui de achiziție a e.e.

4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA.

Fiind o problema globală, schimbările climatice presupun o abordare responsabilă și întreprinderea de activități concrete la nivel internațional, regional, național și local. Pentru a putea aborda în mod realist acest fenomen este nevoie de cooperarea tuturor părților implicate în vederea identificării căilor de acțiune optime.

Modificările regimului climatic se referă în principal la acele variații și/sau diferențe semnificative din punct de vedere statistic ale mediilor parametrilor climatici, mai ales datorită modificărilor din interiorul sistemului climatic și interacțiunii dintre componentele sale dar și datorită acțiunii factorilor externi de natură antropică.

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera și biosfera. Acestea se află într-o interconexiune între ele și între ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de: încălzirea datorată radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic a radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă.

Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climaterice pot fi exemplificate prin intermediul unor dezastre naturale de tipul: inundații, alunecări de teren, secetă, uragane, cutremure etc, de o magnitudine mult amplificată.

Ca și răspuns la aceste schimbări, există trei abordări diferite: atenuare, adaptare și acceptare/reparare a daunelor inevitabile.

O evaluare completă a riscurilor va sta la bază pentru determinarea celor mai adecvate măsuri de adaptare/atenuare legate de schimbările climatice.

Când se analizează schimbările climatice, cele mai frecvente și mai relevante fenomene pentru România sunt seceta, inundațiile, vânturile extreme și valurile de căldură.

1. Analiza vulnerabilității

Analiza vulnerabilității este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru proiect în locația planificată. Vulnerabilitatea proiectului este o combinație a sensibilității componentelor proiectului la pericolele climatice și probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viață a investiției.

A. Analiza de sensibilitate

Sensibilitatea proiectului a fost determinată pe baza contextului actual și a prognozei schimbărilor climatice și a efectelor sale primare și/sau secundare.

Sensibilitatea opțiunilor selectate în raport cu schimbările climatice și efectele adverse a fost realizată separat, raportat la principalele componente ale proiectului: Intrări, Bunuri și Procese.

În context global, fenomenele extreme cauzate de schimbările climatice majore pot avea atât efecte directe, cât și indirecte, precum:

- a) Consecințe primare - modificarea temperaturii medii, apariția temperaturilor extreme, modificări ale ritmicității precipitațiilor și ale valorilor medii ale precipitațiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.
- b) Consecințe secundare - eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren, cutremure, incendiu

În România fenomenele extreme care pot produce pagube semnificative sunt: inundații, alunecări de teren, grindină, fulgere, îngheț, avalanșe, furtuni, viscol, secetă, valuri de căldură extremă, valuri de frig extrem.

Conform datelor prezentate de Pool-ul de Asigurare pentru Dezastre Naturale (Componenta Programului Român de Asigurare pentru Dezastre, gestionat de Ministerul Administrației și Internelor), în cazul țării noastre, expunerea care trebuie luată în considerare este asociată cutremurelor, inundații și alunecări de teren.

În contextul schimbărilor climatice, în România, nu este de așteptat ca în viitorul apropiat să apară noi tipuri de fenomene extreme, dar cele existente le pot schimba caracteristicile, precum: frecvența și amplitudinea.

Dar ținând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice și hidrografice, țara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice și climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influențate de schimbările climatice și se pot manifesta atât individual, cât și în plus, să producă efecte generale și locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundații, exces de umiditate, secete...

În ceea ce privește inundațiile, zona site-ului nu este sensibil la acest factor.

În ceea ce privește alunecările de teren, putem menționa că situl se suprapune pe o zonă exclusiv plană, nu au fost înregistrate alunecări de teren în ultimii 100 de ani, frecvența manifestărilor legate de acest factor fiind neglijabilă.

Potențialul de apariție a fenomenelor de alunecare de teren este moderat.

Mai mult, fenomenul de secetă este specific zonelor de câmpie, și prezintă o probabilitate de amplificare din cauza schimbărilor climatice, dar în funcție de specificul proiectului, al cărui sistem proiectat nu este un consumator de resurse acvatice, fenomenul de secetă nu va afecta direct. proiectul.

Când vine vorba de precipitații extreme, zona șantierului proiectului este foarte rar afectată de astfel de fenomene. Marea majoritate a precipitațiilor abundente apar sub formă de furtuni de primăvară sau de toamnă care durează doar câteva zile sau furtuni de vară foarte scurte (maximum câteva ore). Probabilitatea ca furtunile să capete avânt din cauza schimbărilor climatice este moderată și nu este probabil să apară până în anul 2050. Cu toate acestea, în cazul unor schimbări climatice majore și în viitorul apropiat, este puțin probabil ca zona sitului să fie afectată datorită sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

Pentru evaluarea sensibilității proiectului la schimbările climatice s-a acordat un punctaj, conform clasificării Sensibilitate Scăzută/Mediu/Ridică, rezultând astfel matricea de evaluare a sensibilității. Următorul tabel prezintă evaluarea sensibilității la riscuri a proiectului analizat:

Risc Climatic	Intrări	Bunuri	Procese	Cel mai ridicat scor
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice				
Modificarea temperaturii medii				
Temperaturi extreme				
Modificarea precipitațiilor medii				
Precipitații extreme				
Viteza medie a vântului				
Umiditate				
Efecte secundare/fenomene extreme				
Seceta				
Inundații				
Alunecări de teren				
Cutremure				
Incendii				
	Nesemnificativ	Moderat	Accentuat	

Așa cum este identificat și în schema de mai sus proiectul supus analizei este sensibil în cazul cutremurelor.

B. Analiza expunerii

Este foarte important să se identifice cât mai exact zonele proiectului analizat expuse fenomenelor extreme, precum și modul în care aceste zone pot fi afectate pentru a concepe un plan proactiv de acțiune preventivă.

În funcție de clasificarea globală a zonelor expuse fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice, situl este situat într-o zonă în care:

- Temperatura medie prezintă deja fluctuații cu temperaturi mai ridicate pentru perioade mai lungi de timp decât în istoria climatică a zonei geografice.
- Zona cu precipitații medii anuale scăzute
- Mediu contaminat/industrial

Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

Riscuri climatice	Expunere actuala	Expunere viitoare
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii		
Temperaturi extreme		
Modificarea precipitațiilor medii		
Precipitații extreme		
Viteza medie a vântului		
Umiditate		
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta		
Inundații		
Alunecări de teren		
Cutremure		
Incendii		
	Nesemnificativ	Moderat
		Accentuat

Analiza vulnerabilității combină rezultatul analizei sensibilității și analiza expunerii.

Rezultatele sunt prezentate în următorul tabel:

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridică	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare dintre cele 3)	Ridică			
	Medie	Cutremure Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului Incendii	
	Scăzută		Modificarea temperaturii medii Precipitații extreme	Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren

2. Evaluarea riscului

În funcție de severitate și probabilitatea de apariție, se calculează Riscul la care sunt sau ar putea fi supuse sistemele proprii proiectului analizat. Amploarea fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice identificate anterior este prezentată în următoarele tabele de evaluare:

Analiza probabilității		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitațiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	1	3
Inundații	1	3
Alunecări de teren	1	2
Cutremure	1	2
Incendii	1	1

Unde 1-Rar / 2-Improbabil / 3-Moderat / 4-Probabil / 5-Aproape sigur

Tabelul următor oferă o prezentare generală a analizei de impact, parte a fazei 2:

Analiza Impactului		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	1	1
Temperaturi extreme	1	2
Modificarea precipitațiilor medii	1	1
Precipitații extreme	2	3
Viteza medie a vântului	2	3
Umiditate	1	1
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	1	1
Inundații	1	1
Alunecări de teren	1	1
Cutremure	3	3
Incendii	3	3

Unde 1-Nesemnificativ / 2-Minor / 3-Moderat / 4-Major / 5-Catastrofal

După evaluarea probabilității și a impactului fiecărui pericol, nivelul de semnificație al fiecărui risc potențial poate fi estimat prin combinarea celor doi factori. Riscurile sunt reprezentate grafic pe o matrice de risc prezentată mai jos:

Matricea de risc – Situația actuală					
Expunere la risc	Redus		Mediu	Ridicat	Neacceptabil
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1 - Rar	Modificarea precipitațiilor medii Umiditate	Precipitații extreme	Incendii Cutremure		

	Seceta Inundații Alunecări de teren				
2 - Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului			
3 - Moderat					
4 - Probabil			Viteza medie a vântului		
5- Aproape sigur					

Matricea de risc – Situația viitoare					
Expunere la risc	Redus		Mediu	Ridicat	Neacceptabil
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar			Incendii		
2- Improbabil	Modificarea precipitațiilor medii Alunecări de teren	Umiditate	Cutremure		
3- Moderat	Modificarea temperaturii medii Seceta Inundații		Precipitații extreme		
4- Probabil		Temperaturi extreme			
5- Aproape sigur					

3. Identificarea și evaluarea măsurilor de atenuare

Adaptarea este capacitatea sistemelor de a reacționa la efectele schimbărilor climatice, inclusiv la cele legate de variabilitatea climei și evenimentele meteorologice, pe termen scurt și lung, cu scopul de a reduce daunele probabilistice.

Prin urmare, există diferite tipuri de adaptare: anticipată și reactivă, privată și publică, autonomă și programată. Acest proces complex de adaptare se datorează faptului că amploarea efectelor și daunelor variază de la regiune la regiune, de la componentă la componentă, în funcție de expunere, vulnerabilitate fizică, grad de dezvoltare, capacitatea de adaptare la mecanismele de monitorizare a situațiilor extreme. fenomene și inventarierea dezastrelor naturale.

Principiile adaptării trebuie să țină cont de rezistența tot mai mare a sistemelor analizate în fața efectelor evenimentelor extreme datorate schimbărilor climatice. Așadar, pentru riscurile identificate în capitolele precedente, doar 7 dintre acestea au fost identificate ca având un impact vizibil, previzibil cu efecte moderate spre severe și anume: Incendii, Inundații, Temperaturi extreme, Cutremure și Precipitații extreme.

Măsurile propuse necesare pentru atenuarea cauzelor sunt:

- Foc – În faze de construcții se vor folosi materiale cu rezistență mare la foc. Administratorul va elabora și implementa un plan de stingere a incendiilor.
- Inundații - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundații. Sistemul de drenaj va fi modernizat.
- Temperaturi extreme - Echipamentele care vor fi folosite pentru modernizare au specificații din fabrică de rezistență la temperaturi ridicate. Astfel la alegerea echipamentului se vor acorda puncte pentru rezistență la temperatură.
- Cutremure – Planul de management al situației de criză prevede o serie de măsuri necesare în caz de cutremure. Aceste prevederi vor fi respectate la alegerea materialelor și a echipamentelor de operare.
- Precipitații extreme – Sistemul de drenaj va fi întreținut și curățat de mai multe ori în fiecare an pentru a menține funcționarea deplină.

Impactul proiectului asupra mediului

În faze de proiectare la alegerea soluțiilor tehnologice s-a avut în vedere evaluarea potențialului impact negativ al obiectivelor asupra mediului, în condiții de siguranță și eficiență în toate fazele ciclului de viață proiectat: proiectare, execuție și exploatare pe tot parcursul durata de viața a instalației prin SR EN ISO 14001/2015 și reglementările în vigoare, în cadrul sistemului integrat de calitate.

Ca urmare, echipamentele/sistemele tehnologice achiziționate, lucrările de execuție planificate, precum și funcționarea stației trebuie să asigure respectarea cerințelor de protecție a mediului în conformitate cu:

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea daunelor aduse mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;
- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;
- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V
- NTE 003/04/01;
- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;

- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 144/2018;
- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;
- OMMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;
- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;
- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;
- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;
- HGR nr. 210/2007 și OUG nr. 12/2007 pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;
- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și completările ulterioare prin Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului ambiant;
- OMSP NR. 1193/2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- HGR nr. 124/2003 pentru prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, completată de HGR nr. 210/2007 și modificată prin HGR nr. 734/2006.

Proiectul a oferit soluții tehnologice moderne pentru construcția unei noi capacități de producere a energiei electrice care să conducă la reducerea potențialului impact negativ al

investiției asupra mediului. Astfel, pentru asigurarea protecției mediului, au fost prevăzute atât măsuri directe, cuprinse tehnic și valoric la capitolul „Aranjamente de protecție a mediului”, cât și măsuri indirecte, cuprinse în investiția de bază.

Măsurile directe și indirecte prevăzute în proiect sunt cuprinse în prevederile tehnice și valorice pentru realizarea obiectelor care compun devizul lucrării și se referă la:

a) Reducerea impactului vizual

- Lucrările se desfășoară pe amplasamentele existente ale Beneficiarului, pe terenuri care în prezent sunt neproductive, iar înălțimea echipamentelor ce se vor monta este redusă ceea ce duce la reducerea efectelor negative asupra mediului și evitarea deteriorării resurselor istorice, arheologice și culturale.

b) Protecția aerului

- Nu sunt planificate lucrări majore de demolare care să provoace emisii de praf;
- Antreprenorul va lua măsuri pentru reducerea emisiilor de praf în timpul demolării și construcției.

c) Reducerea impactului sonor

Nivelul de emisie de zgomot al echipamentelor utilizate în timpul execuției lucrărilor va respecta cerințele HGR 1756/2006 privind limitarea emisiilor de zgomot în mediu produse de echipamentele destinate utilizării în exteriorul clădirilor.

d) Gestionarea deșeurilor

- Prin efectuarea lucrărilor de demontare și demolare nu se produc deșeuri periculoase;
- Antreprenorul va depozita selectiv deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demolare și demontare (beton, metale feroase și neferoase, ceramică, ulei izolator etc.), urmând să le țină în custodie până la colectarea lor de către prestatorul cu care Beneficiarul are contract de ridicare și valorificare deșeuri;

- Antreprenorul va ține evidența gestiunii deșeurilor pe care le recuperează sau le elimină, conform HGR 856/2002 și OUG 92/2021;

- Antreprenorul va respecta cerințele OG 2/2021 privind depozitarea deșeurilor, din Ordinul 1230/2005 privind modificarea anexei la Ordinul MMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Regulamentului tehnic privind depozitarea deșeurilor, al Ordinului MMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor privind ambalajele și deșeurile de ambalaje;

- În cazul în care Furnizorul de Echipamente este o firmă din afara României, ambalajele rezultate în urma lucrării vor fi predate Beneficiarului pe măsură ce acestea devin disponibile. Furnizorul va fi responsabil ca subcontractanții săi de echipamente să includă în lista de

ambalare, pe lângă greutatea netă și brută, cantitățile de ambalaje pe tipuri de materiale (lemn, hârtie, metal, plastic). Dacă Furnizorul este o firmă românească, ambalajul rezultat în urma lucrării va fi gestionat de acesta;

- Deșeurile recuperabile, inclusiv uleiurile uzate, rămân în responsabilitatea Beneficiarului;

- Orice deșeu cu conținut sau urme de ulei este considerat deșeu periculos, inclusiv sol contaminat și va fi gestionat, tratat și valorificat sau eliminat în conformitate cu prevederile legislației privind deșeurile periculoase;

- Antreprenorul va elimina deșeurile nerecuperabile numai prin intermediul companiilor care dețin autorizație de mediu. Antreprenorul va asigura trasabilitatea deșeurilor prin furnizarea contractelor încheiate pentru transportul și eliminarea deșeurilor precum și a autorizațiilor de mediu;

- Transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase se va face cu respectarea HG nr. 1061/2008.

e) Protecția solului

- Panourile fotovoltaice și invertoarele folosite sunt izolate uscat și astfel nu implică nici un risc pentru pământ.

f) Managementul substanțelor toxice și periculoase

- Utilizarea platformelor existente din beton pentru depozitarea temporară a echipamentelor reduce posibilitatea de poluare a solului și a apei.

- Materialele folosite la elementele de construcție și montaj nu conțin azbest.

- Demontarea echipamentelor de ulei nu este asigurată

- Evidența gestionării substanțelor toxice și periculoase se va face conform lit. d)

- Produsele chimice vor fi manipulate și depozitate în conformitate cu specificațiile din fișele cu date de securitate

- Se vor furniza fișe cu date de securitate actualizate pentru toate substanțele chimice utilizate (ulei, baterii, motorină și altele)

- În cazul poluării accidentale în timpul lucrărilor sau în perioada de garanție, executantul răspunde de ecologizarea și readucerea mediului contaminat la starea inițială.

g) Protecția împotriva efectelor câmpului electromagnetic

- Echipamentul furnizat nu provoacă interferențe radio sau TV sau un câmp electromagnetic care ar putea dăuna corpului uman.

h) Protecția apelor subterane

- Echipamentele prevăzute de această lucrare nu produc poluanți pentru apele subterane.

i) Protecție împotriva șocurilor electrice și a accidentelor electrice

- Respectarea distanțelor de siguranță și asigurarea că zonele de lucru reduc șansele de accidente.

j) Protecția împotriva incendiilor

- Soluțiile adoptate prevăd măsuri constructive împotriva producerii și răspândirii incendiilor în noile containere, celule de medie tensiune, transformatoare, precum și în gospodăria de cablu (separări tehnologice, etanșări etc.).

4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.

La implementarea proiectului se va amenaja o organizare de șantier în amplasamentul vizat, prin care vor fi asigurate utilitățile necesare implementării proiectului.

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Principala preocupare în acest moment la nivel european, dar și la nivelul marilor producători este reducerea consumului de energie și implicit a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivului de investiții.

Prin prezentul proiect se dorește scăderea impactului global asupra mediului, la nivel național, prin creșterea cantității de energie electrică provenită din surse regenerabile și prin crearea unei noi surse distribuite de energie, eliminând astfel inclusiv pierderile de putere și energie (și, implicit, impactul asupra mediului asociat) din rețelele electrice de transport și distribuție.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul PRIMĂRIEI SECTORULUI 6, în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea entității.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale, vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință, pe bază de: rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, vârstă, handicap, apartenență la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea, înlăturarea recunoașterii, folosinței sau exercitării, în condiții de egalitate, a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a

drepturilor recunoscute de lege.

De asemenea, societatea va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, centralele fotovoltaice propuse urmând a fi instalate pe sol, în incinta unor amplasamente cu caracter industrial existente, conform celor prezentate în prezentul Studiu de Fezabilitate.

Pentru implementarea proiectului vor fi utilizate materiale și utilaje cu un impact de mediu pe ciclul de viață minimal (de la producție, la punerea în funcțiune la retragerea din exploatare după finalizarea duratei de viață).

Toate deșeurile rezultate atât în urma implementării proiectului cât și la retragerea acestuia din exploatare (începând cu anul 25 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate, asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.

În ceea ce privește echipamentele și instalațiile utilizate pentru implementarea obiectivului de investiții, cele mai semnificative din punct de vedere al impactului asupra mediului sunt Panourile Fotovoltaice și Invertoarele solare.

Conform literaturii de specialitate (<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>, <https://gvecsolarservice.com/how-clean-is-the-solar-panel-manufacturing-process-how-much-carbon-dioxide-is-produced/> etc.), panourile fotovoltaice monocristaline au un impact de mediu **minimal** (considerând resursele energetice utilizate pentru extracția și prelucrarea materialelor necesare și pentru producția propriu-zisă a acestora), de numai **50 grame CO₂ echivalent** per kWh de energie electrică produsă, în primii (cel mult) **3 ani de operare**. Panourile fotovoltaice devin așadar neutre din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră începând din anul 3 de operare. Întrucât durata de viață a acestora este în prezent de cel puțin 25 de ani (unii fabricanți oferind garanții de viață de peste 35 de ani), efectele privind reducerea emisiilor de

gaze cu efect de seră sunt **net pozitive**.

În ceea ce privește invertoarele solare, conform literaturii tehnice de specialitate (<https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads>), amprenta de mediu generată de producția și utilizarea acestora este de maximum **1,5 tone CO₂ echivalent per inverter** pe durata de viață de **25 de ani** a unei centrale fotovoltaice (din care peste 76,12% provin din etapa de exploatare – pierderi în inverter și consum pe timp de noapte). Se poate concluziona că și în acest caz, beneficiile generate de implementarea proiectului sunt **net superioare** emisiilor specifice pe ciclul de viață al echipamentului.

Conductoarele electrice din cupru propuse pentru utilizare au o amprentă specifică de CO₂ echivalent pe durata de viață a proiectului de **25 de ani**, conform metodologiei de calcul propuse de <https://iopscience.iop.org>, de aproximativ **639,69 tone CO₂ echivalent**.

Per total, conform studiilor științifice (<https://www.nature.com>), amprenta totală de CO₂ echivalent aferentă tehnologiei PV propuse către implementare se ridică la maximum **40 de grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă**, deci o valoare de peste **14 ori mai mică** decât valoare medie a emisiei specifice de CO₂ echivalent la nivelul României din anul 2023 – **588,50 grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă**.

Este așadar evident potențialul extrem de ridicat de reducere a impactului asupra mediului al **obiectivului de investiții**.

4.4.4. Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu este cazul.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.

Întrucât **Obiectivul de investiții** are drept scop asigurarea unei ponderi semnificative din necesarul de energie electrică al utilizatorului, principala mărime ce a stat la baza dimensionării acestuia a fost cererea lunară și anuală de energie electrică și termică aferentă **amplasamentului vizat – conturul de proiect.**

4.5.1. Situația existentă și nevoia de energie la nivelul conturului energetic

Beneficiarul a pus la dispoziția proiectantului centralizatorul consumurilor de energie electrică pe 12 luni consecutive (01.08.2025 – 31.07.2026), pe fiecare loc de consum, însoțit de facturile fiscale și de extrasele de carte funciară. Din analiza acestora a rezultat un necesar anual de energie electrică de 3.013,94 MWh/an la nivelul celor 47 locuri de consum incluse în conturul energetic, respectiv 259,20 t.e.p./an, cu un impact de mediu asociat de 1.773,70 tone CO₂ echivalent/an, determinat cu factorul de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh reținut în Studiul de Fezabilitate.

Cheltuiala bugetară anuală aferentă acestui consum, la prețul final reținut în analiză (1,22525 lei/kWh cu TVA — Tabelul 4.6.3.a), este de 3.692.829,13 lei/an și reprezintă o componentă rigidă și în creștere a cheltuielilor de funcționare ale clădirilor publice din subordinea Sectorului 6.

Liberalizarea completă a pieței de energie electrică începând cu 1 iulie 2025 și încetarea mecanismului de plafonare au expus integral bugetele autorităților publice locale la volatilitatea prețului energiei. Pentru un ordonator principal de credite care administrează 47 locuri de consum, reducerea structurală a cantității de energie achiziționate din rețea reprezintă singurul instrument durabil de control al acestei cheltuieli — de aici rezultă necesitatea și oportunitatea investiției.

4.5.2. Dimensionarea capacităților în raport cu consumul de referință

Dimensionarea a fost realizată individual, pentru fiecare amplasament și corp de clădire, pornind de la consumul anual de referință al locului de consum și de la suprafața de acoperiș, respectiv de teren, disponibilă, cu respectarea prevederilor P118/2025 și I7/2011 și a condițiilor de umbrire și orientare specifice fiecărei locații. Din cele 47 locuri de consum analizate, 44 au fost reținute pentru echiparea cu centrale fotovoltaice și sisteme de stocare, restul urmând a fi acoperite din surplusul amplasamentelor învecinate, prin gestionarea fluxurilor la nivelul

sistemului de management energetic. Rezultatele agregate la nivelul întregului proiect sunt prezentate mai jos.

