

METODOLOGIA

cu privire la amplasarea, instalarea și demontarea centralelor electrice fotovoltaice

I. DOMENIUL DE APLICARE

1. Metodologia cu privire la amplasarea, instalarea și demontarea centralelor electrice fotovoltaice (în continuare - *Metodologia*) stabilește cadrul normativ și tehnic pentru proiectarea, instalarea, exploatarea și dezafectarea centralelor electrice fotovoltaice utilizate pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile pe teritoriul Republicii Moldova, indiferent de capacitatea instalată, de tipul amplasamentului sau regimul de exploatare. Metodologia se aplică tuturor tipurilor de centrale electrice fotovoltaice, inclusiv:

- montate la sol, cu structuri fixe (unghi de înclinare constant) sau cu sisteme de urmărire solară (single-axis sau dual-axis);
- instalate pe acoperișuri, indiferent de tipul clădirii (rezidențiale, industriale, comerciale sau publice);
- plutitoare, amplasate pe bazine artificiale, lacuri sau alte suprafețe de apă;
- integrate în clădiri (BIPV), inclusiv fațade, acoperișuri și elemente structurale active;
- sisteme mixte ce combină panouri fotovoltaice cu alte surse regenerabile de energie, în măsura în care componenta fotovoltaică este predominantă.

Prevederile prezentei metodologii se aplică tuturor tipurilor de instalații fotovoltaice, indiferent de amplasamentul fizic al acestora, completând cerințele specifice prevăzute Codul Funciar al Republicii Moldova nr. 22/2024 și alte acte normative pentru terenurile utilizate la instalarea centralelor electrice fotovoltaice la sol.

2. Metodologia are ca scop principal asigurarea dezvoltării durabile a sectorului energiei regenerabile prin implementarea unor cerințe tehnice unitare, care să garanteze:

- 2.1 siguranța și fiabilitatea centralelor electrice fotovoltaice;
- 2.2 protejarea mediului și utilizarea rațională a resurselor naturale;
- 2.3 integrarea centralelor electrice fotovoltaice în sistemul energetic național.

3. Metodologia are caracter tehnic și este destinat:

- 3.1 proiectanților și dezvoltatorilor de centrale electrice fotovoltaice;
- 3.2 autorităților publice locale și centrale cu competențe în domeniu;
- 3.3 operatorilor de sistem;
- 3.4 investitorilor, proprietarilor de terenuri și clădiri;
- 3.5 tuturor părților implicate în procesul de planificare, autorizare, instalare și exploatare a centralelor electrice fotovoltaice.

4. Prevederile metodologiei sunt