Tabelul 4.5.2 — Capacitățile instalate și consumul de referință, pe scenarii

Parametru	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2	Sursă / observații
Număr de locuri de consum în conturul energetic	buc.	47	47	Centralizator unificat, S.F. cap. 2.3
Număr de amplasamente echipate cu CEF + BESS	buc.	44	44	S.F., Tabelul 3.2 / 3.4
Putere fotovoltaică instalată în c.c. — P_PV	kWp	2.505,75	2.498,40	Indicatorul de realizare, S.F.
Putere instalată în c.a. (invertoare)	kW	2.465,00	2.465,00	Indicatorul I.1, S.F.
Număr de module fotovoltaice	buc.	3.855	5.552	Module de 650 Wp (S1), respectiv 450 Wp (S2)
Capacitate nominală de stocare — E_stoc	kWh	8.960,20	9.139,43	Indicatorul I.6 / AC.5, S.F.
Producția estimată în primul an de exploatare	MWh/an	2.714,64	2.701,07	Simulare PVGIS SARA, S.F.
Producția medie anuală pe 20 de ani	MWh/an	2.565,34	2.552,51	Indicatorul I.3, S.F.
Producția totală pe perioada de referință	MWh	51.306,73	51.050,20	Indicatorul I.4, S.F.
Producție specifică	kWh/kWp/an	1.083,36	1.081,12	Analiza multicriterială, S.F. Tabelul 5.1
Factorul de capacitate al centralei	%	11,88	11,82	Indicatorul I.5, S.F.
Consum anual de referință — C_an	MWh/an	3.013,94	3.013,94	Indicatorul AC.1, S.F.
Capacitate nou instalată pompe de căldură	kW	0	0	Indicatorul I.7 — proiectul nu prevede pompe de căldură

Producția specifică rezultată, de 1.083,36 kWh/kWp/an la Scenariul 1, se încadrează în intervalul normal pentru instalații fotovoltaice montate pe acoperiș, pe structuri de tip carport și la sol în zona Municipiului București, ținând seama de orientările reale ale acoperișurilor — inclusiv de configurațiile est-vest pe acoperișurile tip terasă — de umbririle locale și de pierderile de sistem, și nu prezintă indicii de supraestimare.

4.5.3. Verificarea condițiilor de eligibilitate privind autoconsumul și dimensionarea stocării

Schema de finanțare impune condiții cumulative de eligibilitate privind raportul dintre producție, consum și capacitatea de stocare. Verificarea acestora a fost realizată individual, pentru fiecare amplasament în parte, în Studiul de Fezabilitate. Valorile agregate la nivelul întregului proiect sunt reluate mai jos.

Tabelul 4.5.3.a — Indicatorii de autoconsum la nivelul proiectului (Scenariul 1)

Indicator	Formulă / mod de determinare	Valoare	U.M.
AC.1 — Consum anual de referință	Însumarea consumurilor facturate pe 12 luni consecutive	3.013.939,30	kWh/an
AC.2 — Producția anuală estimată	Producția estimată în primul an de exploatare, simulare S.F.	2.714.640,14	kWh/an
AC.3 — Raport de dimensionare	$R_{ac} = AC.2 / AC.1 \leq 1,10$	0,901	—

Indicator	Formulă / mod de determinare	Valoare	U.M.
pentru autoconsum			
AC.4 — Raport putere stocare / putere PV	Raport între puterea caracteristică a sistemelor de stocare și puterea instalată în invertoare, pe amplasament	1,82	—
AC.5 — Capacitatea de stocare a energiei	Însumarea capacităților efective pe amplasamente	8.960,20	kWh

Valorile indicatorilor AC.1–AC.5 sunt preluate integral din Studiul de Fezabilitate (Tabelul indicatorilor minimali). Verificarea îndeplinirii pragurilor impuse prin ghidul solicitantului se realizează pe baza acestor valori, pe fiecare amplasament, în documentația tehnică a S.F.

Tabelul 4.5.3.b — Verificarea condițiilor de eligibilitate privind autoconsumul și dimensionarea stocării (Scenariul 1)

Indicator	Valoare	U.M.	Prag prevăzut în Ghidul solicitantului	Verdict
AC.1 — C_{an} , consum anual de referință	3.013.939,30	kWh/an	— (bază de raportare; ultimele 12 facturi)	—
AC.2 — P_{an} , producția anuală estimată	2.714.640,14	kWh/an	— (simulare PVsyst, producția din primul an de exploatare)	—
AC.3 — $R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	0,901	—	$R_{ac} \leq 1,10$ (cap. 1.5, indicatorul AC.3)	ÎNDEPLINIT
P_{PV} — putere instalată în invertoare (c.a.)	2.465,00	kW	— (bază de calcul pentru R_P și E_{stoc})	—
P_{PV} — putere instalată în module (c.c.)	2.505,75	kWp	— (valoare informativă)	—
P_{stoc} — putere nominală a sistemelor de stocare	4.486,30	kW	— (însușire pe amplasamente; $P_{stoc} = R_P \times P_{PV}$)	—
AC.4 — $R_P = P_{stoc} / P_{PV}$	1,82	—	$R_P \geq 1,00$ (cap. 1.5, indicatorul AC.4)	ÎNDEPLINIT
AC.5 — E_{stoc} , capacitatea de stocare	8.960,20	kWh	între $2 \text{ h} \times P_{PV} = 4.930,00 \text{ kWh}$ și $4 \text{ h} \times P_{PV} = 9.860,00 \text{ kWh}$	ÎNDEPLINIT
Durata echivalentă de stocare, E_{stoc} / P_{PV}	3,635	h	între 2 h și 4 h (cap. 1.5, indicatorul AC.5)	ÎNDEPLINIT

Toate condițiile cumulative prevăzute la capitolul 1.5 din Ghidul solicitantului pentru indicatorii de autoconsum și de dimensionare a stocării sunt îndeplinite la nivelul întregului proiect, în Scenariul 1. Verificarea pe fiecare amplasament în parte este prezentată în documentația tehnică a prezentului studiu.

Raportul de dimensionare pentru autoconsum de 0,901 arată că producția fotovoltaică acoperă circa 90,1% din consumul anual de referință al beneficiarului. Situată sub plafonul de 1,10 are două consecințe directe asupra analizei financiare: pe de o parte, confirmă că întreaga producție poate fi valorificată prin autoconsum, fără a fi necesară vânzarea de energie; pe de altă parte, arată că instalația nu este supradimensionată față de nevoia reală a beneficiarului. Marja față de plafon este însă considerabil mai strânsă decât la proiectele cu grad redus de acoperire, ceea ce impune o atenție sporită asupra corelării orare dintre profilul de producție și profilul de consum — rol îndeplinit de sistemele de stocare și de sistemul de management energetic.

4.5.4. Energia produsă, stocată și efectiv livrată consumatorilor

Studiul de Fezabilitate reține un grad de autoconsum direct de 100% din producția netă, justificat prin dimensionarea individuală pe amplasament, prin capacitatea de stocare prevăzută și prin regimul de autoconsum local strict impus sistemului de management energetic, care limitează descărcarea sistemelor de stocare la consumul din spatele aceluiasi punct de

delimitare. În consecință, nu se prevede injecție în rețea, iar eventualul surplus rezidual este evaluat la zero.

În schimb, prezenta analiză reține în mod prudent pierderile pe ciclul de încărcare – descărcare al sistemelor de stocare, documentate în Studiul de Fezabilitate prin simularea degradării celulelor electrochimice: din energia care tranzitează sistemele de stocare se regăsește la consumatori numai partea corespunzătoare randamentului pe ciclu. Energia efectiv livrată consumatorilor, reținută ca bază a economiei, este prin urmare inferioară producției nete.

Tabelul 4.5.4 — Bilanțul anual al energiei, în primul an de exploatare

Flux de energie	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2	Mod de determinare
Producție fotovoltaică netă estimată	MWh/an	2.714,64	2.701,07	Simulare S.F. (Tabelul 3.13, respectiv 3.21)
Energie tranzitată prin sistemele de stocare	MWh/an	2.309,02	2.310,02	S.F., Tabelul 3.12 / 3.20 — energie stocată
Energie restituită de sistemele de stocare	MWh/an	2.076,44	2.054,23	S.F., Tabelul 3.12 / 3.20 — energie injectată
Pierderi pe ciclul de încărcare – descărcare	MWh/an	232,58	255,79	Diferența dintre cele două poziții anterioare
Randament de livrare la nivel de proiect	%	91,43%	90,53%	1 – pierderi de stocare / producție netă
ENERGIE ELECTRICĂ LIVRATĂ CONSUMATORILOR	MWh/an	2.482,06	2.445,28	Bază de calcul a economiei de energie
Surplus injectat în rețea (evaluat la 0 lei)	MWh/an	0,00	0,00	Regim de autoconsum local strict, S.F. cap. 3.1.3

Începând cu al doilea an de exploatare, energia produsă se reduce cu circa 0,60% pe an, ca urmare a degradării naturale a celulelor fotovoltaice, la un nivel corespunzător garanțiilor de performanță liniară asumate prin caietul de sarcini (minimum 88,50% din puterea nominală după 25 de ani). Cumulat pe cei 20 de ani de exploatare, producția anuală scade la 89,20% din valoarea primului an la Scenariul 1. Performanța sistemelor de stocare este menținută aproximativ constantă prin operațiile de reparație capitală (augmentare) prevăzute la fiecare 5 ani, ale căror costuri sunt integrate în fondul de reînnoire (cap. 4.6.4.c).

4.5.5. Justificarea strategiei de valorificare reținute în analiză

Energia produsă de instalațiile fotovoltaice poate fi valorificată, teoretic, în trei moduri: prin autoconsum (reducerea achiziției din rețea), prin vânzare ca prosumator la prețul de injecție, sau printr-o combinație a acestora. Analiza financiară și analiza economică din prezentul document sunt construite integral pe strategia de autoconsum, din următoarele motive:

- valoarea unitară a autoconsumului este substanțial superioară: energia autoconsumată înlocuiește energie achiziționată la prețul final complet, de 1,22525 lei/kWh cu TVA — care include, pe lângă componenta de furnizare, tarifele reglementate de distribuție și transport, serviciile de sistem, contribuția pentru cogenerare și TVA — în timp ce energia injectată în rețea de un prosumator este remunerată la un nivel apropiat de prețul mediu al pieței pentru ziua următoare aferent golurilor de sarcină, reținut în Studiul de Fezabilitate la 381,36 lei/MWh, respectiv la mai puțin de o treime din valoarea autoconsumului;
- obiectul proiectului, astfel cum este definit în Studiul de Fezabilitate și în condițiile de eligibilitate ale schemei de finanțare ($R_{ac} \leq 1,10$), este acoperirea consumului propriu, iar nu producerea de energie destinată comercializării; o strategie orientată către vânzare ar contraveni condiției de eligibilitate;
- autoconsumul nu expune beneficiarul riscului de preț pe piața de energie și nu necesită contracte de reprezentare pe piață, licențe ANRE de furnizare, servicii de parte responsabilă cu echilibrarea sau garanții financiare — elemente care ar genera costuri de exploatare suplimentare și capacitate administrativă pe care beneficiarul nu o deține;
- economia de energie are, pentru un ordonator principal de credite, o valoare bugetară directă și imediat verificabilă: se regăsește ca diminuare a creditelor bugetare necesare la titlul „bunuri și servicii”, fără a necesita încasarea și gestionarea unor venituri proprii.

Veniturile suplimentare care ar putea rezulta din valorificarea surplusului ocazional prin mecanismul de compensare cantitativă cu furnizorul constituie, prin urmare, un potențial de îmbunătățire neinclus în analiză, iar nu o ipoteză a acesteia.

4.5.6. Cererea de bunuri și servicii necesare implementării proiectului

Pentru realizarea investiției este necesară achiziția următoarelor categorii principale de bunuri, lucrări și servicii, conform devizelor generale din documentația faza S.F.:

- module fotovoltaice monocristaline de 650 Wp, cu randament nominal de minimum 24,40% în condiții standard de testare, cu structuri de susținere adaptate fiecărui tip de suport — acoperiș tip terasă în configurație est-vest, acoperiș tip șarpantă, structuri de tip carport peste parcarile existente și structuri fixe la sol — dimensionate la încărcările din vânt, zăpadă și acțiune seismică specifice amplasamentului;

- invertoare trifazate de tip string, de 5–100 kW, conforme Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu randament minim de 98% și funcție de management al fluxurilor dintre centrala fotovoltaică, sistemul de stocare, consumatorii proprii și rețeaua publică;
- sisteme de stocare a energiei electrice în acumulatori litiu-ion de tip LFP, cu capacitate nominală totală de 8.960,20 kWh, în soluție modulară containerizată, cu randament pe ciclu de minimum 90%, sistem de management al bateriilor (BMS), climatizare dedicată la nivelul fiecărui container, detecție și stingere a incendiului;
- sistem de management energetic (EMS) pe două niveluri — controlere locale la nivelul fiecărui amplasament și platformă centrală de supervizare — cu contorizare bidirecțională dedicată, pentru monitorizarea separată a energiei produse, încărcate, descărcate, preluate din rețea și, după caz, livrate în rețea;
- lucrări de racordare la rețeaua electrică — tablouri electrice de joasă tensiune dedicate centralelor fotovoltaice și sistemelor de stocare, rețele de cabluri de curent continuu și alternativ, pozate în pământ și pe estacade — prevăzute distinct la capitolul 2 din devizul general;
- structuri metalice din oțel S355JR cu protecție anticorozivă prin galvanizare la cald conform SR EN ISO 1461, platforme betonate și fundații pentru structurile la sol și pentru containerele de stocare, împrejurimi de protecție;
- instalații de legare la pământ și de protecție împotriva trăsnetului, aferente fiecărui amplasament;
- servicii de proiectare — studiu de fezabilitate și deviz general, documentații tehnice pentru obținerea avizelor și autorizațiilor, proiect tehnic și detalii de execuție, verificare tehnică de calitate a proiectului;
- servicii de dirigenție de șantier, asistență tehnică din partea proiectantului, management de proiect, audit financiar, informare și publicitate;
- servicii de operare și mentenanță pe durata exploatării, inclusiv inspecție lunară a modulelor, verificări anuale ale structurilor și cablajelor, inspecție trimestrială a invertoarelor, verificări PRAM și monitorizare de la distanță.

Achizițiile se vor realiza de către beneficiar cu respectarea Legii nr. 98/2016 privind achizițiile publice și a normelor de aplicare, precum și a regulilor specifice impuse prin ghidul solicitantului aferent schemei de finanțare din Fondul pentru Modernizare.

4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

Analiza financiară evaluează viabilitatea investiției din perspectiva beneficiarului — Primăria Sectorului 6 al Municipiului București — prin raportare la valoarea totală a fiecărui scenariu tehnico-economic, la economia de energie generată prin autoconsum și la costurile de exploatare aferente, pe un orizont de analiză de 21 de ani (1 an de implementare și 20 de ani de exploatare). Analiza este realizată distinct pentru cele două scenarii tehnico-economice și în cele două variante de calcul prevăzute de metodologie: varianta C — înainte de decizia de finanțare și varianta K — după decizia de finanțare.

4.6.1. Ipotezele analizei financiare

Analiza a fost realizată cu respectarea principiului economic al prudenței — costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată, iar economiile într-o manieră conservatoare — utilizând metoda fluxului de numerar net actualizat, la prețuri constante. Fluxurile non-monetare (amortizarea contabilă) nu sunt incluse în fluxul de numerar utilizat la calculul indicatorilor de performanță financiară. Impozitul pe profit nu este luat în calcul, beneficiarul fiind autoritate a administrației publice locale, iar indicatorii fiind determinați la nivel de proiect, înainte de costurile de finanțare.

Tabelul 4.6.1 — Ipoteze generale ale analizei financiare

Perioadă de referință	21 de ani: anul 1 — implementare (12 luni de la semnarea contractului de finanțare); anii 2–21 — exploatare (20 de ani)
Rată de actualizare financiară	4,00% — rata reală recomandată pentru proiectele publice de infrastructură cofinanțate din fonduri externe nerambursabile
Metodă de analiză	Flux de numerar net actualizat, la prețuri constante
Tratamentul TVA	TVA nedeductibilă (beneficiar — autoritate publică locală) — investiția, costurile de exploatare și costurile de înlocuire se iau în calcul la valoarea CU TVA; simetric, economia de energie se evaluează la prețul CU TVA al energiei achiziționate
Cotă TVA	21%, conform devizului general
Variante de calcul	Varianta C — înainte de decizia de finanțare (investiție = componenta eligibilă a devizului general, cu TVA); Varianta K — după decizia de finanțare (investiție = contribuția proprie a beneficiarului aferentă cheltuielilor eligibile, nulă, întrucât finanțarea nerambursabilă acoperă 100% din cheltuielile eligibile, conform Tabelului 4.6.2.c). Componenta neeligibilă a devizului general, suportată integral de beneficiar, nu este inclusă în fluxurile analizei.
Sursa veniturilor	Exclusiv economia de energie realizată prin autoconsum — nu se prevede vânzarea energiei electrice
Preț de referință al energiei electrice	1,01260 lei/kWh fără TVA, respectiv 1,22525 lei/kWh cu TVA (Tabelul 4.6.3.a)
Grad de autoconsum	100% din energia livrată consumatorilor (regim de autoconsum local strict); surplusul injectat în rețea este evaluat la 0 lei

Randament de livrare	91,43% la Scenariul 1 și 90,53% la Scenariul 2 — reține pierderile pe ciclul de încărcare – descărcare al sistemelor de stocare (Tabelul 4.5.4)
Degradarea anuală a modulelor fotovoltaice	Conform curbei de producție din S.F. (Tabelul 3.13, respectiv 3.21) — circa 0,60% pe an, începând cu al doilea an de exploatare
Evoluția prețului energiei	Prețuri constante — nu se aplică nicio creștere reală a prețului energiei, deși tendința istorică este de creștere (ipoteză marcat prudentă)
Înlocuiri pe durata exploatării	Invertoare — anul 11 de exploatare (1.461.498,50 lei cu TVA); augmentarea sistemelor de stocare (reparații capitale) — anii 6, 11 și 16 de exploatare (257.686,42 lei cu TVA fiecare), conform S.F. cap. 3.5
Fond de reînnoire	Se constituie anual un provizion de 195.000,00 lei/an, inclus în costurile de exploatare, din care se finanțează integral înlocuirile, astfel încât fluxul net anual să rămână pozitiv în fiecare an
Valoare reziduală la finalul perioadei de referință	4.183.437,96 lei la Scenariul 1 — 50% din valoarea lucrărilor de construcții-montaj (durată normală de utilizare de 40 de ani) și 15% din valoarea utilajelor, echipamentelor tehnologice și a activelor necorporale
Curs de schimb	1 EUR = 5,2547 lei — curs de referință BCE aferent zilei de 11.09.2026, identic cu cel utilizat în devizele generale

4.6.2. Investiția de capital și structura de finanțare

Valoarea investiției rezultă din devizele generale estimative întocmite conform H.G. nr. 907/2016, faza S.F., pentru fiecare dintre cele două scenarii analizate, în prețuri la data de 11.09.2026. Întrucât beneficiarul este o autoritate publică locală care nu poate deduce taxa pe valoarea adăugată aferentă acestei investiții, valoarea reținută în analiza financiară este valoarea CU TVA. Devizul general cuprinde, la solicitarea beneficiarului, o componentă neeligibilă distinctă: expertizarea tehnică (cap. 3.3), partea neeligibilă a asistenței tehnice din partea proiectantului și a dirigenției de șantier (cap. 3.8), comisioanele, cotele și taxele (cap. 5.2), partea neeligibilă a cheltuielilor diverse și neprevăzute (cap. 5.3), pregătirea personalului de exploatare, probele tehnologice și testele (cap. 6), precum și marja de buget și rezerva de implementare pentru ajustarea de preț (cap. 7). Analiza financiară și analiza economică se realizează pe componenta eligibilă a devizului general, componenta neeligibilă fiind acoperită integral din resursele proprii ale beneficiarului și nefiind inclusă în fluxurile de numerar ale proiectului.

Tabelul 4.6.2.a — Valoarea investiției pe scenarii, conform devizului general (H.G. nr. 907/2016 / 11.09.2026)

Scenariu	Investiție fără TVA (lei)	TVA 21% (lei)	Investiție cu TVA (lei)	din care C+M cu TVA (lei)	Valoare cu TVA (EUR)
Scenariul 1 — TOTAL deviz general	15.526.736,38	3.241.693,66	18.768.430,04	6.445.996,27	3.571.741,50
din care: ELIGIBIL	11.657.245,86	2.448.021,64	14.105.267,50	6.445.996,27	2.684.314,52
din care: NEELIGIBIL	3.869.490,52	793.672,02	4.663.162,54	0,00	887.426,98

Scenariu	Investiție fără TVA (lei)	TVA 21% (lei)	Investiție cu TVA (lei)	din care C+M cu TVA (lei)	Valoare cu TVA (EUR)
Scenariul 2 — TOTAL deviz general	16.701.900,69	3.481.928,08	20.183.828,77	9.876.985,67	3.841.100,11
din care: ELIGIBIL	12.637.660,48	2.653.908,71	15.291.569,19	9.876.985,67	2.910.074,63
din care: NEELIGIBIL	4.064.240,21	828.019,37	4.892.259,58	0,00	931.025,48
Diferență S2 – S1	1.175.164,31	240.234,42	1.415.398,73	3.430.989,40	269.358,61

Diferența dintre cele două scenarii este de 1.415.398,73 lei cu TVA la nivelul devizului general total (1.186.301,68 lei cu TVA la nivelul componentei eligibile, respectiv 8,41% din valoarea eligibilă a Scenariului 1) și provine din structura diferită a capitolului 4: Scenariul 2, care utilizează un număr aproape dublu de module fotovoltaice (5.552 module de 450 Wp față de 3.855 module de 650 Wp), antrenează lucrări de montaj substanțial mai mari — 5.666.132,66 lei față de 2.942.910,50 lei fără TVA — parțial compensate de o valoare mai mică a utilajelor și echipamentelor tehnologice. Capacitatea instalată în curent alternativ, racordul la rețea (capitolul 2) și cheltuielile de proiectare (capitolul 3.5) sunt identice în cele două scenarii.

Tabelul 4.6.2.b — Structura investiției pe capitole de cheltuieli, pe scenarii, conform devizului general (lei)

Capitol de cheltuieli	S1 — fără TVA	S1 — cu TVA	S1 — pondere	S2 — fără TVA	S2 — cu TVA	S2 — pondere
Cap. 1 — Obținerea și amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%
Cap. 2 — Asigurarea utilităților (racord rețea electrică)	1.232.500,00	1.491.325,00	7,95%	1.232.500,00	1.491.325,00	7,39%
Cap. 3 — Proiectare și asistență tehnică	1.727.700,00	2.090.517,00	11,14%	1.727.700,00	2.090.517,00	10,36%
din care 3.3 — Expertizare tehnică (neeligibil)	551.000,00	666.710,00	3,55%	551.000,00	666.710,00	3,30%
din care 3.5 — Proiectare	763.000,00	923.230,00	4,92%	763.000,00	923.230,00	4,57%
din care 3.6 — Organizarea procedurilor de achiziție (neeligibil)	186.500,00	225.665,00	1,20%	186.500,00	225.665,00	1,12%
din care 3.7 + 3.8 — Consultanță și asistență tehnică	227.200,00	274.912,00	1,46%	227.200,00	274.912,00	1,36%
Cap. 4 — Cheltuieli pentru investiția de bază	9.386.449,12	11.357.603,44	60,51%	10.301.627,92	12.464.969,79	61,76%
din care 4.1 — Construcții și instalații	1.151.859,14	1.393.749,56	7,43%	1.264.165,41	1.529.640,15	7,58%
din care 4.2 — Montaj utilaje și echipamente	2.942.910,50	3.560.921,71	18,97%	5.666.132,66	6.856.020,52	33,97%
din care 4.3 — Utilaje și echipamente tehnologice	5.162.763,24	6.246.943,52	33,28%	3.229.844,27	3.908.111,57	19,36%
din care 4.6 — Active necorporale	128.916,24	155.988,65	0,83%	141.485,58	171.197,55	0,85%
Cap. 5.1 — Organizare de șantier (neeligibil)	41.500,00	50.215,00	0,27%	41.500,00	50.215,00	0,25%
Cap. 5.2 — Comisioane, cote, taxe (neeligibil)	90.099,97	90.099,97	0,48%	121.290,78	121.290,78	0,60%
Cap. 5.3 — Cheltuieli diverse și neprevăzute	575.457,46	696.303,53	3,71%	621.216,40	751.671,84	3,72%
Cap. 5.4 — Informare și publicitate	5.000,00	6.050,00	0,03%	5.000,00	6.050,00	0,03%

Capitol de cheltuieli	S1 — fără TVA	S1 — cu TVA	S1 — pondere	S2 — fără TVA	S2 — cu TVA	S2 — pondere
Cap. 6 — Probe tehnologice și teste (neeligibil)	36.000,00	43.560,00	0,23%	36.000,00	43.560,00	0,22%
Cap. 7 — Marja de buget și rezerva de implementare (neeligibil)	2.432.029,83	2.942.756,10	15,68%	2.615.065,59	3.164.229,36	15,68%
TOTAL GENERAL	15.526.736,38	18.768.430,04	100,00%	16.701.900,69	20.183.828,77	100,00%
din care: TOTAL ELIGIBIL	11.657.245,86	14.105.267,50	75,15%	12.637.660,48	15.291.569,19	75,76%
din care: TOTAL NEELIGIBIL	3.869.490,52	4.663.162,54	24,85%	4.064.240,21	4.892.259,58	24,24%

Devizul general prevede cheltuieli la capitolul 3.6 „Organizarea procedurilor de achiziție” (225.665,00 lei cu TVA), la capitolul 5.1 „Organizare de șantier” (50.215,00 lei cu TVA), la capitolul 5.2 „Comisioane, cote, taxe, costul creditului” (90.099,97 lei cu TVA la Scenariul 1), la capitolul 6 „Probe tehnologice și teste” (43.560,00 lei cu TVA) și la capitolul 7 „Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț” (2.942.756,10 lei cu TVA), precum și o expertizare tehnică la capitolul 3.3 (666.710,00 lei cu TVA). Rezerva de la capitolul 5.3 „Cheltuieli diverse și neprevăzute” a fost majorată la 696.303,53 lei cu TVA la Scenariul 1, respectiv 3,71% din valoarea totală a investiției. Toate aceste poziții sunt încadrate la cheltuieli neeligibile. Prevederea capitolului 7 și nivelul rezervei de la capitolul 5.3 îmbunătățesc semnificativ capacitatea proiectului de a absorbi eventualele creșteri de preț survenite între întocmirea devizului și finalizarea procedurilor de achiziție, risc analizat la capitolul 4.9.3; acoperirea acestor cheltuieli rămâne însă în sarcina exclusivă a beneficiarului, nefiind eligibilă pentru finanțare nerambursabilă.

Structura de finanțare reținută în analiză este finanțarea din Fondul pentru Modernizare a cheltuielilor eligibile, INCLUSIV a taxei pe valoarea adăugată aferente acestora. Sunt considerate eligibile capitolul 2 „Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții”, capitolul 3 în partea de proiectare, consultanță și asistență tehnică (subcapitolele 3.5, 3.7 și partea eligibilă a subcapitolului 3.8), capitolul 4 „Cheltuieli pentru investiția de bază”, partea eligibilă a subcapitolului 5.3 „Cheltuieli diverse și neprevăzute” și subcapitolul 5.4 „Cheltuieli pentru informare și publicitate”, toate cu TVA. Încadrarea capitolului 2 — lucrările de racordare la rețeaua electrică de distribuție — urmează tabelul categoriilor de cheltuieli eligibile din capitolul 1.7 al Ghidului solicitantului, care prevede expres „Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului — DA”. Sunt încadrate la cheltuieli neeligibile subcapitolul 3.3 „Expertizare tehnică”, subcapitolul 3.6 „Organizarea procedurilor de achiziție”, partea neeligibilă a subcapitolului 3.8, inclusiv poziția 3.8.3 „Coordonator în materie de securitate și sănătate pentru perioada de execuție a lucrărilor”, subcapitolul 5.1 „Organizare de șantier”, respectiv poziția 5.1.2 „Cheltuieli conexe organizării șantierului”, subcapitolul 5.2 „Comisioane, cote, taxe, costul creditului”, partea neeligibilă a subcapitolului

5.3, capitolul 6 „Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste” și capitolul 7 „Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț”. Subcapitolele 3.6 și 5.2, precum și capitolul 7, sunt neeligibile potrivit tabelului categoriilor de cheltuieli din capitolul 1.7 al Ghidului solicitantului; subcapitolul 3.3, subcapitolul 5.1, capitolul 6 și părțile menționate din subcapitolele 3.8 și 5.3 figurează ca eligibile în acest tabel, însă au fost lăsate integral în sarcina beneficiarului pentru încadrarea ajutorului public nerambursabil solicitat în plafonul de 900.000 EUR/MW instalat. Includerea TVA în cheltuielile eligibile este soluția specifică beneficiarilor publici pentru care taxa este nedeductibilă, situație în care aceasta constituie un cost real, nerecuperabil, al proiectului.

Componenta neeligibilă a devizului general — 4.663.162,54 lei cu TVA la Scenariul 1, respectiv 4.892.259,58 lei cu TVA la Scenariul 2 — se asigură integral din bugetul local, prin contribuția proprie a beneficiarului. Aceasta nu intră în baza de calcul a ajutorului public nerambursabil și nu a fost inclusă în fluxurile de numerar ale analizei financiare și ale analizei economice, care rămân construite pe componenta eligibilă a devizului.

Tabelul 4.6.2.c — Structura finanțării investiției, pe scenarii, conform devizului general (lei)

Element	Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuieli eligibile, fără TVA (cap. 2 + 3 parțial + 4 + 5.3 parțial + 5.4)	11.657.245,86	12.637.660,48
din care: cap. 2 + 3 + 4 + 5.4 (racord, proiectare și investiția de bază)	11.516.449,12	12.431.627,92
din care: cap. 5.3 — cheltuieli diverse și neprevăzute (partea eligibilă)	140.796,74	206.032,56
TVA aferentă cheltuielilor eligibile (eligibilă)	2.448.021,64	2.653.908,71
FINANȚARE NERAMBURSABILĂ SOLICITATĂ (eligibile cu TVA)	14.105.267,50	15.291.569,19
Cheltuieli neeligibile, fără TVA (cap. 3.3 + 3.6 + 3.8 parțial + 5.1 + 5.2 + 5.3 parțial + 6 + 7)	3.869.490,52	4.064.240,21
TVA aferentă cheltuielilor neeligibile	793.672,02	828.019,37
CONTRIBUȚIE PROPRIE A BENEFICIARULUI (neeligibile, cu TVA)	4.663.162,54	4.892.259,58
TOTAL investiție (cu TVA)	18.768.430,04	20.183.828,77
Pondere a finanțării nerambursabile în total investiție	75,15%	75,76%
Pondere a contribuției proprii în total investiție	24,85%	24,24%

Finanțarea nerambursabilă acoperă 100% din cheltuielile eligibile cu TVA, respectiv 14.105.267,50 lei la Scenariul 1, din care 11.657.245,86 lei cheltuieli eligibile fără TVA și 2.448.021,64 lei taxă pe valoarea adăugată nedeductibilă și nerecuperabilă, eligibilă potrivit capitolului 1.7 din Ghidul solicitantului. Raportată la valoarea totală a devizului general — 18.768.430,04 lei cu TVA la Scenariul 1 — finanțarea nerambursabilă reprezintă 75,15%, diferența de 4.663.162,54 lei cu TVA (24,85%) constituind contribuția proprie a beneficiarului,

aferentă cheltuielilor neeligibile din devizul general. Beneficiarul are, în consecință, obligația de a prevedea în bugetul local sumele necesare acoperirii integrale a acestei componente, alături de cheltuielile de exploatare pe durata de referință.

Tabelul 4.6.2.d — Verificarea plafoanelor ajutorului public nerambursabil

Element de verificare	Scenariul 1	Scenariul 2	Prag / teme din Ghid
Cheltuieli eligibile, fără TVA (lei)	11.657.245,86	12.637.660,48	cap. 1.7 — capitolele eligibile ale devizului general, inclusiv cap. 2
Cheltuieli eligibile, fără TVA (EUR)	2.218.441,75	2.405.020,36	curs BCE de 5,2547 lei/EUR din 11.09.2026
Capacitate nou instalată, indicatorul I.1 (MW)	2,465	2,465	minimul dintre puterea în invertorare și cea în module
Ajutor public nerambursabil solicitat pe MW instalat, fără TVA (EUR/MW)	899.976,37	975.667,49	plafon 900.000 EUR/MW — cap. 1.7
Marjă față de plafonul de 900.000 EUR/MW (EUR/MW)	+23,63	-75.667,49	diferența față de plafon
Ajutor public nerambursabil total, inclusiv TVA eligibilă (lei)	14.105.267,50	15.291.569,19	maximum 100% din cheltuielile eligibile — cap. 1.6
Ajutor public nerambursabil total (EUR)	2.684.314,52	2.910.074,63	plafon 10.000.000 EUR pe beneficiar — cap. 1.6
Cheltuieli de consultanță și management de proiect, fără TVA (EUR)	15.224,47	15.224,47	plafon 20.000 EUR fără TVA — cap. 1.7

Scenariul 1 se încadrează în toate plafoanele prevăzute de Ghidul solicitantului. ATENȚIE: marja față de plafonul de 900.000 EUR/MW instalat este de numai 23,63 EUR/MW, respectiv 0,003% — plafonul ar fi depășit la orice curs de referință BCE inferior valorii de 5,25456 lei/EUR, precum și la orice majorare a valorii eligibile a devizului general. Orice modificare a devizului sau a datei studiului de fezabilitate impune recalcularea acestui indicator. Scenariul 2 depășește plafonul cu 75.667,49 EUR/MW și nu poate fi reținut pentru finanțare.

Tabelul 4.6.2.e — Eșalonarea investiției, corelată cu graficul de implementare de 12 luni (lei cu TVA)

An	Perioadă	Activități	Scenariul 1	Scenariul 2
1	Lunile 1–12	Proiectare și obținerea avizelor, achiziții, execuția lucrărilor de construcții și montaj, furnizarea și punerea în operă a echipamentelor, racordarea la rețea, probe, recepția lucrărilor și punerea în funcțiune	14.105.267,50	15.291.569,19
TOTAL	12 luni		14.105.267,50	15.291.569,19

Întreaga valoare a investiției se realizează într-un singur an bugetar, corespunzător duratei de implementare de 12 luni prevăzute în Studiul de Fezabilitate, cu data estimată de semnare a contractului de finanțare la 07.01.2027. Exploatarea începe, în consecință, în anul 2 al perioadei de referință. Valorile din tabel reprezintă componenta eligibilă a devizului general, finanțată nerambursabil; contribuția proprie a beneficiarului, aferentă cheltuielilor neeligibile — 4.663.162,54 lei cu TVA la Scenariul 1, respectiv 4.892.259,58 lei cu TVA la Scenariul 2 — se angajează în același an bugetar.

4.6.3. Veniturile din exploatare pe durata analizei (20 de ani)

Veniturile analizei financiare sunt reprezentate integral de economia de energie realizată prin proiect, respectiv de reducerea cheltuielilor bugetare cu achiziția de energie electrică. Nu se prevede și nu se ia în calcul niciun venit din vânzarea energiei electrice.

Determinarea prețului de referință al energiei electrice

Prețul final al energiei electrice achiziționate de beneficiar a fost construit pe componentele reglementate și nereglementate aplicabile unui consumator noncasnic racordat la joasă tensiune în zona de distribuție a Municipiului București (Rețele Electrice Muntenia). Componenta de furnizare a fost reținută la nivelul indicat în Studiul de Fezabilitate pentru realizarea analizei cost-beneficiu — 650,00 lei/MWh — nivel prudent, obținabil printr-o procedură de achiziție publică. Tarifele reglementate sunt cele aprobate de ANRE și aplicabile în anul 2026.

Tabelul 4.6.3.a — Determinarea prețului de referință al energiei electrice (lei/kWh)

Componentă	Valoare (lei/kWh)	Observații
Energia activă (componenta de furnizare)	0,65000	S.F. — 650,00 lei/MWh; nivel prudent, obținabil prin achiziție publică
Tarif de distribuție — joasă tensiune (Rețele Electrice Muntenia)	0,29408	Tarif reglementat ANRE, aplicabil în 2026
Tarif de transport — componenta TL	0,02938	Tarif reglementat ANRE, aplicabil în 2026
Tarif de transport — componenta TG	0,01070	Tarif reglementat ANRE, aplicabil în 2026
Tarif pentru servicii de sistem	0,01470	Tarif reglementat ANRE, aplicabil în 2026
Contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență	0,01360	Contribuție reglementată
Contribuția CfD	0,00014	Contribuție reglementată (contracte pentru diferență)
SUBTOTAL fără TVA	1,01260	Sumă a componentelor de mai sus
TVA 21% (nedeductibilă pentru beneficiar)	0,21265	Cost definitiv pentru bugetul local
PREȚ FINAL CU TVA	1,22525	Valoare utilizată în analiza financiară

Acciza pentru consumatorii noncasnici nu a fost inclusă în construcția prețului, ca măsură suplimentară de prudență; includerea ei ar majora prețul evitat și, implicit, economia generată de proiect. Din același motiv, analiza este realizată la prețuri constante, fără nicio creștere reală a prețului energiei pe durata celor 20 de ani de exploatare, deși evoluția istorică ulterioară liberalizării complete a pieței, la 1 iulie 2025, indică o tendință de creștere a componentelor reglementate.

Determinarea economiei anuale

Tabelul 4.6.3.b — Determinarea economiei de energie în primul an de exploatare

Element de calcul	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2	Mod de determinare
Producție fotovoltaică netă	kWh/an	2.714.640,00	2.701.070,00	Tabelul 4.5.4
Randament de livrare (pierderi de stocare)	%	91,43%	90,53%	Tabelul 4.5.4
Energie electrică livrată consumatorilor	kWh/an	2.482.060,00	2.445.280,00	Produsul celor două valori de mai sus
Preț al energiei electrice evitat	lei/kWh	1,22525	1,22525	Tabelul 4.6.3.a
ECONOMIE TOTALĂ — ANUL 1 DE EXPLOATARE	lei/an	3.041.144,01	2.996.079,32	Energie livrată × preț evitat

Economia din primul an de exploatare, de 3.041.144,01 lei la Scenariul 1, reprezintă o reducere de 82,35% a cheltuielii bugetare anuale cu energia electrică la nivelul conturului

energetic analizat. Proiectul nu prevede componentă termică, capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură fiind zero (indicatorul I.7 din Studiul de Fezabilitate).

Tabelul 4.6.3.c — Economia de energie, an cu an, pe durata exploatării (20 de ani)

An de exploatare	S1 — producție netă (MWh)	S1 — energie livrată (kWh)	S1 — economie (lei)	S2 — energie livrată (kWh)	S2 — economie (lei)
1	2.714,64	2.482.060,00	3.041.144,01	2.445.280,00	2.996.079,32
2	2.698,35	2.467.165,67	3.022.894,73	2.430.605,08	2.978.098,87
3	2.682,16	2.452.362,76	3.004.757,47	2.416.020,69	2.960.229,35
4	2.666,07	2.437.651,29	2.986.732,25	2.401.526,83	2.942.470,75
5	2.650,07	2.423.022,11	2.968.807,84	2.387.114,44	2.924.811,97
6	2.634,17	2.408.484,36	2.950.995,47	2.372.792,59	2.907.264,12
7	2.618,37	2.394.038,05	2.933.295,12	2.358.561,27	2.889.827,19
8	2.602,66	2.379.674,02	2.915.695,59	2.344.402,37	2.872.479,00
9	2.587,04	2.365.392,28	2.898.196,89	2.330.343,05	2.855.252,82
10	2.571,52	2.351.201,98	2.880.810,22	2.316.356,16	2.838.115,38
11	2.556,09	2.337.093,96	2.863.524,37	2.302.459,79	2.821.088,86
12	2.540,75	2.323.068,23	2.846.339,35	2.288.644,91	2.804.162,17
13	2.525,51	2.309.133,94	2.829.266,36	2.274.911,50	2.787.335,32
14	2.510,36	2.295.281,93	2.812.294,19	2.261.259,57	2.770.608,29
15	2.495,29	2.281.503,07	2.795.411,64	2.247.698,17	2.753.992,18
16	2.480,32	2.267.815,64	2.778.641,12	2.234.209,19	2.737.464,81
17	2.465,44	2.254.210,51	2.761.971,42	2.220.801,69	2.721.037,27
18	2.450,65	2.240.687,66	2.745.402,55	2.207.475,67	2.704.709,56
19	2.435,94	2.227.237,95	2.728.923,30	2.194.231,12	2.688.481,68
20	2.421,33	2.213.879,68	2.712.556,08	2.181.068,05	2.672.353,63
TOTAL	51.306,73	46.910.965,09	57.477.659,97	46.215.762,13	56.625.862,54

Economia totală generată pe cei 20 de ani de exploatare este de 57.477.659,97 lei la Scenariul 1 și de 56.625.862,54 lei la Scenariul 2, la prețuri constante. Reducerea anuală se datorează exclusiv degradării naturale a modulelor fotovoltaice.

4.6.4. Costurile de exploatare, detaliate pe durata analizei (20 de ani)

Costurile de exploatare cuprind contractul de operare și mentenanță a instalațiilor fotovoltaice și a sistemelor de stocare, costul de personal propriu al beneficiarului, asigurarea echipamentelor, monitorizarea și comunicațiile aferente sistemului de management energetic, verificările tehnice periodice, precum și un provizion anual constituit pentru finanțarea înlocuirilor previzibile pe durata exploatării. Costurile au fost reconstruite din ratele unitare precizate în Studiul de Fezabilitate, aplicate valorilor efective din componenta eligibilă a devizului general.

Tabelul 4.6.4.a — Detalierea costului de personal propriu al beneficiarului (1 post, salariu net 5.000 lei/lună)

Element de calcul	Valoare (lei/lună)	Valoare (lei/an)
Salariu net	5.000,00	60.000,00
Salariu brut (net / (0,65 × 0,90))	8.547,01	102.564,10
Contribuția de asigurări sociale — CAS (25% din brut)	2.136,75	25.641,03
Contribuția de asigurări sociale de sănătate — CASS (10% din brut)	854,70	10.256,41
Impozit pe venit (10% din baza impozabilă)	555,56	6.666,67
Contribuția asiguratorie pentru muncă — CAM (2,25% din brut)	192,31	2.307,69
Cost total suportat de angajator (brut + CAM)	8.739,32	104.871,79

Având în vedere numărul de amplasamente echipate (44) și dispersia geografică a acestora la nivelul Sectorului 6, în analiză au fost prevăzute 2 posturi dedicate, cu un cost total pentru angajator de 209.743,59 lei/an. Atribuțiile acestora includ urmărirea zilnică a parametrilor raportați de sistemele EMS și BMS, relația operațională cu furnizorul de servicii de operare și mentenanță și cu operatorul de distribuție, evidența tehnico-economică a exploatarei, raportările către finanțator pe durata perioadei de durabilitate și gestionarea intervențiilor punctuale de service.

Tabelul 4.6.4.b — Structura anuală a costurilor de exploatare (lei)

Categorie de cost	Mod de determinare	S1 — fără TVA	S1 — cu TVA	S2 — fără TVA	S2 — cu TVA
Operare și mentenanță — centrale fotovoltaice	9 EUR/kWp/an (S.F.) × putere instalată × 5,2547 lei/EUR	118.502,68	143.388,24	118.155,08	142.967,65
Operare și mentenanță — sisteme de stocare (BESS)	2,0% din valoarea sistemelor de stocare, pe an	56.790,40	68.716,38	35.528,29	42.989,23
Monitorizare, comunicații și licențe EMS/BMS	1.500 lei/an × 44 amplasamente	66.000,00	79.860,00	66.000,00	79.860,00
Verificări tehnice periodice (PRAM, termoviziune)	1.000 lei/an × 44 amplasamente	44.000,00	53.240,00	44.000,00	53.240,00
Asigurarea echipamentelor	0,25% din valoarea echipamentelor cu TVA (operațiune scutită de TVA)	15.617,36	15.617,36	9.770,28	9.770,28
Reparații curente și cheltuieli diverse de operare	Sumă forfetară	50.000,00	60.500,00	50.000,00	60.500,00
Cost de personal propriu (2 posturi)	Tabelul 4.6.4.a × 2 (nu se aplică TVA)	209.743,59	209.743,59	209.743,59	209.743,59
SUBTOTAL cost anual de bază		560.654,02	631.065,57	533.197,24	599.070,75
Provizion anual pentru fondul de reînnoire	Tabelul 4.6.4.c	—	195.000,00	—	180.000,00
TOTAL COST ANUAL DE EXPLOATARE		—	826.065,57	—	779.070,75

Valoarea sistemelor de stocare utilizată la determinarea costurilor de mentenanță și de augmentare a fost estimată la 55% din capitolul 4.3 „Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj” din devizul general, respectiv 2.839.519,78 lei fără TVA la Scenariul 1 și 1.776.414,35 lei la Scenariul 2. Devizul general nu prezintă defalcarea pe tipuri de echipamente; o defalcare fermă, disponibilă la faza de proiect tehnic, va permite recalcularea directă a acestor poziții.

Tabelul 4.6.4.c — Înlocuiri previzibile pe durata exploatării și mecanismul de finanțare a acestora (lei cu TVA)

Element	An de exploatare	Scenariul 1	Scenariul 2	Mod de determinare
Înlocuirea invertoarelor	11	1.461.498,50	1.461.498,50	490 lei/kW AC × 2.465 kW — durată de viață tehnică de 10–12 ani (a se vedea nota introductivă privind reconcilierea cu S.F.)
Augmentarea sistemelor de stocare — reparație capitală	6	257.686,42	161.209,60	1,5%/an × valoarea BESS × 5 ani, conform S.F. cap. 3.5
Augmentarea sistemelor de stocare — reparație capitală	11	257.686,42	161.209,60	idem
Augmentarea sistemelor de stocare — reparație capitală	16	257.686,42	161.209,60	idem
TOTAL înlocuiri pe perioada de referință	—	2.234.557,76	1.945.127,31	Finanțate integral din fondul de reînnoire
Provizion anual constituit	anii 1–20	195.000,00	180.000,00	Inclus în costurile anuale de exploatare

Mecanismul fondului de reînnoire este esențial pentru îndeplinirea cerinței privind absența anilor cu flux de numerar negativ: în locul înregistrării unor cheltuieli punctuale semnificative în anii 6, 11 și 16 de exploatare, se constituie anual, din economia realizată, un provizion de 195.000,00 lei, acumulat într-un cont dedicat. Soldul fondului de reînnoire rămâne pozitiv în fiecare an al perioadei de referință, cu un minim de 168.128,66 lei în anul 11 de exploatare, și atinge 1.665.442,24 lei la finalul perioadei, asigurând continuitatea exploatării dincolo de orizontul analizei.

Tabelul 4.6.4.d — Evoluția fondului de reînnoire pe durata exploatării — Scenariul 1 (lei)

An de exploatare	Provizion constituit	Înlocuiri finanțate	Sold al fondului la finalul anului
1	195.000,00	—	195.000,00
2	195.000,00	—	390.000,00
3	195.000,00	—	585.000,00
4	195.000,00	—	780.000,00
5	195.000,00	—	975.000,00
6	195.000,00	257.686,42	912.313,58
7	195.000,00	—	1.107.313,58
8	195.000,00	—	1.302.313,58
9	195.000,00	—	1.497.313,58
10	195.000,00	—	1.692.313,58
11	195.000,00	1.719.184,92	168.128,66
12	195.000,00	—	363.128,66
13	195.000,00	—	558.128,66
14	195.000,00	—	753.128,66
15	195.000,00	—	948.128,66
16	195.000,00	257.686,42	885.442,24
17	195.000,00	—	1.080.442,24
18	195.000,00	—	1.275.442,24
19	195.000,00	—	1.470.442,24
20	195.000,00	—	1.665.442,24

Tabelul 4.6.4.e — Sinteza costului anual de exploatare reținut în analiză și în Studiul de Fezabilitate

Element	Scenariul 1	Scenariul 2	Observații
Cost anual curent de exploatare, fără TVA (lei/an)	560.654,02	533.197,24	Tabelul 4.6.4.b, subtotal cost anual de bază
Cost anual curent de exploatare, cu TVA (lei/an)	631.065,57	599.070,75	TVA 21%, cu excepția primelor de asigurare și a costului de personal
Provizion anual pentru fondul de reînnoire (lei/an)	195.000,00	180.000,00	Tabelul 4.6.4.c — finanțează integral înlocuirile
TOTAL cost anual de exploatare (lei/an, cu TVA)	826.065,57	779.070,75	157.205,09 EUR/an la Scenariul 1, respectiv 148.261,70 EUR/an la Scenariul 2

Valoarea sistemelor de stocare utilizată la determinarea costurilor de mentenanță și de augmentare a fost estimată la 55% din capitolul 4.3 „Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj” din devizul general, respectiv 2.839.519,78 lei fără TVA la Scenariul 1 și 1.776.414,35 lei la Scenariul 2. Devizul general nu prezintă defalcarea pe tipuri de echipamente; o defalcare fermă, disponibilă la faza de proiect tehnic, va permite recalcularea directă a acestor poziții. Nivelul rezultat al costurilor de exploatare este cel reținut atât în prezenta analiză, cât și în capitolul 3.5 al Studiului de Fezabilitate.

4.6.1 Indicatori de performanță financiară

4.6.5. Fluxul de numerar și indicatorii financiari — Scenariul 1 (recomandat)

Fluxul anual de exploatare — economii, costuri, flux net — este identic în cele două variante de calcul, întrucât depinde exclusiv de energia livrată consumatorilor și de costurile de exploatare; ceea ce diferă este valoarea investiției inițiale considerate și, implicit, fluxul cumulat actualizat și indicatorii de performanță, între varianta C (investiția totală cu TVA) și varianta K (contribuția proprie a beneficiarului). Valoarea reziduală este înregistrată în ultimul an al perioadei de referință.

Tabelul 4.6.5.a — Fluxul de numerar actualizat, an cu an (21 de ani) — Scenariul 1 (lei)

An	Economie totală	Cost de exploatare	Flux net	Flux net actualizat	Flux cumulat actualizat — varianta C	Flux cumulat actualizat — varianta K
1	—	—	-14.105.267,50	-14.105.267,50	-14.105.267,50	0,00
2	3.041.144,01	826.065,57	2.215.078,44	2.129.883,12	-11.975.384,38	2.129.883,12
3	3.022.894,73	826.065,57	2.196.829,16	2.031.092,05	-9.944.292,33	4.160.975,17
4	3.004.757,47	826.065,57	2.178.691,90	1.936.849,17	-8.007.443,16	6.097.824,34
5	2.986.732,25	826.065,57	2.160.666,67	1.846.946,93	-6.160.496,23	7.944.771,27
6	2.968.807,84	826.065,57	2.142.742,27	1.761.177,96	-4.399.318,28	9.705.949,22
7	2.950.995,47	826.065,57	2.124.929,89	1.679.362,96	-2.719.955,32	11.385.312,18
8	2.933.295,12	826.065,57	2.107.229,55	1.601.321,27	-1.118.634,05	12.986.633,45
9	2.915.695,59	826.065,57	2.089.630,02	1.526.872,19	408.238,14	14.513.505,64

An	Economie totală	Cost de exploatare	Flux net	Flux net actualizat	Flux cumulat actualizat — varianta C	Flux cumulat actualizat — varianta K
10	2.898.196,89	826.065,57	2.072.131,32	1.455.851,98	1.864.090,12	15.969.357,62
11	2.880.810,22	826.065,57	2.054.744,65	1.388.111,86	3.252.201,98	17.357.469,48
12	2.863.524,37	826.065,57	2.037.458,80	1.323.494,39	4.575.696,37	18.680.963,87
13	2.846.339,35	826.065,57	2.020.273,78	1.261.857,04	5.837.553,41	19.942.820,91
14	2.829.266,36	826.065,57	2.003.200,79	1.203.070,48	7.040.623,89	21.145.891,39
15	2.812.294,19	826.065,57	1.986.228,62	1.146.997,53	8.187.621,43	22.292.888,93
16	2.795.411,64	826.065,57	1.969.346,07	1.093.507,96	9.281.129,39	23.386.396,89
17	2.778.641,12	826.065,57	1.952.575,55	1.042.496,05	10.323.625,44	24.428.892,94
18	2.761.971,42	826.065,57	1.935.905,85	993.842,27	11.317.467,71	25.422.735,21
19	2.745.402,55	826.065,57	1.919.336,98	947.438,71	12.264.906,42	26.370.173,92
20	2.728.923,30	826.065,57	1.902.857,73	903.177,01	13.168.083,42	27.273.350,92
21	2.712.556,08	826.065,57	6.069.928,47	2.770.236,12	15.938.319,54	30.043.587,04

Fluxul net al anului 21 include valoarea reziduală de 4.183.437,96 lei, determinată ca 50% din valoarea lucrărilor de construcții-montaj (durată normală de utilizare de 40 de ani, din care 20 de ani utilizați în perioada de referință) și 15% din valoarea utilajelor, echipamentelor tehnologice și a activelor necorporale.

Tabelul 4.6.5.b — Indicatorii de performanță financiară — Scenariul 1

Indicator	Varianta C (înainte de finanțare)	Varianta K (după finanțare nerambursabilă)
Investiție considerată (lei)	14.105.267,50	0,00
Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF)	15.938.319,54 lei	30.043.587,04 lei
Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF)	14,26%	nedeterminată
Raport VANF / investiție	1,130	—
Durata simplă de recuperare a investiției	anul 8 al perioadei de referință	nu este cazul
Flux net anual minim din perioada de exploatare	1.902.857,73 lei (anul 20)	1.902.857,73 lei (anul 20)
Ani cu flux de numerar negativ în exploatare	niciunul	niciunul

Valoarea actualizată netă financiară este pozitivă în ambele variante de calcul: 15.938.319,54 lei în varianta C, la o rată internă de rentabilitate financiară de 14,26%, respectiv 30.043.587,04 lei în varianta K. Întrucât finanțarea nerambursabilă acoperă integral cheltuielile eligibile, contribuția proprie a beneficiarului aferentă acestora este nulă, iar varianta K nu mai comportă un aport inițial de capital: valoarea actualizată netă este egală cu valoarea actualizată a fluxurilor nete de exploatare, iar rata internă de rentabilitate a capitalului propriu nu se poate determina, în absența unui flux negativ inițial. Rezultatul este o consecință directă a raportului favorabil dintre valoarea eligibilă a investiției reținută în devizul general — 5.629,16 lei/kWp cu TVA, respectiv 899,98 EUR/kW AC fără TVA, inclusiv 8.960,20 kWh capacitate de stocare — și valoarea unitară ridicată a energiei evitate prin autoconsum, la un grad de acoperire a

consumului propriu de 90,1%. Contribuția proprie aferentă componentei neeligibile a devizului general (4.663.162,54 lei cu TVA la Scenariul 1) nu este inclusă în fluxurile analizei financiare.

Acest rezultat trebuie interpretat corect din perspectiva justificării sprijinului financiar nerambursabil. O valoare actualizată netă financiară pozitivă în varianta C arată că proiectul este rentabil în sine, la parametrii tehnico-economici reținuți, iar nu că sprijinul public ar fi lipsit de justificare. Elementele care susțin necesitatea finanțării nerambursabile sunt de altă natură:

- capacitatea bugetară a beneficiarului: investiția presupune un efort de 14.105.267,50 lei concentrat într-un singur an bugetar, respectiv o alocare de capital pe care bugetul local nu o poate mobiliza fără renunțarea la alte investiții prioritare, în condițiile plafoanelor legale de îndatorare aplicabile unităților administrativ-teritoriale;
- perioada de recuperare: chiar la indicatorii rezultați, recuperarea integrală a investiției se realizează abia în anul 8 al perioadei de referință — orizont incompatibil cu ciclul bugetar anual al unei autorități publice locale și cu regulile de angajare a cheltuielilor de investiții;
- natura beneficiului: economia generată nu este un venit încasat, ci o diminuare a creditelor bugetare necesare la titlul „bunuri și servicii”; ea nu constituie, prin urmare, o sursă de rambursare a unui împrumut contractat pentru realizarea investiției;
- obiectivele de politică publică deservite — creșterea ponderii energiei din surse regenerabile, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea autonomiei energetice a infrastructurii publice — care motivează intervenția prin Fondul pentru Modernizare independent de rentabilitatea financiară a proiectului.

Ghidul solicitantului acordă ajutorul public nerambursabil în procent de maximum 100% din valoarea cheltuielilor eligibile (cap. 1.6 și 1.7) și nu prevede aplicarea metodei deficitului de finanțare (funding gap). Indicatorii financiari pozitivi din varianta C nu antrenează, prin urmare, nicio ajustare a nivelului finanțării solicitate.

Varianta suplimentară de calcul — test de rezistență la un nivel majorat al costurilor de exploatare

Pentru transparență și ca test de robustețe, indicatorii au fost recalculați și în varianta în care costurile anuale de exploatare se ridică la 1.921.553,54 lei/an cu TVA — cu 132,6% peste nivelul reținut în analiză —, ipoteză care ar corespunde unei mentenanțe integral externalizate, cu înlocuirile și costurile de reciclare amortizate anual; în această variantă nu se mai constituie separat fond de reînnoire.

Tabelul 4.6.5.c — Indicatorii financiari în varianta de test, la un cost anual de exploatare de 1.921.553,54 lei

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
Cost anual de exploatare reținut (lei cu TVA)	1.921.553,54	1.914.736,41
Flux net anual în primul an de exploatare (lei)	1.119.590,48	1.074.525,78
Flux net anual minim din perioada de exploatare (lei)	807.369,77	766.928,14
Valoarea Actualizată Netă Financiară — varianta C (lei)	1.050.280,59	-95.470,63
Rata Internă de Rentabilitate Financiară — varianta C	4,76%	3,94%
Ani cu flux de numerar negativ în exploatare	niciunul	niciunul

În această variantă marcat mai conservatoare, Scenariul 1 se situează practic la pragul de fezabilitate: valoarea actualizată netă financiară în varianta C este de 1.050.280,59 lei, iar rata internă de rentabilitate financiară de 4,76%, respectiv foarte aproape de rata de actualizare de 4,00%. Scenariul 2 devine, în aceleași condiții, marginal nefezabil, cu o VANF/C de -95.470,63 lei și o RIRF/C de 3,94%. Concluzia privind superioritatea Scenariului 1 se menține și se accentuează. Fluxul de numerar net anual rămâne pozitiv în toți anii perioadei de exploatare în ambele scenarii, cerința de fond a analizei fiind îndeplinită și în această variantă.

4.6.6. Fluxul de numerar și indicatorii financiari — Scenariul 2

Scenariul 2 prezintă aceeași putere instalată în curent alternativ și o producție de energie foarte apropiată de cea a Scenariului 1, la o valoare a investiției superioară cu 1.186.301,68 lei cu TVA și la un randament de livrare ușor inferior (90,53% față de 91,43%), ca urmare a pierderilor mai mari pe ciclul de încărcare – descărcare al configurației de stocare adoptate.

Tabelul 4.6.6.a — Fluxul de numerar actualizat, an cu an (21 de ani) — Scenariul 2 (lei)

An	Economie totală	Cost de exploatare	Flux net	Flux net actualizat	Flux cumulat actualizat — varianta C	Flux cumulat actualizat — varianta K
1	—	—	-15.291.569,19	-15.291.569,19	-15.291.569,19	0,00
2	2.996.079,32	779.070,75	2.217.008,57	2.131.739,01	-13.159.830,17	2.131.739,01
3	2.978.098,87	779.070,75	2.199.028,13	2.033.125,12	-11.126.705,05	4.164.864,13
4	2.960.229,35	779.070,75	2.181.158,60	1.939.042,06	-9.187.662,99	6.103.906,19
5	2.942.470,75	779.070,75	2.163.400,00	1.849.283,39	-7.338.379,61	7.953.189,57
6	2.924.811,97	779.070,75	2.145.741,23	1.763.642,88	-5.574.736,73	9.716.832,45
7	2.907.264,12	779.070,75	2.128.193,37	1.681.942,14	-3.892.794,59	11.398.774,59
8	2.889.827,19	779.070,75	2.110.756,45	1.604.001,42	-2.288.793,17	13.002.776,01
9	2.872.479,00	779.070,75	2.093.408,25	1.529.632,91	-759.160,26	14.532.408,92
10	2.855.252,82	779.070,75	2.076.182,08	1.458.697,99	699.537,72	15.991.106,90
11	2.838.115,38	779.070,75	2.059.044,64	1.391.016,78	2.090.554,50	17.382.123,68
12	2.821.088,86	779.070,75	2.042.018,12	1.326.456,03	3.417.010,53	18.708.579,71
13	2.804.162,17	779.070,75	2.025.091,43	1.264.866,13	4.681.876,67	19.973.445,85
14	2.787.335,32	779.070,75	2.008.264,57	1.206.111,66	5.887.988,32	21.179.557,50

An	Economie totală	Cost de exploatare	Flux net	Flux net actualizat	Flux cumulat actualizat — varianta C	Flux cumulat actualizat — varianta K
15	2.770.608,29	779.070,75	1.991.537,54	1.150.063,31	7.038.051,63	22.329.620,81
16	2.753.992,18	779.070,75	1.974.921,43	1.096.603,77	8.134.655,40	23.426.224,58
17	2.737.464,81	779.070,75	1.958.394,06	1.045.602,60	9.180.258,00	24.471.827,18
18	2.721.037,27	779.070,75	1.941.966,53	996.953,66	10.177.211,66	25.468.780,84
19	2.704.709,56	779.070,75	1.925.638,82	950.549,47	11.127.761,13	26.419.330,31
20	2.688.481,68	779.070,75	1.909.410,93	906.287,43	12.034.048,57	27.325.617,75
21	2.672.353,63	779.070,75	7.443.672,08	3.397.194,77	15.431.243,34	30.722.812,52

Tabelul 4.6.6.b — Indicatorii de performanță financiară — Scenariul 2

Indicator	Varianta C (înainte de finanțare)	Varianta K (după finanțare nerambursabilă)
Investiție considerată (lei)	15.291.569,19	0,00
Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF)	15.431.243,34 lei	30.722.812,52 lei
Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF)	13,06%	nedeterminată
Raport VANF / investiție	1,009	—
Durata simplă de recuperare a investiției	anul 9 al perioadei de referință	nu este cazul
Flux net anual minim din perioada de exploatare	1.909.410,93 lei (anul 20)	1.909.410,93 lei (anul 20)
Ani cu flux de numerar negativ în exploatare	niciunul	niciunul

4.6.7. Comparația indicatorilor financiari

Tabelul 4.6.7 — Comparația indicatorilor financiari pe scenarii

Indicator	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2	Diferență S1 – S2
Investiție totală, cu TVA	lei	14.105.267,50	15.291.569,19	-1.186.301,68
Contribuție proprie a beneficiarului	lei	0,00	0,00	0,00
Energie livrată în primul an de exploatare	MWh	2.482,06	2.445,28	36,78
Economie în primul an de exploatare	lei	3.041.144,01	2.996.079,32	45.064,69
Cost anual de exploatare	lei	826.065,57	779.070,75	46.994,83
VANF/C	lei	15.938.319,54	15.431.243,34	507.076,20
RIRF/C	%	14,26%	13,06%	1,20%
VANF/K	lei	30.043.587,04	30.722.812,52	-679.225,48
VANF/C în varianta de test (cost de exploatare majorat)	lei	1.050.280,59	-95.470,63	1.145.751,22
Flux net anual minim în exploatare	lei	1.902.857,73	1.909.410,93	-6.553,20
Cost specific al investiției	lei/kWp	5.629,16	6.120,54	-491,38
Cost specific al investiției	EUR/kW AC (fără TVA)	899,98	975,67	-75,69

Scenariul 1 este superior Scenariului 2 pe toți indicatorii financiari: la o putere instalată în curent alternativ identică, generează o energie livrată consumatorilor superioară cu 36,78 MWh în primul an de exploatare, la o valoare a investiției mai mică cu 1.186.301,68 lei cu TVA și la costuri anuale de exploatare comparabile. Diferența de valoare actualizată netă financiară în favoarea Scenariului 1 este de 507.076,20 lei în varianta C. Concluzia este structurală și nu

poate fi inversată de nicio ipoteză a analizei, întrucât Scenariul 1 generează beneficii superioare la costuri inferioare.

4.6.8. Sustenabilitatea financiară

Sustenabilitatea financiară verifică dacă proiectul dispune, în fiecare an al perioadei de referință, de resurse financiare suficiente pentru a acoperi integral utilizările: investiția în anul de implementare, respectiv costurile de exploatare și constituirea fondului de reînnoire în anii de exploatare. Testul se realizează prin confruntarea surselor de finanțare — finanțarea nerambursabilă, contribuția proprie a beneficiarului și economia de energie generată — cu utilizările acestora, la valori neactualizate, urmărindu-se ca soldul de numerar cumulat să nu fie negativ în niciun an al analizei.

Tabelul 4.6.8 — Verificarea sustenabilității financiare — Scenariul 1 (surse și utilizări, valori neactualizate, mii lei)

An	Total surse	din care: finanțare + contribuție proprie	din care: economie de energie	Total utilizări	din care: investiție	din care: exploatare	din care: fond de reînnoire	Sold anual	Sold cumulat
1	14.105,3	14.105,3	—	14.105,3	14.105,3	—	—	0,0	0,0
2	3.041,1	—	3.041,1	826,1	—	631,1	195,0	2.215,1	2.215,1
3	3.022,9	—	3.022,9	826,1	—	631,1	195,0	2.196,8	4.411,9
4	3.004,8	—	3.004,8	826,1	—	631,1	195,0	2.178,7	6.590,6
5	2.986,7	—	2.986,7	826,1	—	631,1	195,0	2.160,7	8.751,3
6	2.968,8	—	2.968,8	826,1	—	631,1	195,0	2.142,7	10.894,0
7	2.951,0	—	2.951,0	826,1	—	631,1	195,0	2.124,9	13.018,9
8	2.933,3	—	2.933,3	826,1	—	631,1	195,0	2.107,2	15.126,2
9	2.915,7	—	2.915,7	826,1	—	631,1	195,0	2.089,6	17.215,8
10	2.898,2	—	2.898,2	826,1	—	631,1	195,0	2.072,1	19.287,9
11	2.880,8	—	2.880,8	826,1	—	631,1	195,0	2.054,7	21.342,7
12	2.863,5	—	2.863,5	826,1	—	631,1	195,0	2.037,5	23.380,1
13	2.846,3	—	2.846,3	826,1	—	631,1	195,0	2.020,3	25.400,4
14	2.829,3	—	2.829,3	826,1	—	631,1	195,0	2.003,2	27.403,6
15	2.812,3	—	2.812,3	826,1	—	631,1	195,0	1.986,2	29.389,8
16	2.795,4	—	2.795,4	826,1	—	631,1	195,0	1.969,3	31.359,2
17	2.778,6	—	2.778,6	826,1	—	631,1	195,0	1.952,6	33.311,8
18	2.762,0	—	2.762,0	826,1	—	631,1	195,0	1.935,9	35.247,7
19	2.745,4	—	2.745,4	826,1	—	631,1	195,0	1.919,3	37.167,0
20	2.728,9	—	2.728,9	826,1	—	631,1	195,0	1.902,9	39.069,9
21	2.712,6	—	2.712,6	826,1	—	631,1	195,0	1.886,5	40.956,3

Rezultatul testului de sustenabilitate financiară este următorul: în anul 1 finanțarea nerambursabilă de 14.105.267,50 lei acoperă integral valoarea investiției cu TVA, soldul cumulat fiind nul, fără a fi necesară o contribuție proprie a beneficiarului; în fiecare dintre cei 20 de ani de exploatare soldul anual este strict pozitiv, cu o valoare minimă de 1.902.857,73 lei în anul 20, iar soldul cumulat crește monoton, atingând 40.956.348,55 lei la finalul perioadei de

referință. Prin urmare, proiectul nu înregistrează niciun an cu flux de numerar negativ, nici la nivelul fluxului anual, nici la nivelul soldului cumulat, condiția de sustenabilitate financiară fiind îndeplinită integral.

Rezultatul este identic, ca structură, și pentru Scenariul 2, singura diferență fiind necesarul de finanțare mai mare din anul 1, cu 1.186.301,68 lei, și soldurile anuale ușor inferioare.

Din perspectiva bugetului local, sustenabilitatea proiectului se manifestă în trei planuri distincte: (i) în perioada de implementare, beneficiarul trebuie să asigure contribuția proprie de 4.663.162,54 lei cu TVA — respectiv 24,85% din valoarea totală a devizului general, reprezentând componenta neeligibilă a acestuia — printr-o hotărâre a Consiliului Local al Sectorului 6 privind aprobarea indicatorilor tehnico-economici și a angajamentului de finanțare; (ii) în perioada de exploatare, proiectul nu numai că nu generează cheltuieli suplimentare nete, ci reduce cheltuielile de funcționare ale clădirilor publice cu 2.215.078,44 lei în primul an de exploatare și cu 40.956.348,55 lei cumulat pe 20 de ani; (iii) înlocuirea invertoarelor și augmentarea sistemelor de stocare sunt integral finanțate din fondul de reînnoire constituit din economia proprie a proiectului, fără a fi necesară o alocare bugetară suplimentară.

4.6.9. Concluzia analizei financiare

Analiza financiară, realizată în cele două variante prevăzute de metodologie și pe ipoteze conservatoare — preț al energiei construit pe componenta de furnizare reținută în S.F. și fără acciză, prețuri constante fără creștere reală, reținerea integrală a pierderilor pe ciclul de stocare, investiția și costurile luate în calcul la valoarea cu TVA — conduce la următoarele concluzii:

- în varianta C (înainte de finanțare), ambele scenarii sunt fezabile financiar la valorile componentei eligibile a devizului general: VANF/C de 15.938.319,54 lei și RIRF/C de 14,26% la Scenariul 1, respectiv 15.431.243,34 lei și 13,06% la Scenariul 2; justificarea sprijinului nerambursabil rezidă în incapacitatea bugetului local de a mobiliza capitalul necesar într-un singur an bugetar și în orizontul lung de recuperare, iar nu în nerentabilitatea proiectului;
- în varianta de test, la un cost anual de exploatare majorat cu 132,6% față de nivelul reținut în analiză, Scenariul 1 se menține fezabil (VANF/C de 1.050.280,59 lei, RIRF/C de 4,76%), iar Scenariul 2 devine marginal nefezabil (–95.470,63 lei, 3,94%);

– în varianta K (după acordarea finanțării nerambursabile de 14.105.267,50 lei, reprezentând 100% din investiția cu TVA), proiectul este integral fezabil pentru beneficiar: VANF/K de 30.043.587,04 lei la Scenariul 1, egală cu valoarea actualizată a fluxurilor nete de exploatare, contribuția proprie a beneficiarului fiind nulă;

- fluxul de numerar net anual de exploatare este pozitiv în toți cei 20 de ani ai perioadei de exploatare, la ambele scenarii și în toate variantele testate, cu un minim de 1.902.857,73 lei, iar soldul de numerar cumulat nu devine negativ în niciun an; condiția de sustenabilitate financiară este îndeplinită integral, inclusiv în anii în care se realizează înlocuirea invertoarelor și augmentarea sistemelor de stocare;
- Scenariul 1 este superior Scenariului 2 pe toți indicatorii, generând beneficii superioare la costuri inferioare.

Scenariul 1 — module fotovoltaice de 650 Wp, invertoare trifazate de 5–100 kW și capacitate de stocare modulară de 6,9 – 5.015 kWh — este, prin urmare, scenariul recomandat din perspectiva analizei financiare, atât înainte, cât și după decizia de finanțare.

4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE

4.7.1. Metodologia analizei economice

Analiza economică evaluează proiectul din perspectiva societății în ansamblu, spre deosebire de analiza financiară, care evaluează exclusiv efectele asupra bugetului beneficiarului. Obiectivul este de a determina contribuția netă a proiectului pentru societate, dincolo de efectele sale strict bugetare asupra Sectorului 6 al Municipiului București. Baza analizei economice o constituie tabelele analizei financiare (cap. 4.6), asupra cărora se aplică trei categorii de corecții:

- Pasul 1 — corecții fiscale: eliminarea din fluxuri a elementelor de transfer (TVA, accize, impozite, taxe și contribuții, contribuția pentru cogenerare și contribuția CfD), care nu reprezintă un consum real de resurse la nivelul societății, ci o redistribuire a acestora. Ca urmare, spre deosebire de analiza financiară — în care investiția și economia de energie au fost luate în calcul la valoarea cu TVA, întrucât beneficiarul este o autoritate publică ce nu poate deduce taxa — analiza economică pornește de la valoarea fără TVA a investiției

(11.657.245,86 lei la Scenariul 1) și evaluează economia de energie la prețul economic al energiei (0,99886 lei/kWh);

- Pasul 2 — corecții pentru distorsiuni de piață: aplicarea unui factor standard de conversie (FSC) investiției și costurilor de exploatare, pentru a corecta prețurile de piață în situațiile în care acestea nu reflectă integral costul de oportunitate social. S-a utilizat un FSC unic, prudent, de 0,90, aplicat uniform investiției și costurilor de exploatare ale ambelor scenarii;
- Pasul 3 — monetizarea externalităților: identificarea și valorizarea efectelor care nu sunt reflectate în fluxurile financiare. Pentru prezentul proiect, externalitatea semnificativă identificată este beneficiul de mediu generat de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (cap. 4.7.3). Nu au fost identificate externalități negative semnificative: lucrările se realizează la nivelul clădirilor și incintelor existente, instalațiile nu generează emisii în atmosferă, ape uzate tehnologice sau deșeuri în exploatare, iar sistemele de stocare sunt amplasate în containere dedicate, cu climatizare proprie, la distanțe de siguranță față de clădirile ocupate.

Beneficiul economic direct al proiectului este reprezentat de resursele economisite la nivelul societății prin substituirea energiei electrice produse convențional și transportate prin rețelele publice cu energie produsă local din sursă solară regenerabilă. Această economie nu este o simplă redistribuire, ci reflectă o reducere reală a consumului de resurse primare și a costurilor de producere, transport și distribuție a energiei.

Tabelul 4.7.1 — Ipoteze ale analizei economice

Rată de actualizare economică (socială)	5,00%
Factor standard de conversie (FSC)	0,90, aplicat investiției și costurilor de exploatare
Baza de evaluare a investiției	Valoarea fără TVA a componentei eligibile a devizului general (TVA eliminată ca transfer fiscal)
Baza de evaluare a beneficiilor	Prețul economic al energiei electrice de 0,99886 lei/kWh — componenta de furnizare și tarifele reglementate de distribuție, transport și servicii de sistem, fără TVA, fără contribuția pentru cogenerare și fără contribuția CfD, eliminate ca transferuri
Tratamentul costului de personal	Se reține salariul net; contribuțiile sociale și impozitul pe venit sunt eliminate ca transferuri fiscale
Factor de emisie al Sistemului Energetic Național	0,5885 tCO ₂ /MWh — valoare reținută în Studiul de Fezabilitate
Preț umbră al carbonului	300 lei/tCO ₂ (circa 57,1 EUR/tCO ₂) — valoare prudentă, situată sub nivelul de tranzacționare a certificatelor EU ETS
Valoare reziduală	3.111.648,07 lei la Scenariul 1 — valoarea reziduală fără TVA, corectată cu FSC
Orizont de analiză	21 de ani (identic cu analiza financiară)

4.7.2. Beneficiile economice directe

Beneficiul economic direct este reprezentat de valoarea, la prețuri economice, a energiei electrice economisite. Determinarea pentru primul an de exploatare este prezentată mai jos; pentru anii următori se aplică aceeași curbă de degradare a producției ca în analiza financiară.

Tabelul 4.7.2 — Determinarea beneficiului economic direct (anul 1 de exploatare)

Element de calcul	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Energie electrică livrată consumatorilor	kWh/an	2.482.060,00	2.445.280,00
Preț economic al energiei electrice (fără TVA și transferuri)	lei/kWh	0,99886	0,99886
BENEFICIU ECONOMIC DIRECT — ANUL 1	lei/an	2.479.230,45	2.442.492,38

Valoarea actualizată a beneficiului economic direct, inclusiv valoarea reziduală, pe cei 20 de ani de exploatare, la rata de actualizare economică de 5,00%, este de 30.651.229,53 lei la Scenariul 1 și de 30.597.572,37 lei la Scenariul 2.

4.7.3. Beneficiile de mediu

Proiectul generează o reducere netă a emisiilor de gaze cu efect de seră prin substituirea energiei electrice preluate din Sistemul Energetic Național — produsă în proporție însemnată din surse convenționale — cu energie produsă local din sursă solară. Proiectul nu prevede pompe de căldură sau alte consumuri induse, astfel încât reducerea brută de emisii coincide cu reducerea netă.

Tabelul 4.7.3 — Determinarea reducerii nete de emisii de CO₂ (anul 1 de exploatare)

Element de calcul	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Energie electrică livrată consumatorilor	MWh/an	2.482,06	2.445,28
Factor de emisie al Sistemului Energetic Național	tCO ₂ /MWh	0,5885	0,5885
REDUCERE NETĂ DE EMISII — ANUL 1	tCO₂/an	1.460,69	1.439,05
Valoare economică a reducerii de emisii (anul 1)	lei/an	438.207,69	431.714,18

Reducerea netă de emisii determinată pentru primul an de exploatare, de 1.460,69 tCO₂/an la Scenariul 1, este calculată pe energia efectiv livrată consumatorilor și este, prin urmare, inferioară valorii de 1.509,70 tCO₂/an reținute ca indicator I.2 în Studiul de Fezabilitate, care se determină ca produs între producția medie multianuală (indicatorul I.3 — 2.565,34 MWh/an) și același factor de emisie. Pe durata perioadei de referință, reducerea actualizată de emisii este de 17.367,89 tone CO₂ la Scenariul 1, valorizată economic la 5.210.365,83 lei.

La aceste beneficii cuantificate se adaugă o serie de beneficii necuantificate monetar, dar reale: reducerea poluanților locali (oxizi de azot, dioxid de sulf, pulberi în suspensie) asociați

producerii convenționale de energie în zona metropolitană București; reducerea vârfului de consum al rețelei de distribuție, prin funcționarea sistemelor de stocare în regim de aplatizare a curbei de sarcină; creșterea rezilienței energetice a unor clădiri publice cu funcțiuni sensibile; valoarea educativă directă a instalațiilor pentru elevii și utilizatorii clădirilor publice incluse în proiect; și decongestionarea rețelei de distribuție locale. Neincluderea acestora în calcul reprezintă o marjă suplimentară de prudență a analizei.

4.7.4. Indicatorii de performanță economică — Scenariul 1

Tabelul 4.7.4 — Elementele de calcul și indicatorii economici — Scenariul 1

Element de calcul	Valoare
Investiție economică (valoare fără TVA × FSC 0,90)	10.491.521,27 lei
Cost anual de exploatare economic (după corecții fiscale și FSC)	568.860,71 lei/an
Valoarea actualizată a costurilor economice totale (la 5%)	17.580.783,15 lei
Valoarea actualizată a beneficiului economic direct și a valorii reziduale	30.651.229,53 lei
Valoarea actualizată a beneficiului de mediu	5.210.365,83 lei
Valoarea actualizată a beneficiilor economice totale	35.861.595,37 lei
Valoarea Actualizată Netă Economică (VANE)	18.280.812,22 lei
Rata Internă de Rentabilitate Economică (RIRE)	21,37%
Raportul beneficii/costuri economice (B/C)	2,040

Scenariul 1 prezintă o valoare actualizată netă economică pozitivă, de 18.280.812,22 lei, o rată internă de rentabilitate economică de 21,37% — net superioară ratei de actualizare socială de 5,00% — și un raport beneficii/costuri supraunitar, de 2,040. Proiectul generează, prin urmare, o contribuție netă pozitivă pentru societate: beneficiile economice cuantificabile depășesc de peste 2,0 ori costul economic al resurselor angajate. Din valoarea actualizată a beneficiilor totale, 14,53% provine din reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

4.7.5. Indicatorii de performanță economică — Scenariul 2

Tabelul 4.7.5 — Elementele de calcul și indicatorii economici — Scenariul 2

Element de calcul	Valoare
Investiție economică (valoare fără TVA × FSC 0,90)	11.373.894,43 lei
Cost anual de exploatare economic (după corecții fiscale și FSC)	532.992,58 lei/an
Valoarea actualizată a costurilor economice totale (la 5%)	18.016.160,09 lei
Valoarea actualizată a beneficiilor economice totale	35.730.723,25 lei
Valoarea Actualizată Netă Economică (VANE)	17.714.563,16 lei
Rata Internă de Rentabilitate Economică (RIRE)	19,55%
Raportul beneficii/costuri economice (B/C)	1,983

4.7.6. Comparația economică a scenariilor

Tabelul 4.7.6 — Comparația indicatorilor de performanță economică, pe scenarii

Indicator	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2	Diferență S1 – S2
Valoarea actualizată a costurilor economice totale	lei	17.580.783,15	18.016.160,09	-435.376,94
Valoarea actualizată a beneficiilor economice totale	lei	35.861.595,37	35.730.723,25	130.872,12
VANE	lei	18.280.812,22	17.714.563,16	566.249,06
RIRE	%	21,37%	19,55%	1,82%
Raport beneficii/costuri (B/C)	raport	2,040	1,983	0,057
Reducere actualizată de emisii de CO ₂ (20 de ani)	tone	17.367,89	17.110,50	257,38

Scenariul 1 generează beneficii economice superioare, cu 130.872,12 lei în valoare actualizată, la un cost economic inferior cu 435.376,94 lei. În consecință, Scenariul 1 este superior și din perspectivă economică, cu o valoare actualizată netă economică mai mare cu 566.249,06 lei, concluzia fiind convergentă cu cea a analizei financiare (cap. 4.6.9).

4.7.7. Analiza cost-eficacitate și costurile asociate producerii și stocării energiei

Analiza cost-eficacitate determină costul economic angajat pentru fiecare unitate de beneficiu fizic generat — energie electrică regenerabilă produsă și utilizată local, respectiv emisii de CO₂ evitate — și permite compararea directă a celor două scenarii, precum și raportarea proiectului la valorile de referință ale unor investiții similare.

Tabelul 4.7.7.a — Indicatorii de cost-eficacitate, pe scenarii

Indicator	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Cost economic total actualizat	lei	17.580.783,15	18.016.160,09
Energie actualizată livrată consumatorilor (20 de ani)	MWh	29.512,13	29.074,77
Cost de eficacitate — cost economic / kWh livrat	lei/kWh	0,5957	0,6196
Emisii actualizate evitate (20 de ani)	tCO ₂	17.367,89	17.110,50
Cost de eficacitate — cost economic / tonă CO ₂ evitată	lei/tCO ₂	1.012,26	1.052,93

Scenariul 1 angajează un cost economic actualizat de 0,5957 lei pentru fiecare kWh livrat consumatorilor, față de 0,6196 lei la Scenariul 2, respectiv 1.012,26 lei pentru fiecare tonă de CO₂ evitată, față de 1.052,93 lei. Scenariul 1 este, prin urmare, cel mai eficace din punct de vedere al costului. Costul de eficacitate raportat la emisiile evitate se situează semnificativ sub prețul umbră al carbonului reținut în analiză, ceea ce confirmă eficiența proiectului ca instrument de reducere a emisiilor.

Tabelul 4.7.7.b — Costul specific al investiției și comparația cu valorile de referință

Indicator	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Investiție cu TVA	lei	14.105.267,50	15.291.569,19
Investiție fără TVA	EUR	2.218.441,75	2.405.020,36
Cost specific raportat la puterea fotovoltaică (c.c.)	lei/kWp	5.629,16	6.120,54
Cost specific raportat la puterea fotovoltaică (c.c.)	EUR/kWp (fără TVA)	885,34	962,62
Cost specific raportat la puterea instalată în c.a.	EUR/kW AC (fără TVA)	899,98	975,67
Cost specific raportat la capacitatea de stocare	lei/kWh	1.574,21	1.673,14
Cost specific raportat la producția anuală	lei/(kWh/an)	5,20	5,66

Costul specific rezultat — 899,98 EUR/kW AC fără TVA la Scenariul 1, valoare identică cu indicatorul de cost specific turn-key înscris în devizul general (899,98 EUR/kW AC) — se situează în zona inferioară a intervalului observat pentru instalații fotovoltaice cu stocare montate pe clădiri existente, ceea ce constituie în același timp punctul forte și principala vulnerabilitate a proiectului: pe de o parte, explică indicatorii de performanță favorabili; pe de altă parte, lasă o marjă redusă de absorbție a eventualelor creșteri de preț survenite până la finalizarea procedurilor de achiziție publică, marjă atenuată însă prin devizul general, care prevede la capitolul 7 o marjă de buget și o rezervă de implementare pentru ajustarea de preț de 2.942.756,10 lei cu TVA la Scenariul 1 și o rezervă pentru cheltuieli diverse și neprevăzute de 696.303,53 lei cu TVA, respectiv 3,71% din valoarea totală; aceste sume sunt însă integral neeligibile și se suportă din bugetul local.

Se recomandă, ca măsură de reducere a riscului identificat la poziția 2 din Tabelul 4.9.1, actualizarea devizului general pe baza unor oferte ferme de preț înainte de lansarea procedurilor de achiziție publică, cu verificarea distinctă a prețurilor unitare ale echipamentelor tehnologice (capitolul 4.3) și a cantităților și prețurilor lucrărilor de montaj (capitolul 4.2), precum și evaluarea oportunității majorării rezervei pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Analiza de sensibilitate (cap. 4.8.1) cuantifică efectul unei creșteri a valorii investiției asupra indicatorilor de performanță.

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

Analiza de sensibilitate identifică variabilele critice ale proiectului și evaluează impactul variației acestora asupra indicatorilor de performanță financiară și asupra cerinței de fond privind absența anilor cu flux de numerar negativ. Analiza este realizată pe varianta C — înainte de decizia de finanțare, respectiv varianta care reflectă rentabilitatea proiectului ca atare — comparativ pentru ambele scenarii tehnico-economice, prin variația individuală, în intervalul

-20% ... +20%, a patru variabile considerate relevante: valoarea investiției, prețul energiei electrice evitat, volumul anual de energie livrată consumatorilor și costurile de exploatare, celelalte variabile fiind menținute constante („ceteris paribus”).

Analiza de sensibilitate a fost realizată pe varianta C, iar nu pe varianta K ca în practica uzuală, întrucât finanțarea nerambursabilă acoperă 100% din componenta eligibilă a devizului general, iar contribuția proprie a beneficiarului aferentă acesteia este nulă; în absența unui aport inițial de capital, varianta K nu oferă o bază de raportare a variațiilor. Varianta K este acoperită implicit: întrucât nu comportă aport propriu la componenta eligibilă, VANF/K rămâne puternic pozitivă în toate variantele testate.

Coeficientul de elasticitate al fiecărei variabile a fost calculat ca raport între variația procentuală a VANF/C și variația procentuală a variabilei analizate, pe intervalul 0% → +10%. O variabilă este considerată critică atunci când o variație de $\pm 1\%$ a acesteia determină o variație a VANF/C de cel puțin $\pm 1\%$ (coeficient de elasticitate supraunitar în valoare absolută). Pentru fiecare variantă se verifică suplimentar dacă fluxul de numerar net anual de exploatare rămâne pozitiv în toți anii perioadei de analiză — cerință de fond a prezentei analize.

4.8.1. Sensitivitatea în raport cu valoarea investiției

Tabelul 4.8.1 — Sensitivitatea la variația valorii investiției

Variație	VANF/C — S1 (lei)	RIRF/C — S1	Flux anual minim — S1 (lei)	VANF/C — S2 (lei)	RIRF/C — S2	Flux anual minim — S2 (lei)
-20%	18.759.373,04	18,48%	1.902.857,73	18.489.557,17	16,99%	1.909.410,93
-10%	17.348.846,29	16,16%	1.902.857,73	16.960.400,25	14,83%	1.909.410,93
-5%	16.643.582,91	15,16%	1.902.857,73	16.195.821,79	13,90%	1.909.410,93
0%	15.938.319,54	14,26%	1.902.857,73	15.431.243,34	13,06%	1.909.410,93
+5%	15.233.056,16	13,43%	1.902.857,73	14.666.664,88	12,28%	1.909.410,93
+10%	14.527.792,79	12,67%	1.902.857,73	13.902.086,42	11,57%	1.909.410,93
+20%	13.117.266,04	11,31%	1.902.857,73	12.372.929,50	10,29%	1.909.410,93

Coeficientul de elasticitate al VANF/C în raport cu valoarea investiției este de -0,88 la Scenariul 1 și de -0,99 la Scenariul 2. Valorile sunt subunitare în valoare absolută, ceea ce înseamnă că valoarea investiției, deși este principala variabilă de cost a proiectului, nu se încadrează în categoria variabilelor critice în sens strict metodologic. Fluxul anual de exploatare nu este afectat de această variabilă, întrucât variația investiției se produce integral în anul 1, anterior începerii exploatării.

Valoarea de comutare este atinsă abia la o creștere cu 113,0% a valorii investiției, respectiv la un nivel de 30.043.587,04 lei cu TVA. Rezultatul confirmă robustețea proiectului la depășiri de cost, dar nu diminuează necesitatea măsurilor de control al costului recomandate la capitolele 4.7.7 și 4.9.3: marja de buget și rezerva de implementare pentru ajustarea de preț de la

capitolul 7 al devizului general — 2.942.756,10 lei cu TVA la Scenariul 1 — și rezerva pentru cheltuieli diverse și neprevăzute de la capitolul 5.3 — 696.303,53 lei cu TVA, respectiv 3,71% din valoarea totală — sunt integral neeligibile, astfel încât o depășire semnificativă a valorilor estimate ar fi suportată din bugetul local, prin alocare bugetară suplimentară, sau ar impune reducerea obiectului contractului.

4.8.2. Senzitivitatea în raport cu prețul energiei electrice

Tabelul 4.8.2 — Senzitivitatea la variația prețului energiei electrice evitat

Variație	VANF/C — S1 (lei)	RIRF/C — S1	Flux anual minim — S1 (lei)	VANF/C — S2 (lei)	RIRF/C — S2	Flux anual minim — S2 (lei)
-20%	8.066.155,29	9,41%	1.357.073,07	7.675.740,73	8,66%	1.371.714,60
-10%	12.002.237,41	11,87%	1.629.965,40	11.553.492,03	10,89%	1.640.562,77
-5%	13.970.278,48	13,07%	1.766.411,57	13.492.367,68	11,98%	1.774.986,85
0%	15.938.319,54	14,26%	1.902.857,73	15.431.243,34	13,06%	1.909.410,93
+5%	17.906.360,60	15,43%	2.039.303,90	17.370.118,99	14,12%	2.043.835,02
+10%	19.874.401,66	16,59%	2.175.750,06	19.308.994,64	15,18%	2.178.259,10
+20%	23.810.483,79	18,88%	2.448.642,39	23.186.745,94	17,26%	2.447.107,27

Coeficientul de elasticitate al VANF/C în raport cu prețul energiei electrice este de 2,47 la Scenariul 1, valoare supraunitară, ceea ce încadrează prețul energiei în categoria variabilelor critice — prima în ordinea importanței. Relevanța acestei variabile se manifestă atât asupra valorii actualizate nete, cât și asupra fluxului anual de exploatare: chiar la o reducere cu 20% a prețului energiei — ipoteză improbabilă în contextul liberalizării complete a pieței și al tendinței de creștere a componentelor reglementate — fluxul de numerar net anual minim rămâne pozitiv, la 1.357.073,07 lei.

Se subliniază că ipoteza de bază este deja una conservatoare: componenta de furnizare reținută în analiză este cea indicată în Studiul de Fezabilitate (650,00 lei/MWh), nivel obținabil prin achiziție publică și inferior mediei ofertelor de piață, iar acciza pentru consumatorii noncasnici nu a fost inclusă în construcția prețului. Analiza este realizată la prețuri constante, fără nicio creștere reală a prețului energiei pe durata celor 20 de ani de exploatare. Valoarea de comutare a VANF/C este atinsă la o reducere a prețului energiei cu 40,5%, respectiv la un preț final de 0,72911 lei/kWh cu TVA — nivel care ar presupune o scădere reală, durabilă, a prețului final al energiei electrice, contrară evoluțiilor prognozate.

4.8.3. Senzitivitatea în raport cu volumul anual de energie livrată

Tabelul 4.8.3 — Senzitivitatea la variația volumului anual de energie livrată consumatorilor

Variație	VANF/C — S1 (lei)	RIRF/C — S1	Flux anual minim — S1 (lei)	VANF/C — S2 (lei)	RIRF/C — S2	Flux anual minim — S2 (lei)
-20%	8.066.155,29	9,41%	1.357.073,07	7.675.740,73	8,66%	1.371.714,60
-10%	12.002.237,41	11,87%	1.629.965,40	11.553.492,03	10,89%	1.640.562,77
-5%	13.970.278,48	13,07%	1.766.411,57	13.492.367,68	11,98%	1.774.986,85
0%	15.938.319,54	14,26%	1.902.857,73	15.431.243,34	13,06%	1.909.410,93
+5%	17.906.360,60	15,43%	2.039.303,90	17.370.118,99	14,12%	2.043.835,02
+10%	19.874.401,66	16,59%	2.175.750,06	19.308.994,64	15,18%	2.178.259,10
+20%	23.810.483,79	18,88%	2.448.642,39	23.186.745,94	17,26%	2.447.107,27

Coeficientul de elasticitate al VANF/C în raport cu volumul anual de energie livrată este de 2,47 la Scenariul 1, identic ca magnitudine cu cel al prețului energiei și, la fel ca acesta, supraunitar, întrucât ambele variabile afectează liniar și proporțional economiile proiectului. Volumul anual de energie livrată depinde de producția efectivă a instalațiilor fotovoltaice — influențată de radiația solară a anului, de umbriri și de disponibilitatea tehnică — de randamentul efectiv pe ciclul de încărcare – descărcare al sistemelor de stocare și de gradul efectiv de corelare a profilului de producție cu profilul de consum al clădirilor publice.

Se remarcă faptul că o reducere cu 20% a volumului anual lasă fluxul de numerar anual minim la 1.357.073,07 lei — pozitiv în continuare în toți anii perioadei de analiză — ceea ce confirmă că cerința privind absența anilor cu flux de numerar negativ este îndeplinită și în ipoteza nefavorabilă. Această variabilă merită o atenție particulară în cazul de față: spre deosebire de proiectele cu grad redus de acoperire a consumului, raportul de dimensionare pentru autoconsum de 0,901 lasă o marjă relativ strânsă, iar vacanțele școlare de vară — perioadă de producție fotovoltaică maximă și de consum minim, după cum rezultă din centralizatorul consumurilor lunare — reprezintă principalul factor de risc pentru realizarea gradului de autoconsum estimat.

4.8.4. Senzitivitatea în raport cu costurile de exploatare

Tabelul 4.8.4 — Senzitivitatea la variația costurilor de exploatare

Variație	VANF/C — S1 (lei)	RIRF/C — S1	Flux anual minim — S1 (lei)	VANF/C — S2 (lei)	RIRF/C — S2	Flux anual minim — S2 (lei)
-20%	18.183.619,68	15,57%	2.068.070,85	17.548.808,47	14,20%	2.065.225,08
-10%	17.060.969,61	14,92%	1.985.464,29	16.490.025,90	13,63%	1.987.318,01
-5%	16.499.644,57	14,59%	1.944.161,01	15.960.634,62	13,34%	1.948.364,47
0%	15.938.319,54	14,26%	1.902.857,73	15.431.243,34	13,06%	1.909.410,93
+5%	15.376.994,50	13,93%	1.861.554,45	14.901.852,05	12,77%	1.870.457,40

Variație	VANF/C — S1 (lei)	RIRF/C — S1	Flux anual minim — S1 (lei)	VANF/C — S2 (lei)	RIRF/C — S2	Flux anual minim — S2 (lei)
+10%	14.815.669,47	13,59%	1.820.251,17	14.372.460,77	12,48%	1.831.503,86
+20%	13.693.019,40	12,92%	1.737.644,62	13.313.678,20	11,89%	1.753.596,79

Coeficientul de elasticitate al VANF/C în raport cu costurile de exploatare este de -0,70 la Scenariul 1, respectiv cel mai redus, în valoare absolută, dintre variabilele analizate. Chiar la o creștere cu 20% a costurilor de exploatare, fluxul de numerar net anual minim rămâne pozitiv, la 1.737.644,62 lei.

Ca test suplimentar de rezistență, a fost analizată distinct și varianta în care costurile de exploatare s-ar ridica la 1.921.553,54 lei/an cu TVA — o creștere de 132,6% față de ipoteza de bază, corespunzătoare unei mentenanțe integral externalizate. Nici în

4.8.5. Testul combinat al rezistenței fluxului de numerar

Întrucât cerința de fond a analizei este ca proiectul să nu înregistreze niciun an cu flux de numerar negativ, a fost realizat suplimentar un test combinat, în care cele două variabile care afectează fluxul anual evoluează simultan în sens nefavorabil: reducerea economiei de energie (prin efectul cumulat al prețului și al volumului) și creșterea costurilor de exploatare. Testul este realizat pe ultimul an de exploatare — anul cu cea mai redusă economie, ca urmare a degradării cumulate a modulelor fotovoltaice.

Tabelul 4.8.5 — Testul combinat al rezistenței fluxului de numerar anual — Scenariul 1 (ultimul an de exploatare)

Ipoteză	Economie anuală (lei)	Cost de exploatare (lei/an)	Flux net anual (lei)	Verificare
Scenariul de bază	2.712.556,08	826.065,57	1.886.490,51	Pozitiv
Economie -10% și costuri +10%	2.441.300,47	908.672,13	1.532.628,34	Pozitiv
Economie -20% și costuri +20%	2.170.044,86	991.278,69	1.178.766,18	Pozitiv
Economie -30% și costuri +30%	1.898.789,26	1.073.885,24	824.904,01	Pozitiv
Economie -40% și costuri +40%	1.627.533,65	1.156.491,80	471.041,85	Pozitiv
Economie -50% și costuri +50%	1.356.278,04	1.239.098,36	117.179,68	Pozitiv

Testul demonstrează că fluxul de numerar net anual rămâne pozitiv chiar și în ipoteze combinate de deteriorare severă a condițiilor de exploatare. Pragul la care fluxul anual ar deveni nul este atins abia la o deteriorare simultană de ordinul a 50% a economiei și a costurilor — combinație fără susținere în evoluțiile prognozate. Proiectul nu este, prin urmare, expus riscului de insolabilitate operațională.

4.8.6. Centralizarea rezultatelor și valorile de comutare

Tabelul 4.8.6.a — Centralizarea coeficienților de elasticitate a VANF/C, pe scenarii

Variabilă	Elasticitate S1	Critică S1	Elasticitate S2	Critică S2
Prețul energiei electrice evitat	2,47	Da	2,51	Da
Volumul anual de energie livrată	2,47	Da	2,51	Da
Valoarea investiției	-0,88	Nu	-0,99	Nu
Costurile de exploatare	-0,70	Nu	-0,69	Nu

Tabelul 4.8.6.b — Valorile de comutare relevante — Scenariul 1

Indicator analizat	Valoare de comutare	Interpretare
VANF/C — prin creșterea valorii investiției	creștere cu 113,0%	Nivel de investiție de 30.043.587,04 lei cu TVA, la care valoarea actualizată netă financiară ar deveni nulă
VANF/C — prin reducerea prețului energiei	reducere cu 40,5%	Preț final de 0,72911 lei/kWh cu TVA, respectiv 0,60257 lei/kWh fără TVA
VANF/C — prin creșterea costurilor de exploatare	creștere cu 142,0%	Cost anual de exploatare de 1.998.835,02 lei; nivelul din varianta de test (1.921.553,54 lei/an) se situează sub acest prag
Fluxul net anual de exploatare (cerința de fond)	reducere a economiei de energie cu peste 69,5%	Nivelul la care economia din ultimul an de exploatare ar deveni egală cu costul anual de exploatare

Valoarea de comutare a fluxului anual de exploatare arată amploarea marjei de siguranță operațională a proiectului: economia de energie ar trebui să scadă cu peste 69,5% față de nivelul estimat pentru ultimul an de exploatare pentru ca fluxul net anual să devină nul. O asemenea variație nu este plauzibilă, întrucât ar presupune fie o scădere de peste două treimi a prețului final al energiei electrice, fie o pierdere echivalentă de producție a instalațiilor fotovoltaice.

4.8.7. Concluzia analizei de sensibilitate

Variabilele critice ale proiectului sunt prețul energiei electrice evitat și volumul anual de energie livrată consumatorilor, ambele cu un coeficient de elasticitate a VANF/C de 2,47 la Scenariul 1, urmate de valoarea investiției (-0,88) și de costurile de exploatare (-0,70), ale căror elasticități sunt subunitare în valoare absolută. Structura elasticităților este cea firească pentru un proiect de autoconsum: performanța depinde în primul rând de valoarea energiei efectiv substituite, iar nu de costul de capital.

În toate variantele de sensibilitate individuală testate — variații de $\pm 20\%$ ale investiției, prețului energiei, volumului de energie livrată și costurilor de exploatare — precum și în testul combinat de la capitolul 4.8.5 și în varianta de test, fluxul de numerar net anual rămâne pozitiv în fiecare an al perioadei de analiză, la ambele scenarii. Riscul identificat este, prin urmare, unul de rentabilitate a investiției, iar nu de sustenabilitate operațională.

Scenariul 1 prezintă marje de siguranță superioare Scenariului 2 la toate variabilele analizate, întrucât generează beneficii superioare la o investiție mai mică. Rezultatele analizei de sensibilitate susțin, în mod robust, concluziile de la capitolele 4.6.9 și 4.7.6: Scenariul 1 este scenariul optim recomandat, iar principalele măsuri de protejare a performanței proiectului sunt asigurarea gradului de autoconsum estimat — prin sistemul de management energetic și prin deplasarea consumurilor programabile — și controlul strict al valorii investiției pe parcursul procedurilor de achiziție publică.

4.9. ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR

O componentă importantă a activității de management a proiectului/investiției este reprezentată de managementul riscurilor pe perioada de implementare a proiectului/investiției, cu atât mai importantă în măsura în care proiectul este depus și finanțat în cadrul unui program de finanțare nerambursabilă.

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri. Identificarea riscurilor este de dublă factură:

- Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);
- Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului).

Obiectivul principal al unei analize de risc este de a identifica principalele potențiale riscuri asociate unui proiect și să se identifice măsuri de limitare a acestora în cazul în care acestea sunt importante.

Pe baza rezultatelor analizei de sensibilitate și luând în considerare incertitudinile legate de aspecte care nu sunt cuprinse în calculele ACB, au fost identificate următoarele riscuri și a fost pregătită matricea de risc pentru a identifica posibile măsuri de prevenire și atenuare.

Astfel au fost evaluate probabilitatea și impactul fiecărui risc pentru soluțiile propuse în cadrul prezentei lucrări de investiții. Expunerea la risc este calculată prin combinarea pe o scară bidimensională a rezultatelor evaluărilor de probabilitate și impact. Expunerea la risc este produsul nivelurilor acordate celor două evaluări.

În analiza de risc s-a avut în vedere construirea unei matrici a riscurilor considerând o scară de evaluare cu 5 niveluri.

Tabelul 4.1 – Principalele riscuri

Principalele riscuri identificate, descriere și argumentare	Probabilitatea cu care se manifestă riscurile	Impactul riscurilor	Nivelul riscului	Descrierea strategiei de minimizare a riscurilor identificate	Riscul rezidual
Riscuri legate de cerere:					
Modificarea substanțială a necesarului de energie electrică al beneficiarului	1	3	3	Existența unor perspective și planuri de creștere a activității de bază a beneficiarului ce va duce și la o sporire a necesarului de consum de e.e.	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al e.e. injectate în SEN datorită scăderii cererii de e.e. și creșterii producției globale	1	2	2	Nu este cazul, proiectul propus va genera o cantitate de energie electrică ce va fi integral utilizată local. Nu va exista injecție în SEN.	Scăzut
Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare. Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse și neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea	Scăzut

implementare				riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte. Încurajarea unei concurențe ridicate din partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate. Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de sensibilitate Selectarea companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului.	
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6		Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor. Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investitia prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie in domeniul producerii energiei electrice din sursă solară.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut
Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractului de furnizare, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor și nu va permite finalizarea proiectului la timp.	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor să fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atentă (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire și verificare a documentelor implicate în procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare (împrumut pe ts)	Scăzut
Riscuri legate de construcție					
Depășiri ale costului proiectului și întârzieri în ceea ce privește construcția	3	1	3	Folosirea sumelor prevăzute în cadrul bugetului proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de sensibilitate.	Scăzut
Nefinalizarea lucrărilor contractate în perioada de implementare a proiectului în termenul asumat.	3	1	3	Asigurarea unui program de monitorizare strictă a progresului lucrărilor. Identificarea aspectelor critice și avertizarea prestatorilor	Scăzut
Riscuri privind instalarea corectă a subsansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an)	Scăzut
Depășiri ale costurilor proiectului și întârzieri de	1	3	3	Utilizarea sumelor prevăzute în bugetul proiectului pentru cheltuieli diverse și	Scăzut

construcție din cauza dificultăților neprevăzute din teren				neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului a fost luat în considerare în analiza de sensibilitate.	
Accidente în timpul construcției sau testării echipamentelor	1	1	1	Echipa de management va face verificări cu privire la respectarea măsurilor de siguranță pe șantier.	Scăzut
Riscuri operaționale:					
Costurile de întreținere și de reparații sunt mai ridicate decât s-a estimat, defecțiuni tehnice repetate	2	2	4	Ponderea costurilor de întreținere și reparații în cifra de afaceri a proiectului este redusă	Scăzut
Perioade nefuncționale lungi din motiv de accident sau din cauze externe	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale beneficiarului generate de alimentarea cu e.e.	Scăzut
Riscuri privind performanța, în timp a subansamblurilor componente ale proiectului.	1	4	4	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV, minimum 10 ani la invertoare)	Scăzut
Riscuri financiare					
Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat ce va pune în pericol sustenabilitatea proiectului	2	3	6	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț, în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului.	Scăzut
Lipsa surselor proprii ale beneficiarului pentru finanțarea proprie	1	4	4	Proiectul a fost inclus în portofoliul beneficiarului; bugetul pe 2023 la nivel de companie a fost adoptat pentru a lua în considerare rezervarea fondurilor necesare implementării acestui proiect	Scăzut
Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV; invertoare) datorită creșterii cererii pe piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la semnarea contractului de finanțare, cu plata unui avans de cel puțin 30% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut
Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului.	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și re tehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (**Tabelul 4.2**):

Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri

Expunere la risc	Mică	Medie	Mare	Inacceptabilă	
Impact Probabilitate	1	2	3	4	5
1	2	1	4	3	
2	1	2	3		
3	3	1			
4			2		
5					

Repartiția riscurilor în funcție de rezultatul obținut este prezentat în **Figura 4.1**.

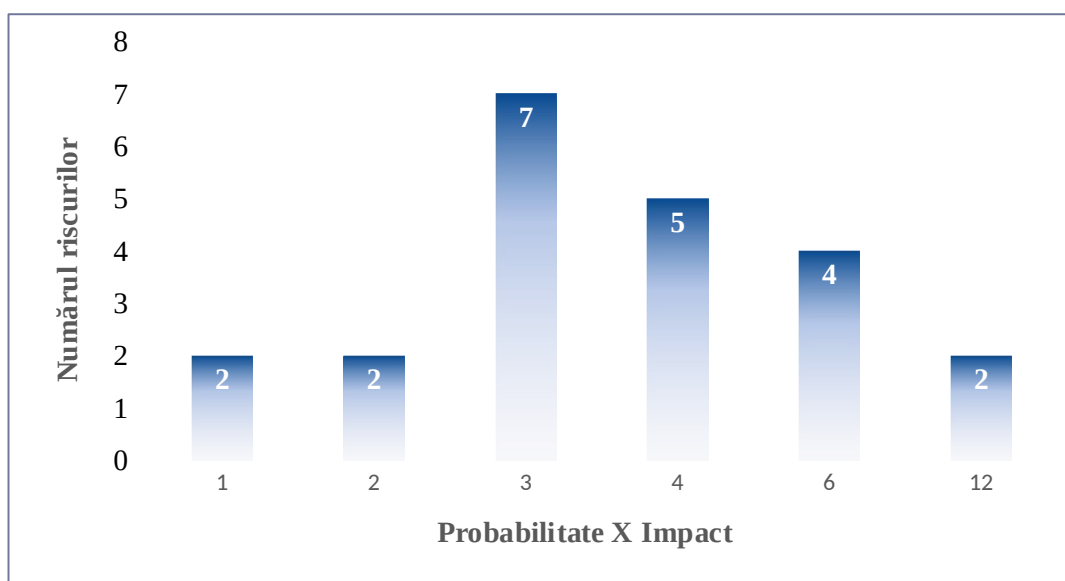


Figura 4.1 – Repartiția riscurilor

Se observă că din totalul celor 22 de riscuri identificate în timpul efectuării analizei, în cazul a 16 dintre acestea există un grad de expunere la risc mic, în cazul a 4 dintre riscuri proiectul de investiție are un grad de expunere la risc mediu și doar pentru două dintre riscuri expunerea proiectului este mare.

Se va observa că pentru proiectul analizat nu există riscuri la care gradul de expunere să fie inacceptabil.

CORELAREA CELOR DOUĂ EVALUĂRI DE RISC

Prezentul capitol cuprinde două evaluări succesive ale riscurilor, care nu se substituie una alteia. Tabelul 4.1 redă matricea generală a riscurilor, construită potrivit metodologiei analizei cost-beneficiu, pe fazele de realizare a investiției și pe o scară de evaluare cu cinci niveluri. Capitolele 4.9.1–4.9.5 dezvoltă această matrice într-o analiză detaliată, pe o scară cu trei niveluri, adaptată specificului unui proiect distribuit pe un număr mare de amplasamente aflate

în funcțiune, și asociază fiecărui risc măsuri concrete de prevenire și diminuare. Corespondența dintre cele două evaluări este prezentată mai jos.

Tabelul 4.3 – Corespondența scărilor de evaluare utilizate în cele două analize

Element de comparație	Tabelul 4.1	Tabelul 4.9.1
Scara probabilității de apariție	1–5	1–3
Scara impactului	1–5	1–3
Mod de determinare a scorului	Scor = $P \times I$, maxim 25	Scor = $P \times I$, maxim 9
Prag „risc mic / redus”	scor 1–4	scor 1–2
Prag „risc mediu”	scor 5–9	scor 3–6
Prag „risc mare / ridicat”	scor 10–25	scor 7–9
Număr de riscuri evaluate	22	20
Distribuția rezultată	16 mic, 4 mediu, 2 mare	16 mediu, 4 ridicat

Diferența dintre cele două distribuții provine din amplitudinea diferită a scărilor și din gradul diferit de detaliere: scara cu cinci niveluri a Tabelului 4.1 plasează în zona inferioară riscuri care, pe scara cu trei niveluri a Tabelului 4.9.1, se încadrează la nivel mediu, iar riscurile de construcție și cele tehnice, tratate agregat în prima analiză, sunt descompuse în a doua pe poziții distincte. Corespondența dintre categoriile de riscuri ale celor două analize este una de tip multiplu, prezentată în tabelul următor.

Tabelul 4.4 – Corespondența categoriilor de riscuri între cele două analize

Categoria din Tabelul 4.1	Poziții corespondente în Tabelul 4.9.1
Riscuri legate de cerere	14 – producția de energie; 15 – gradul de autoconsum; 16 – prețul energiei electrice
Riscuri legate de proiectare	4 – proiectare și structură; 10 – corelarea proiectului tehnic; 18 – degradare accelerată
Riscuri administrative și privind achizițiile publice	1 – procedura de achiziție; 6 – avizare și racordare; 8 – finanțare și decontare
Riscuri legate de construcție	3 – livrarea echipamentelor; 5 – securitate la incendiu; 13 – calitatea execuției instalațiilor electrice
Riscuri operaționale	17 – siguranța tehnică a sistemelor de stocare; 19 – capacitatea instituțională de exploatare
Riscuri financiare	2 – creșterea prețurilor echipamentelor; 20 – asigurarea contribuției proprii
Riscuri legate de reglementare	5 – conformarea la P118/2025 și I7/2011; 6 – avizare și racordare
Fără corespondent în Tabelul 4.1 — riscuri specifice proiectului	7 – regimul juridic al imobilelor; 9 – încadrarea în plafonul pe MW instalat; 11 – perturbarea activității didactice; 12 – etanșeitatea acoperișurilor

Cele două riscuri încadrate la nivel „mare” în Tabelul 4.1 — numărul mare de contestații la procedurile de atribuire și creșterea prețurilor echipamentelor, ambele cu scor 12 din 25 — se

regăsesc în Tabelul 4.9.1 la pozițiile 1 și 2, încadrate la nivel mediu, cu scor 6. Cele patru riscuri încadrate la nivel ridicat în Tabelul 4.9.1 — întârzierea livrării echipamentelor, consolidările structurale suplimentare, întârzierea în avizare și racordare și nerealizarea gradului de autoconsum estimat — provin din categoriile „riscuri legate de construcție”, „riscuri legate de proiectare” și, respectiv, „riscuri legate de cerere” ale Tabelului 4.1, fiind detaliate la un nivel de granularitate superior.

Cele două evaluări sunt, prin urmare, convergente: Tabelul 4.1 oferă imaginea de ansamblu pe fazele de realizare a investiției, iar Tabelul 4.9.1 detaliul operațional necesar gestionării riscurilor pe parcursul implementării. Măsurile generale de prevenire și diminuare prezentate la capitolul 4.9.6 se aplică riscurilor identificate în ambele analize, iar riscul rezidual rezultat, prezentat în ultima coloană a Tabelului 4.1 și comentat la capitolul 4.9.5, este determinat pe baza aceluiași măsuri.

4.9.1. Metodologia de evaluare a riscurilor

Evaluarea riscurilor s-a realizat prin atribuirea unui scor pentru probabilitatea de apariție (P: 1 = redusă, 2 = medie, 3 = ridicată) și pentru impactul posibil asupra proiectului (I: 1 = redus, 2 = mediu, 3 = ridicat). Scorul de risc se determină prin înmulțirea probabilității cu impactul ($\text{Scor} = P \times I$), iar nivelul de risc rezultat este: 1–2 = redus; 3–6 = mediu; 7–9 = ridicat. Metodologia reia și detaliază matricea de riscuri din Studiul de Fezabilitate (Tabelul 4.1), adaptând-o la specificul unui proiect distribuit pe un număr mare de amplasamente aflate în funcțiune.

Tabelul 4.9.0 — Matricea probabilitate $\times$ impact utilizată pentru determinarea nivelului de risc

Probabilitate \ Impact	1 — Impact redus	2 — Impact mediu	3 — Impact ridicat
1 — Probabilitate redusă	1 (Redus)	2 (Redus)	3 (Mediu)
2 — Probabilitate medie	2 (Redus)	4 (Mediu)	6 (Mediu)
3 — Probabilitate ridicată	3 (Mediu)	6 (Mediu)	9 (Ridicat)

Riscurile identificate au fost grupate pe categorii, corespunzătoare etapelor ciclului de viață al proiectului: riscuri de achiziție și costuri, riscuri de proiectare, riscuri de avizare, autorizare și racordare, riscuri de execuție — inclusiv riscurile specifice intervenției pe clădiri de învățământ aflate în funcțiune — riscuri de producție și de valorificare a energiei, riscuri tehnice specifice sistemelor fotovoltaice și de stocare, riscuri instituționale și riscuri bugetare specifice unui beneficiar din administrația publică locală.

4.9.2. Identificarea riscurilor și măsurile de prevenire/diminuare

Tabelul de mai jos prezintă cele 20 de riscuri identificate pentru proiect, inclusiv riscurile specifice sistemelor fotovoltaice și de stocare (pozițiile 12–17), detaliate suplimentar la capitolul 4.9.4.

Tabelul 4.9.1 — Analiza riscurilor și măsuri de prevenire/diminuare

Nr.	Categorie	Descrierea riscului	P	I	Scor	Nivel	Măsuri de prevenire / diminuare
1	Achiziție	Riscul de a nu primi cel puțin o ofertă conformă în procedurile de achiziție publică pentru execuția lucrărilor și furnizarea echipamentelor, dată fiind complexitatea intervenției pe 44 amplasamente aflate în funcțiune.	2	3	6	Mediu	Consultare de piață prealabilă; împărțirea achiziției pe loturi corelate geografic; definirea clară a cerințelor tehnice și a criteriilor de calificare, proporționale cu obiectul contractului; elaborarea proiectului tehnic înainte de lansarea procedurii de execuție.
2	Achiziție / costuri	Riscul de creștere a prețurilor echipamentelor (module, invertoare hibride, sisteme de stocare) și ale materialelor față de valorile din devizul general estimativ, în condițiile în care costul specific reținut în deviz se situează în zona inferioară a intervalului de piață, iar marja de buget și rezerva de implementare de la capitolul 7 (2.942.756,10 lei cu TVA) și rezerva pentru cheltuieli diverse și neprevăzute de la capitolul 5.3 (696.303,53 lei cu TVA, respectiv 3,71% din valoarea totală) sunt integral neeligibile, orice depășire rămânând în sarcina bugetului local.	2	3	6	Mediu	Actualizarea devizului general pe bază de oferte ferme înainte de lansarea procedurii, cu verificarea distinctă a prețurilor unitare de la capitolul 4.3 și a cantităților și prețurilor de montaj de la capitolul 4.2; evaluarea oportunității majorării rezervei pentru cheltuieli diverse și neprevăzute; contracte cu preț ferm și termene de valabilitate corelate; lansarea procedurii într-un termen scurt de la aprobarea finanțării; plata unui avans pentru echipamentele predispuse la creșteri de preț.
3	Livrare echipamente	Riscul de întârziere a livrării sistemelor de stocare și a invertoarelor, echipamente cu cerere globală ridicată și termene de fabricație variabile, în condițiile unei durate de implementare de numai 12 luni.	3	3	9	Ridicat	Comandarea din timp a echipamentelor cu termen lung de fabricație; verificarea disponibilității la mai mulți furnizori înainte de contractare; clauze contractuale privind termenele de livrare și penalități; monitorizarea graficului de fabricație și livrare; eșalonarea punerii în funcțiune pe grupuri de amplasamente.
4	Proiectare / structură	Riscul ca verificările structurale să impună consolidări locale ale structurii de rezistență în zonele de amplasare a modulelor sau ale structurilor de tip carport, cu efect asupra costului și a duratei de execuție. Studiile de rezistență structurală sunt, potrivit S.F., în sarcina Antreprenorului General.	3	3	9	Ridicat	Realizarea studiilor de rezistență structurală pentru toate amplasamentele, înaintea proiectului tehnic; adaptarea locală a soluției de montaj, cu utilizarea structurilor de tip carport și la sol acolo unde acoperișul nu permite încărcări suplimentare; utilizarea capitolului de cheltuieli diverse și neprevăzute; prevederea explicită a acestei obligații în caietul de sarcini.
5	Securitate la incendiu	Riscul de neconformare la cerințele P118/2025 privind amplasarea modulelor pe învelitori, distanțele minime față de golurile din terasă și amplasarea containerelor de stocare, precum și la cerințele I7/2011 privind instalațiile electrice.	2	3	6	Mediu	Utilizarea unor sisteme certificate pentru configurația efectiv pusă în operă; protejarea golurilor din terasă cu elemente rezistente la foc; amplasarea containerelor de stocare la distanțele de siguranță prevăzute, cu climatizare, detecție și stingere automată a incendiului; scenariu de securitate la incendiu avizat pentru fiecare amplasament.
6	Avizare / racordare	Riscul de întârziere în obținerea avizelor tehnice de racordare și a autorizațiilor de construire pentru cele 44 amplasamente, inclusiv a acordului operatorului de distribuție pentru funcționarea în regim de autoconsum cu stocare.	3	3	9	Ridicat	Depunerea din timp și în paralel a documentațiilor pentru toate amplasamentele; obținerea ATR anterior semnării contractului de finanțare, conform graficului din S.F.; urmărirea termenelor legale de răspuns; corelarea cu programul de lucrări al operatorului de distribuție; prevederea distinctă în devizul general a lucrărilor de racordare (capitolul 2).

Nr.	Categorie	Descrierea riscului	P	I	Scor	Nivel	Măsuri de prevenire / diminuare
7	Regim juridic al imobilelor	Riscul ca unele dintre imobilele vizate să nu fie intabulate sau ca extrasele de carte funciară să nu confirme dreptul de administrare al beneficiarului, cu efect asupra eligibilității amplasamentului.	2	3	6	Mediu	Verificarea prealabilă a situației juridice pentru toate locurile de consum, realizată prin centralizatorul de extrase de carte funciară; excluderea din proiect a amplasamentelor neclarificate juridic; intabularea prealabilă a construcțiilor, acolo unde este necesar.
8	Finanțare / decontare	Riscul apariției unor neconformități în documentele de achiziție, implementare, monitorizare sau decontare, cu efect asupra eligibilității cheltuielilor și asupra graficului de rambursare.	2	3	6	Mediu	Verificarea documentelor înainte de depunere; păstrarea trasabilității complete a achizițiilor; arhivarea documentelor conform cerințelor finanțatorului; asigurarea unei linii de trezorerie pentru decalajul dintre plăți și rambursări.
9	Încadrarea în plafonul pe MW instalat	Riscul ca ajutorul public nerambursabil solicitat pe MW instalat — 899.976,37 EUR/MW la Scenariul 1, cu o marjă de numai 23,63 EUR/MW față de plafonul de 900.000 EUR/MW prevăzut la cap. 1.7 din Ghidul solicitantului — să fie depășit ca urmare a actualizării devizului general pe bază de oferte ferme sau a modificării datei studiului de fezabilitate și, implicit, a cursului de referință BCE aplicabil.	2	3	6	Mediu	Recalcularea indicatorului la fiecare modificare a devizului general sau a datei studiului de fezabilitate, pe fila de parametri a devizului transpus; menținerea valorii eligibile a devizului general sub pragul rezultat din plafon — 4.729.230,00 lei/MW instalat la cursul aplicabil, respectiv 11.657.551,95 lei la puterea de 2,465 MW; optimizarea soluției tehnice sau reasezarea cantităților în limita acestui prag, la actualizarea devizului pe bază de oferte ferme.
10	Proiectare tehnică	Riscul de necorelare a proiectului tehnic cu configurația reală a acoperișurilor, cu instalațiile electrice existente ale clădirilor sau cu soluția de racordare validată de operatorul de distribuție.	2	2	4	Mediu	Verificarea proiectului de verificatori tehnici atestați; relevee și verificări la fața locului pentru fiecare corp de clădire; validarea soluției de racordare la tabloul general cu operatorul de distribuție; simulări de producție pe configurația reală a fiecărui amplasament.
11	Execuție — activitate școlară	Riscul de perturbare a activității didactice, întrucât lucrările se execută pe clădiri aflate în funcțiune, cu prezența elevilor și a personalului.	3	2	6	Mediu	Planificarea lucrărilor cu impact asupra clădirilor în perioada vacanțelor școlare; organizare de șantier cu delimitarea strictă a zonelor de lucru și acces separat; program de lucru corelat cu orarul unităților; coordonare permanentă cu conducerea fiecărei instituții publice.
12	Calitate execuție — etanșeitate	Riscul de infiltrații la nivelul teraselor și al șarpantelor în zonele de fixare a structurilor de susținere, cu degradarea clădirii și a instalațiilor.	2	3	6	Mediu	Utilizarea unor sisteme de fixare cu etanșare certificată; lucrări de reparare a hidroizolației în zonele de intervenție; probă de inundare a terasei prevăzută în programul de faze determinante; verificări pe faze determinante.
13	Calitate execuție — electric	Riscul apariției unor neconformități de montaj, conexiuni incorecte sau protecții insuficiente, cu efect asupra recepției și a punerii în funcțiune.	2	3	6	Mediu	Execuție cu personal autorizat ANRE; verificări pe faze determinante; teste de izolație și verificări PRAM; punerea în funcțiune cu participarea furnizorilor de echipamente; întocmirea cărții tehnice a construcției pentru fiecare amplasament.
14	Producție de energie	Riscul ca producția efectivă a instalațiilor fotovoltaice să fie inferioară celei estimate prin simulare, ca urmare a umbririlor neidentificate, a orientării reale a acoperișurilor sau a unei disponibilități tehnice reduse.	2	3	6	Mediu	Simulări de producție realizate pe configurația reală a fiecărui acoperiș, cu platforma PVGIS; garanție de performanță din partea furnizorului de echipamente; contract de mentenanță cu obligații de disponibilitate minimă garantată de 98%/an; monitorizare permanentă prin sistemul EMS și comparare lunară cu valorile estimate.
15	Autoconsum	Riscul ca gradul efectiv de autoconsum să fie inferior celui estimat (100% în S.F.), ca urmare a necorelării profilului de producție cu profilul de consum, în special în vacanțele școlare de vară — perioadă de producție maximă și de consum minim, potrivit centralizatorului consumurilor lunare. Raportul de dimensionare pentru autoconsum de 0,901 lasă o marjă mai strânsă decât la proiectele cu grad redus de acoperire.	3	3	9	Ridicat	Regim de autoconsum local strict impus prin EMS, cu limitarea descărcării la consumul din spatele aceluiași punct de delimitare; uniformizarea stării de încărcare între amplasamente prin EMS central; deplasarea consumurilor programabile în orele de producție; reținerea în analiza financiară a pierderilor integrale pe ciclul de stocare; verificarea fluxului de numerar la o reducere cu 20% a volumului (cap. 4.8.3).
16	Preț energie	Riscul ca prețul final al energiei electrice să scadă durabil sub nivelul reținut în analiză, reducând economia generată de	1	3	3	Mediu	Ipoteză de preț prudentă, cu componenta de furnizare la nivelul din S.F. și fără acciză, la prețuri constante pe 20 de ani; fluxul anual

Nr .	Categorie	Descrierea riscului	P	I	Sc or	Nivel	Măsuri de prevenire / diminuare
		proiect — variabila cu cea mai mare elasticitate a VANF/C.					de exploatare rămâne pozitiv chiar la o reducere cu 20% a prețului (cap. 4.8.2); monitorizarea pieței și corelarea procedurilor de achiziție a energiei.
17	Siguranță tehnică — baterii	Riscul de supraîncălzire, defect celular sau, în cazuri extreme, ambalare termică la nivelul sistemelor de stocare, cu impact asupra siguranței clădirilor de învățământ și a utilizatorilor acestora.	1	3	3	Mediu	Utilizarea tehnologiei litiu-fier-fosfat (LFP), cu stabilitate termică superioară; amplasarea sistemelor de stocare în containere metalice dedicate, în afara clădirilor ocupate; sistem de management al bateriilor (BMS) cu protecții la supratensiune, supracurent și supratemperatură; climatizare individuală pe container; sistem de detecție și stingere automată a incendiului; instruirea personalului și plan de intervenție.
18	Degradare accelerată	Riscul ca degradarea reală a modulelor fotovoltaice sau a capacității bateriilor să depășească valorile reținute în analiză, reducând energia livrată consumatorilor.	2	2	4	Mediu	Garanții de performanță liniară pentru module (minimum 88,50% după 25 de ani) și garanție de capacitate pentru sistemele de stocare; monitorizarea stării de sănătate (State of Health) a bateriilor prin BMS; operații de reparație capitală (augmentare) a sistemelor de stocare la fiecare 5 ani, prevăzute în S.F. și finanțate din fondul de reînnoire.
19	Instituțional — beneficiar public	Riscul de capacitate administrativă insuficientă pentru gestionarea simultană a lucrărilor pe 44 amplasamente și pentru exploatarea ulterioară a instalațiilor.	2	3	6	Mediu	Contractarea unui serviciu specializat de management de proiect; contract de operare și mentenanță de tip full-service cu un operator specializat; angajarea a 2 posturi dedicate de urmărire a exploataării (cap. 4.6.4.a); instruirea personalului tehnic al clădirilor publice; proceduri interne de raportare.
20	Bugetar — contribuție proprie	Riscul ca beneficiarul să nu poată asigura, la termenele necesare, contribuția proprie de 4.663.162,54 lei cu TVA, aferentă componentei neeligibile a devizului general, și fluxul de trezorerie necesar între plățile către executanți și rambursările de la finanțator, în condițiile concentrării întregii investiții într-un singur an bugetar.	2	3	6	Mediu	Aprobarea prin hotărâre a Consiliului Local al Sectorului 6 a indicatorilor tehnico-economici și a angajamentului de finanțare a contribuției proprii înainte de contractarea finanțării; asigurarea unei linii de trezorerie; verificarea încadrării în plafonul legal de îndatorare; prioritizarea execuției pe tranșe de amplasamente în caz de constrângere bugetară.

4.9.3. Riscuri cu impact major asupra proiectului

Din cele 20 riscuri identificate, 4 sunt încadrate la nivel ridicat (scor 9): riscul de întârziere a livrării echipamentelor cu termen lung de fabricație (poziția 3), riscul de consolidări structurale suplimentare (poziția 4), riscul de întârziere în avizare și racordare (poziția 6) și riscul de nerealizare a gradului de autoconsum estimat (poziția 15). Riscul de creștere a prețurilor echipamentelor și materialelor față de valorile din devizul general estimativ (poziția 2) este încadrat la nivel mediu, cu scor 6.

Încadrarea la probabilitate medie a riscului de creștere a prețurilor ține seama de trei elemente care acționează în sensuri opuse. Pe de o parte, valoarea devizului este estimată în prețuri la data de 11.09.2026, într-un context de volatilitate a prețurilor echipamentelor energetice, iar costul specific reținut — 899,98 EUR/kW AC fără TVA, inclusiv capacitatea de stocare — se situează în zona inferioară a intervalului de piață pentru instalații fotovoltaice cu stocare montate pe clădiri existente. Pe de altă parte, devizul general prevede la capitolul 7 o

marjă de buget și o rezervă de implementare pentru ajustarea de preț de 2.942.756,10 lei cu TVA la Scenariul 1, iar rezerva pentru cheltuieli diverse și neprevăzute de la capitolul 5.3 este de 696.303,53 lei cu TVA, respectiv 3,71% din valoarea totală — sume care conferă proiectului o capacitate substanțială de absorbție a creșterilor de preț survenite între întocmirea devizului și finalizarea procedurilor de achiziție. Analiza de sensibilitate (cap. 4.8.1) arată, suplimentar, că valoarea actualizată netă financiară rămâne pozitivă până la o creștere cu 113,0% a valorii investiției. Întrucât aceste sume sunt integral neeligibile, utilizarea lor rămâne în sarcina bugetului local, ceea ce menține riscul la nivel mediu, iar nu redus.

Riscul de nerealizare a gradului de autoconsum estimat (poziția 15) merită o atenție distinctă. Spre deosebire de proiectele în care producția acoperă o fracțiune redusă din consum, aici raportul de dimensionare pentru autoconsum este de 0,901, iar Studiul de Fezabilitate reține un grad de autoconsum direct de 100%. Din centralizatorul consumurilor lunare rezultă că lunile de vară — iulie și august — înregistrează cele mai reduse consumuri ale anului, exact în perioada de producție fotovoltaică maximă. Prezenta analiză a reținut, ca măsură de prudență, pierderile integrale pe ciclul de încărcare – descărcare al sistemelor de stocare, ceea ce reduce energia valorificată la 91,43% din producția netă, iar analiza de sensibilitate confirmă menținerea unui flux de numerar pozitiv chiar la o reducere suplimentară cu 20% a volumului.

Aplicarea consecventă a măsurilor de prevenire și diminuare prezentate la capitolele 4.9.2 și 4.9.6 este estimată a reduce probabilitatea de apariție a riscurilor încadrate la nivel ridicat de la nivelul 3 la nivelul 2, aducând riscul rezidual la nivel mediu (scor rezidual estimat 6, față de scorul brut de 9).

4.9.4. Riscuri specifice sistemelor fotovoltaice și de stocare

Sistemele fotovoltaice și de stocare amplasate pe clădiri de învățământ ridică o problemă de risc distinctă de cea a instalațiilor amplasate pe teren liber, întrucât intervenția se realizează asupra unor construcții existente, cu funcțiuni sensibile și cu un număr mare de utilizatori. Riscurile specifice identificate (pozițiile 4, 5, 12, 14, 15, 17 și 18 din Tabelul 4.9.1) sunt sintetizate mai jos, împreună cu efectul lor asupra celor două scenarii.

Tabelul 4.9.4 — Riscuri specifice sistemelor fotovoltaice și de stocare, comparativ pe scenarii

Risc	Scenariul 1 (3.855 module de 650 Wp)	Scenariul 2 (5.552 module de 450 Wp)
Încărcări suplimentare asupra structurii existente	Număr mai redus de module și de puncte de fixare, la aceeași putere instalată — încărcări permanente și număr de străpungeri mai mici, risc structural	Număr de module mai mare cu circa 44%, cu structuri de susținere și puncte de fixare corespunzător mai numeroase — risc structural

Risc	Scenariul 1 (3.855 module de 650 Wp)	Scenariul 2 (5.552 module de 450 Wp)
	inferior	superior, cu probabilitate crescută de a impune consolidări locale
Etanșeitatea acoperișului	Suprafață de intervenție și număr de străpungeri mai reduse — suprafață de risc inferioară	Suprafață de intervenție și număr de străpungeri mai mari — suprafață de risc superioară
Amploarea și durata lucrărilor de montaj	Lucrări de montaj de amploare redusă — capitolul 4.2 din deviz: 2.942.910,50 lei fără TVA; perturbare mai mică a activității didactice și încadrare mai ușoară în durata de 12 luni	Lucrări de montaj substanțial mai ample — capitolul 4.2 din deviz: 5.666.132,66 lei fără TVA; perturbare superioară a activității didactice și risc mai mare de depășire a duratei de implementare
Performanța sistemelor de stocare	Randament de livrare de 91,43%, cu pierderi anuale de 232,58 MWh pe ciclul de încărcare – descărcare	Randament de livrare de 90,53%, cu pierderi anuale de 255,79 MWh — inferior Scenariului 1
Siguranța sistemelor de stocare	Identică — tehnologie LFP, containere metalice dedicate, BMS, climatizare individuală, detecție și stingere automată a incendiului	Identică
Expunerea la riscul de cost	Investiție mai mică cu 1.186.301,68 lei cu TVA, la beneficii superioare — expunere inferioară la variabila de cost	Expunere superioară la variabila de cost, fără beneficii suplimentare

Concluzia analizei riscurilor specifice este convergentă cu concluziile analizei financiare, economice și de sensibilitate (cap. 4.6–4.8): Scenariul 1 prezintă un profil de risc net inferior Scenariului 2, principalele avantaje fiind numărul mai redus de module și de puncte de fixare la aceeași putere instalată, suprafața de intervenție mai mică — cu risc de infiltrații corespunzător mai redus — amploarea mai mică a lucrărilor pe clădiri aflate în funcțiune, randamentul superior de livrare a energiei stocate și expunerea mai mică la riscul de cost.

4.9.5. Distribuția riscurilor pe niveluri și riscul rezidual

Tabelul 4.9.5 — Distribuția riscurilor identificate, pe niveluri de risc (brut, înainte de aplicarea măsurilor)

Nivel de risc	Număr de riscuri	Pondere din total
Ridicat (scor 7–9)	4	20,00%
Mediu (scor 3–6)	16	80,00%
Redus (scor 1–2)	0	0,00%
TOTAL riscuri identificate	20	100,00%

Scorul mediu de risc al proiectului, calculat ca medie a scorurilor individuale, este de 6,10 dintr-un maxim posibil de 9, respectiv 67,78% din scorul maxim teoretic — nivel care confirmă un profil de risc global moderat, corespunzător unui proiect de infrastructură energetică distribuit pe un număr mare de amplasamente aflate în funcțiune, realizat într-un termen scurt de implementare, dar cu soluții tehnice mature și larg utilizate.

Aplicarea consecventă a măsurilor de prevenire și diminuare prezentate la capitolele 4.9.2 și 4.9.6 este de natură să reducă riscul rezidual sub nivelul riscului brut prezentat în Tabelul 4.9.1, în special prin reducerea probabilității de apariție — planificare, oferte ferme, comenzi timpurii, studii structurale prelabile, verificări tehnice, clauze contractuale — și prin

reducerea impactului — fond de reînnoire, contract de mentenanță cu garanție de disponibilitate, marje de siguranță în ipotezele analizei.

4.9.6. Măsurile generale de prevenire și diminuare a riscurilor

- actualizarea devizului general pe bază de oferte ferme înainte de lansarea procedurilor de achiziție publică, cu verificarea distinctă a prețurilor unitare ale echipamentelor tehnologice și a cantităților și prețurilor lucrărilor de montaj, precum și evaluarea oportunității majorării rezervei pentru cheltuieli diverse și neprevăzute;
- realizarea studiilor de rezistență structurală pentru toate amplasamentele și integrarea concluziilor acestora în proiectul tehnic, înainte de contractarea execuției;
- elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, cu verificare de către verificatori tehnici atestați, înainte de contractarea execuției lucrărilor;
- obținerea avizelor tehnice de racordare pentru toate amplasamentele anterior semnării contractului de finanțare și corelarea graficului de execuție cu programul de lucrări al operatorului de distribuție;
- lansarea din timp a procedurilor de achiziție și comandarea prioritară a echipamentelor cu termen lung de fabricație, în special a sistemelor de stocare și a invertoarelor, cu plata unui avans pentru echipamentele predispuse la creșteri de preț;
- planificarea lucrărilor cu impact asupra clădirilor în perioada vacanțelor școlare și organizarea de șantier cu delimitarea strictă a zonelor de lucru față de circulația elevilor;
- respectarea integrală a cerințelor P118/2025 și I7/2011, inclusiv a distanțelor minime de amplasare a containerelor de stocare și a măsurilor de protecție a golurilor din terasă;
- prevederea probei de inundare a teraselor în programul de faze determinante și verificarea etanșeității în toate zonele de fixare a structurilor de susținere;
- execuția instalațiilor electrice cu personal autorizat ANRE, realizarea verificărilor PRAM și a testelor de izolație înainte de recepție și de punerea în funcțiune;
- contractarea unui serviciu specializat de management de proiect și a unui contract de operare și mentenanță de tip full-service, cu disponibilitate minimă garantată de 98%/an și monitorizare de la distanță;
- configurarea sistemului de management energetic în regim de autoconsum local strict, cu uniformizarea stării de încărcare între amplasamente și cu deplasarea consumurilor

programabile în orele de producție fotovoltaică, pentru asigurarea gradului de autoconsum estimat;

- monitorizarea permanentă, prin sistemele EMS și BMS, a producției, a gradului de autoconsum, a stării de sănătate a bateriilor și a parametrilor de siguranță, cu comparare lunară față de valorile estimate în Studiul de Fezabilitate;

- constituirea efectivă, prin hotărâre a Consiliului Local al Sectorului 6, a fondului de reînnoire, cu alimentare anuală de 195.000,00 lei din economiile realizate, într-un cont distinct;

- aprobarea prin hotărâre a Consiliului Local a indicatorilor tehnico-economici și a angajamentului de asigurare a cheltuielilor proiectului, altele decât ajutorul public nerambursabil — 4.663.162,54 lei cu TVA la Scenariul 1, reprezentând componenta neeligibilă a devizului general —, precum și asigurarea unei linii de trezorerie pentru acoperirea decalajului dintre plățile către executanți și rambursările de la finanțator;

- verificarea, anterior depunerii cererii de finanțare, a încadrării ajutorului public nerambursabil solicitat în plafonul de 900.000 EUR/MW instalat, fără TVA, prevăzut la cap. 1.7 din Ghidul solicitantului, la cursul de referință BCE valabil la data studiului de fezabilitate;

- instruirea personalului tehnic al clădirilor publice privind exploatarea în siguranță a instalațiilor și planul de intervenție în caz de avarie sau incendiu;

- selectarea Scenariului 1 — module fotovoltaice de 650 Wp — ca măsură structurală de reducere simultană a riscului de cost, a riscului structural, a riscului de infiltrații și a riscului de perturbare a activității didactice (cap. 4.9.4).

5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)

5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:

5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul se află deja în administrarea Beneficiarului.

5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Se vor asigura prin intermediul organizării de șantier pentru implementarea proiectului.

Toate utilitățile necesare sunt disponibile în amplasamentele vizate.

5.1.3. Probe tehnologice și teste.

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Centralele Fotovoltaice propuse prin prezenta lucrare, cu integrarea acestora în instalațiile existente.

5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)

Varianta recomandată de proiectant, ținând cont atât de descrierile din proiect și de analiza multicriterială prezentată în **Tabelul 5.1**, este **varianta 1**.

Pentru sub-variantele descrise la cap. 3.1, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul capitolului 4.6.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând Module PV de 650 Wp și invertoare trifazate de 5 - 100 kW și o capacitate de stocare modulară de 6,9 - 5.015 kWh**.

Capacitatea instalată a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **3.855 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.380- 2.390 x 1.130 - 1.140 x 30 - 32 mm și o greutate medie de 32 - 34 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 650 Wp, cu un randament nominal de minimum 24,40%, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **88,50%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 5 - 100 kW, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Centralele fotovoltaice vor fi prevăzute cu **sisteme integrate de stocare a energiei electrice** modulară containerizată, de **8.960,20 kWh utili**.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de 15.526.736,38 lei fără TVA, respectiv 2.954.828,32 EUR la cursul de referință BCE de 5,2547 lei/EUR, și de 18.768.430,04 lei cu TVA, respectiv 3.571.741,50 EUR. Din această valoare, componenta eligibilă — cea reținută în analiza financiară — este de 11.657.245,86 lei fără TVA, respectiv 14.105.267,50 lei cu TVA (2.684.314,52 EUR), diferența de 4.663.162,54 lei cu TVA reprezentând cheltuieli neeligibile, acoperite din contribuția proprie a beneficiarului.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare medie de 826.065,57 lei/an cu TVA, respectiv 157.205,09 EUR/an, din care 631.065,57 lei costuri curente de exploatare și 195.000,00 lei provizion anual pentru fondul de reînnoire (capitolul 4.6.4).

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 12 luni** de la data semnării contractului de finanțare.

După cum se poate observa în **Tabelul 5.1**, în urma analizei multi-criteriale a rezultat faptul că **Scenariul 1** este scenariul optim din punct de vedere tehnico-economic, cu un punctaj total ponderat de **99,24 puncte**.

Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială

Variabilă	Unitate de măsurare	Mod selecție	Scenariul 1 - 2,50575 MWp / 2,465 MW / 8,9602 MWh	Scenariul 2 - 2,4984 MWp / 2,465 MW / 9,139432 MWh
Putere instalată în DC (panouri)	MWp	Valoare maximă	2,5058	2,4984
	Punctaj		100,00	99,71
Putere instalată în AC (invertoare)	MW	Valoare maximă	2,4650	2,4650
	Punctaj		100,00	100,00
Capacitate instalată	MWh	Valoare maximă	8,9602	9,1394
	Punctaj		98,04	100,00
Producție specifică realizată	kWh/kWp/an	Valoare maximă	1.083,36	1.081,12
	Punctaj		100,00	99,79
Randament nominal (net)	%	Valoare maximă	90,00	80,00
	Punctaj		100,00	88,89
Producția anuală de energie electrică a CEF	MWh/an	Valoare maximă	2.714,64	2.701,07
	Punctaj		100,00	99,50
Reduceri de emisii de gaze cu efect de seră ca urmare a limitării utilizării surselor convenționale de energie la vârf de consum	tone CO ₂ echivalent/an	Valoare maximă	1.509,70	1.502,15
	Punctaj		100,00	99,50
Pierderi în rețele electrice ca urmare a funcționării la sarcină ridicată (peste 90%)*	%	-	3%	3%
Reducerea pierderilor de energie electrică în rețelele de transport și distribuție	MWh/an	Valoare maximă	81,44	81,03
	Punctaj		100,00	99,50
CAPEX	EUR	Valoare minimă	2.218.441,75	2.405.020,36
	Punctaj		100,00	92,24
OPEX	lei/an	Valoare minimă	826.065,57	779.070,75
	Punctaj		94,31	100,00
Punctaj total (ponderat)			99,24	97,91

5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2	Unitate
Valoarea totală a obiectivului de investiții, fără TVA	15.526.736,38	16.701.900,69	lei
Taxa pe valoarea adăugată (21%)	3.241.693,66	3.481.928,08	lei
Valoarea totală a obiectivului de investiții, cu TVA	18.768.430,04	20.183.828,77	lei
Valoarea totală, fără TVA, la cursul BCE de 5,2547 lei/EUR	2.954.828,32	3.178.468,93	EUR
Valoarea totală, cu TVA, la cursul BCE de 5,2547 lei/EUR	3.571.741,50	3.841.100,11	EUR
din care C + M, fără TVA	5.327.269,64	8.162.798,07	lei
din care C + M, cu TVA	6.445.996,27	9.876.985,67	lei
din care: cheltuieli eligibile, fără TVA	11.657.245,86	12.637.660,48	lei
din care: cheltuieli eligibile, cu TVA (ajutor public nerambursabil solicitat)	14.105.267,50	15.291.569,19	lei
din care: cheltuieli neeligibile, fără TVA	3.869.490,52	4.064.240,21	lei
din care: cheltuieli neeligibile, cu TVA (contribuția proprie a beneficiarului)	4.663.162,54	4.892.259,58	lei

Conversia valorilor din euro în lei s-a realizat la cursul de referință al Băncii Centrale Europene de 5,2547 lei/EUR, valabil la data întocmirii prezentului Studiu de fezabilitate (11.09.2026), în conformitate cu capitolul 2.4 din Ghidul solicitantului. Devizele generale și Analiza cost-beneficiu utilizează același curs.

Potrivit capitolelor 1.6 și 1.7 din Ghidul solicitantului, la semnarea contractului de finanțare conversia în lei a ajutorului acordat se va realiza la cursul BCE valabil în prima zi a anului aferent semnării contractului. Ghidul solicitantului nu stabilește o dată fixă a semnării contractelor: potrivit capitolelor 1.2 și 4, proiectele trec în etapa de contractare pe măsură ce sunt aprobate la finanțare, în aplicarea principiului „primul venit, primul evaluat, cu respectarea condițiilor din ghid”, în limita bugetului disponibil al apelului. Potrivit anunțului de lansare a apelului, etapa de contractare se deschide la 08.02.2027. Data de 07.01.2027, reținută în graficul de implementare de la capitolul 3.7 și în analiza financiară, reprezintă o ipoteză de planificare, utilizată exclusiv pentru eșalonarea în timp a activităților și a fluxurilor de numerar; indicatorii financiari nu depind de data calendaristică a semnării, ci de durata de 12 luni a implementării și de succesiunea anilor de exploatare. Indiferent de data efectivă a semnării, aceasta se va situa în cursul anului 2027, astfel încât cursul aplicabil la contractare va fi cel publicat de Banca Centrală Europeană pentru prima zi bancară a anului 2027, a cărui valoare nu este cunoscută la data elaborării prezentului studiu, iar implementarea se va încheia cu mult înainte de termenul-limită de 31.12.2029.

5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare

Indicator	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	2,465	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală (medie pe 20 de ani) a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	1.509,70	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie (pe 20 de ani) de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	2.565,34	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile de energie solară pentru perioada de referință	51.306,73	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	11,88	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse	8,9602	MWh

	regenerabile de energie solară		
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură	0	kW

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul AC.1	C_an (Consum anual de referință)	3.013.939,30	kWh/an
Indicatorul AC.2	P_an (Producția anuală estimată)	2.714.640,14	kWh/an
Indicatorul AC.3	R_ac (Raport dimensionare autoconsum)	0,901	-
Indicatorul AC.4	R_P (Raport putere stocare / putere PV)	1,82	-
Indicatorul AC.5	E_stoc (Capacitatea de stocare a energiei)	8.960,20	kWh

5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 12 luni, potrivit graficului de implementare prezentat la capitolul 3.7, care prevede intervalul 07.01.2027 – 07.01.2028. Distinct de aceasta, capitolul 2.4 din Ghidul solicitantului stabilește termenul-limită de 31.12.2029, până la care investițiile trebuie finalizate, instalate și conectate la rețea; termenul constituie condiție de eligibilitate a proiectului și nu se confundă cu durata de execuție asumată. Durata de 12 luni lasă, față de acest termen-limită, o rezervă de aproximativ 23 de luni, suficientă pentru a acoperi eventualele decalaje ale etapelor de evaluare, contractare și avizare.

5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE

La dezvoltarea obiectivului de investiții se vor respecta toate prevederile legislației primare și secundare relevante, dintre care se amintesc:

- Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- P118/2025 – Normativ privind securitatea la incendiu a construcțiilor;
- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cu tensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari;
- PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor electrice ale centralelor și stațiilor (modificată 1985);
- PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;
- PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din

întreprinderile industriale și similare;

- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;

- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special de afecțiuni dorsolombare;
- DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor, instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI

Sursa de finanțare	Lei	EUR	Temei
Scenariul 1			
Ajutor public nerambursabil — cheltuieli eligibile, fără TVA	11.657.245,86	2.218.441,75	Componenta eligibilă a devizului general, conform cap. 1.7 din Ghidul solicitantului, inclusiv capitolul 2 — cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului
Ajutor public nerambursabil — TVA aferentă cheltuielilor eligibile	2.448.021,64	465.872,77	Cap. 1.7: TVA este eligibilă, fiind nedeductibilă și nerecuperabilă pentru beneficiar
TOTAL AJUTOR PUBLIC NERAMBURSABIL SOLICITAT	14.105.267,50	2.684.314,52	Maximum 100% din cheltuielile eligibile, conform cap. 1.6 din Ghid
Contribuție proprie a beneficiarului	4.663.162,54	887.426,98	Cheltuieli neeligibile din devizul general: cap. 3.3 „Expertizare tehnică”, cap. 3.6 „Organizarea procedurilor de achiziție”, partea neeligibilă din cap. 3.8, cap. 5.1 „Organizare de șantier”, cap. 5.2 „Comisioane, cote, taxe”, partea neeligibilă din cap. 5.3, cap. 6 „Probe tehnologice și teste” și cap. 7 „Marja de buget și rezerva de implementare”, cu TVA aferentă
TOTAL, fără TVA	15.526.736,38	2.954.828,32	Rândul TOTAL GENERAL din Devizul general
TOTAL, cu TVA	18.768.430,04	3.571.741,50	Rândul TOTAL GENERAL din Devizul general
Ajutor public nerambursabil solicitat pe MW instalat: 899.976,37 EUR/MW, față de plafonul de 900.000 EUR/MW instalat, fără TVA, prevăzut la cap. 1.7 din Ghidul solicitantului. Marja disponibilă este de 23,63 EUR/MW. Plafonul ar fi depășit la orice curs de referință BCE inferior valorii de 5,25456 lei/EUR.			
Scenariul 2			
Ajutor public nerambursabil — cheltuieli eligibile, fără TVA	12.637.660,48	2.405.020,36	Componenta eligibilă a devizului general, conform cap. 1.7 din Ghidul solicitantului, inclusiv capitolul 2 — cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului
Ajutor public nerambursabil — TVA aferentă cheltuielilor eligibile	2.653.908,71	505.054,28	Cap. 1.7: TVA este eligibilă, fiind nedeductibilă și nerecuperabilă pentru beneficiar
TOTAL AJUTOR PUBLIC NERAMBURSABIL SOLICITAT	15.291.569,19	2.910.074,63	Maximum 100% din cheltuielile eligibile, conform cap. 1.6 din Ghid
Contribuție proprie a beneficiarului	4.892.259,58	931.025,48	Cheltuieli neeligibile din devizul general: cap. 3.3 „Expertizare tehnică”, cap. 3.6 „Organizarea procedurilor de achiziție”, partea neeligibilă din cap. 3.8, cap. 5.1 „Organizare de șantier”, cap. 5.2 „Comisioane, cote, taxe”, partea neeligibilă din cap. 5.3, cap. 6 „Probe tehnologice și teste” și cap. 7 „Marja de buget și rezerva de implementare”, cu TVA aferentă
TOTAL, fără TVA	16.701.900,69	3.178.468,93	Rândul TOTAL GENERAL din Devizul general
TOTAL, cu TVA	20.183.828,77	3.841.100,11	Rândul TOTAL GENERAL din Devizul general
Ajutor public nerambursabil solicitat pe MW instalat: 975.667,49 EUR/MW, față de plafonul de 900.000 EUR/MW instalat, fără TVA, prevăzut la cap. 1.7 din Ghidul solicitantului. Plafonul este DEPĂȘIT cu 75.667,49 EUR/MW, motiv pentru care acest scenariu nu poate fi reținut pentru finanțare.			

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Se va obține, pentru toată investiția.

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE

Extrasele de Carte Funciară pot fi consultate în **Anexa 1**.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTEȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ

Se va demara după obținerea Certificatului de Urbanism, dacă va fi cazul

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

Se va demara după obținerea Certificatului de Urbanism, dacă va fi cazul

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Dacă va fi necesar, realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice se va realiza la următoarea fază de proiectare.

6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE

Se va demara după obținerea Certificatului de Urbanism, dacă va fi cazul

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv PRIMĂRIA SECTORULUI 6

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12 luni, durata de execuție fiind de 8 luni.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data de începere a contractului (DI):

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 3,5 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii, probe tehnologice și teste): 4,5 luni.

Un grafic de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în cadrul ofertei angajante, iar o actualizare a acestuia va fi efectuată înainte de începerea efectivă a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de sudare, schele, scări, etc. și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali, la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt, folosind o aplicație software specializată (MS Project sau Primavera EPPM). Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu, finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței. Punctele de referință vor fi

stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralelor fotovoltaice.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG 273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat (proces verbal) va fi eliberat de către beneficiar.

După efectuarea cu succes a testului de performanță, beneficiarul va emite un certificat de acceptare definitivă (RD).

După expirarea perioadei de notificare a defectelor (perioadei de garanție), beneficiarul va emite certificatul de recepție finală (RF).

Conform standardului SR EN ISO 9001 și reglementărilor aplicabile, în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Calitatea sudurilor va fi asigurată și monitorizată în conformitate cu standardul EN ISO 3834-2.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și

reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate (după caz).

- ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție
- ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție
- BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj
- IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de **PRIMĂRIEI SECTORULUI 6**

Dupa expirarea perioadei de garanție furnizorul poate executa contra-cost operațiunile de mentenanță în baza unui contract dedicat, cu acordul beneficiarului.

La momentul licitației, Antreprenorii Generali vor transmite ofertele complete pentru mentenanța predictivă și corectivă a centralei.

Mentenanța de rutină reprezintă totalitatea activităților de întreținere pe care le întreprinde utilizatorul în cadrul activităților proprii de exploatare, activități care nu presupun o activitate specializată și care se situează în afara scopului furnizorului de servicii de mentenanță specializată.

Oferta Antreprenorilor Generali va cuprinde și costurile detaliate pentru procedurile de Mentenanță de Rutină (predictivă).

În funcție de dorința Beneficiarului, acesta poate solicita Antreprenorilor Generali și

ofertarea serviciilor de Operare a Centralei Fotoelectrice – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent **PRIMĂRIA SECTORULUI 6** nu are personalul tehnic necesar angajat.

Mentenanța predictivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor de Antreprenoriat General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier și (facilități și lucrări temporare, container birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare, servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrare, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video).

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK.

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, în funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Asistent de comunicare și manager de documente
- Inginer de planificare
- Coordonator proiectant / manager tehnic
- Inginer constructor
- Inginer mecanic
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Manager operațional / logistic
- Responsabil cu controlul calității
- Responsabil cu protecția mediului
- Responsabil cu sănătatea și siguranța

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor

principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, factura lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- asistență de specialitate în vederea derulării achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

După încetarea finanțării, investiția va intra în perioada de operare (după caz), perioadă în care prin alocările de resurse umane și financiare de către **PRIMĂRIEI SECTORULUI 6**, se va asigura menținerea/conservarea rezultatelor obținute în urma realizării investițiilor propuse prin prezentul proiect.

Dintre acestea, cele mai importante alocări de resurse financiare sunt:

- Subcontractarea exploatarei și mentenanței centralei fotovoltaice (sau, după caz, angajarea ori menținerea personalului de exploatare / mentenanță propriu) – **pentru cuantificarea financiară, se poate considera o valoare medie (la nivelul României) de 9 EUR/kWp/an, la o durată contractuală de minimum 10 ani.**

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Capacitatea instalată a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **3.855 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.380- 2.390 x 1.130 - 1.140 x 30 - 32 mm și o greutate medie de 32 - 34 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **650 Wp**, cu un randament nominal de minimum 24,40%, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **88,50%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **5 - 100 kW**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

➤ **Invertoare solare:**

- o **9** invertore de **5 kW**;
- o **7** invertore de **10 kW**;
- o **10** invertore de **20 kW**;
- o **4** invertore de **25 kW**;
- o **3** invertore de **30 kW**;
- o **14** invertore de **40 kW**;
- o **10** invertore de **50 kW**;
- o **9** invertore de **100 kW**.

➤ **Sistemul de stocare** distribuit după cum urmează:

- o **70** sisteme de **6,9 kWh**;
- o **11** sisteme de **96,80 kWh**;
- o **10** sisteme de **129 kWh**;
- o **3** sisteme de **161,30 kWh**;
- o **15** sisteme de **193,50 kWh**;
- o **8** sisteme de **215 kWh**;
- o **1** sistem de **1.016 kWh**;

Ca parte integrantă a proiectului, Beneficiarul va instala de asemenea un de tip **EMS** în fiecare punct de producție, pentru a permite monitorizarea exclusivă a obiectivului de investiții, coroborat cu necesarul de energie electrică aferent tuturor punctelor de consum / producție integrate în acesta.

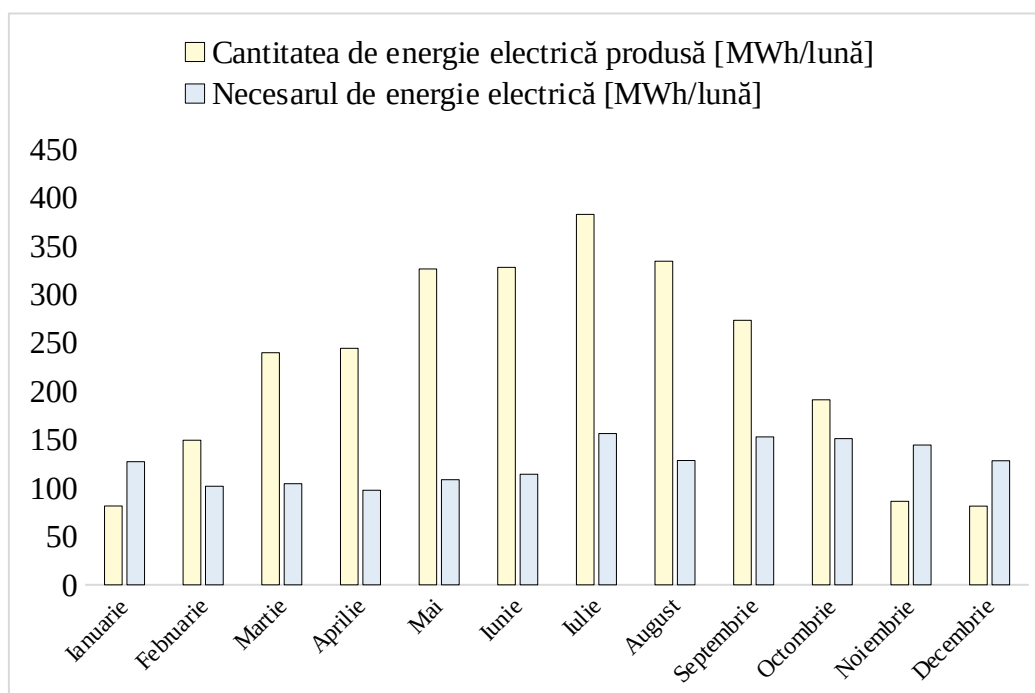


Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertoare 5 - 100 kW

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi:

- o Producția netă de energie primară (medie multianuală, pe 20 de ani) de: 220,62 t.e.p/an **din surse regenerabile;**
- o Producția netă totală de energie electrică de **51.306,73 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- o Reducerea gazelor cu efect de seră cu: **30.194,01 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,5885 tone CO₂ echivalent/MWh);
- o Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **2.714,64 MWh/an în primul an de funcționare – rată de autoconsum direct de 100,00%/an.**
- o Producția netă medie multianuală de energie electrică (medie pe 20 de ani): **2.565,34 MWh/an.**
- o Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **11,88%/an.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **2.505,75 kWp / 2.465,00 kWAC;**

- Capacitatea nou instalată în sistem de stocare a energiei electrice: **8.960,20 kWh**;

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea **PRIMĂRIEI SECTORULUI 6**, prin:

- creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum reeducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare,
- creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor,
- creșterea eficienței economice datorită capacității de a produce energie electrică la un cost redus față de prețul pieței generând o economie anuală medie **2.873.883,00 RON/an** (medie pe cei 20 de ani de exploatare, la preț cu TVA, Scenariul 1), respectiv 3.041.144,01 RON în primul an de exploatare,
- reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.

Explicarea modului de calcul / determinare a Indicatorilor obligatorii la nivel de proiect:

- **AC.1 – Consumul anual de referință:** Determinat prin adunarea algebrică a necesarului de energie electrică al tuturor punctelor de consum prezentate în Capitolul 2 / 3, pe baza facturilor de energie electrică disponibile pentru perioada 01.08.2025 – 31.07.2026;
- **AC.2 – Producția anuală estimată:** Determinată prin rularea de simulări utilizând soluția software de specialitate PV SYST pentru fiecare amplasament propus în analiză. Pentru asumarea unei valori corecte, a fost considerat și fenomenul de **Degradare Indusă de Lumină** (LID – Light Induced Degradation) care afectează modulele fotovoltaice încă din primul moment de funcționare în sensul scăderii producției efective a acestora. Drept urmare, a fost determinată producția anuală, pe ciclul de viață, al CEF propus. Valoarea indicată reprezintă producția estimată a CEF în primul an de exploatare, în condiții tehnico-energetice reale; producția medie multianuală, pe 20 de ani, este prezentată distinct ca indicator I.3.

- **AC.3 – Raportul dimensionării autoconsumului:** Determinat prin realizarea raportului dintre Producția anuală estimată (producția din primul an de exploatare) – AC.2 și Consumul anual de referință – **AC.1**;
- **AC.4 – Raportul putere stocare / putere PV:** determinat ca raport algebric între **puterea** caracteristică sistemelor de stocare și **puterea** instalată în invertoare (AC) a fiecărui amplasament în parte, ținând cont de diferențele de echipare dintre acestea (nr. panouri PV, nr. și tip invertoare, nr. și tip BESS);
- **AC.5 – Capacitatea de stocare a energiei:** Determinată prin însumarea **capacităților efective** aferente fiecărui amplasament în parte.

Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

Indicator	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	2,465	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală (medie pe 20 de ani) a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	1.509,70	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie (pe 20 de ani) de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	2.565,34	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile de energie solară pentru perioada de referință	51.306,73	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	11,88	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie solară	8,9602	MWh
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură	0	kW

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul AC.1	C_an (Consum anual de referință)	3.013.939,30	kWh/an
Indicatorul AC.2	P_an (Producția anuală estimată)	2.714.640,14	kWh/an
Indicatorul AC.3	R_ac (Raport dimensionare autoconsum)	0,901	-
Indicatorul AC.4	R_P (Raport putere stocare / putere PV)	1,82	-
Indicatorul AC.5	E_stoc (Capacitatea de stocare a energiei)	8.960,20	kWh

Tabelul 8.2 – Încadrarea indicatorilor AC.3, AC.4 și AC.5 în intervalele minim / maxim admise

ID	Valoare minimă	Valoare asumată	Valoare maximă
Indicatorul AC.3	-	$P_{an} / C_{an} = 2.714.640,14 / 3.013.939,30 = 0,901 [-]$	$R_{ac,max} = 1,10$ (cap. 1.7 din Ghidul solicitantului), respectiv $P_{an,max} = 1,10 \times 3.013.939,30 = 3.315.333,23$ [kWh/an]
Indicatorul AC.4	$P_{BESS} / P_{inverter} = 2,465 / 2,465 = 1 [-]$	$4,4863 / 2,465 = 1,82 [-]$	-
Indicatorul AC.5	$2 \text{ h} \times 2,465 \text{ MWAC} = 4,93$ [MWh]	8,9602 [MWh]	$4 \text{ h} \times 2,465 \text{ MWAC} = 9,86$ MWh

BIBLIOGRAFIE

- [1] D. G. p. A. A. Comisia Europeană, „Îndrumări asupra interpretării Anexei I din Directiva EU ETS (în afară de activitățile legate de aviație),” 2010.
- [2] „EIB,” Available: <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>.
- [3] G. României, „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2022 - 2030,” 2024.
- [4] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [5] M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, „A review on peak load shavings strategies,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- [6] Z. M. V. M. ș. V. S. Rahimi A., „A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems,” Proceedings of the North American Power Symposium, IEEE, pp. 1-5, 2013.
- [7] S. S. ș. C. S., „Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” Renewable Sustainable Energy Reviews, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [8] L. Y. M. S. Chua K.H., „Energy Storage systems for peak shaving,” International Journal of Energy Sector Management, vol. 10, pp. 3-18, 2016.
- [9] V. d. B. K. ș. D. E., „Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs,” Energy Conversion Management, vol. 97, pp. 70-75, 2015.
- [10] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [11] G. României, „PNRR,” 24 01 2022. Available: <https://mfe.gov.ro/pnrr/>.
- [12] Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH>.
- [13] „IPIECA,” Available: <https://www.ipieca.org>.
- [14] „WARTSILA,” Available: <https://www.wartsila.com>.
- [15] W. Amjad, M. Shahid, A. Munir, F. Asghar și O. Manzoor, „Energy Assessment of a Combined Cycle Power Plant through Empirical and Computational Approaches: A

- Case Study,” Eng. Proceedings, vol. 12, nr. 25, 2021.
- [16] M. Islam, M.Hasanuzzaman, A.K.Pandey și N.A.Rahim, „Chapter 2 – Modern Energy Conversion Technology,” în Energy for Sustainable Development. Demand, Supply, Conversion and Management, 2020, pp. 19-39.
 - [17] „POWERMAG,” Available: <https://www.powermag.com/another-world-record-for-combined-cycle-efficiency/>.
 - [18] A. D. Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, L. D. Vos, A. Dadkhah și G. Dekelver, „ASSET Study on Technology Pathways in decarbonisation scenarios,” Publications Office of the European Union, 2020.
 - [19] A. A.-V. ș. F. N.-H. Daniel Lugo-Laguna, „A EUropean Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology,” Sustainability, vol. 13, pp. 1-25, 2021.
 - [20] World Bank Group, „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,” World Bank Group, 2020.
 - [21] U. S. Environmental Protection Agency - Combined Heat and Power Partnership, „Catalog of CHP Technologies,” 2017.
 - [22] U.S. Energy Information Administration, „Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,” 2016.
 - [23] International Energy Agency , „Gas 2020,” 2019.
 - [24] Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009.
 - [25] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
 - [26] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
 - [27] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a

Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814,” 2018.

- [28] Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
- [29] Ministerul Energiei, Anton ANTON, „Memorandum – Prezentarea opțiunilor pentru utilizarea instrumentelor de finanțare specificate de Directiva (UE) 2018/410 și decizia României privind implementarea acestora,” 2019.
- [30] Laurențiu Miron Goia, Gheorghe Bălan, Teofil Ișfanu, Alexandru Tănăsescu, Tratatul neutru al rețelelor de medie tensiune, București: Editura Tehnică, 1985.
- [31] International Electrotechnical Committee , „IEC 60909 - Short - Circuit Currents in three - phase a.c. systems,” 2016.
- [32] ***, „PE 134/1995 - Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”.
- [33] <https://www.neplan.ch/>.
- [34] C. Europeana, „Orientărilor CE privind anumite măsuri de ajutor de stat acordate în contextul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră după 2021,” 21 September 2020.
- [35] „Investing.com,” Available: <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>.
- [36] „EC.Europa.EU,” Available: https://ec.europa.eu/info/news/energy-efficiency-first-accelerating-towards-2030-objective-2019-sep-25_en.
- [37] Comisia Europeană, „Recomandările Comisiei privind transpunerea obligațiilor privind economia de energie sub incidența Directivei privind Eficiența Energetică,” 25.09.2019..
- [38] David Felman et al., „U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020,” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324, 2021.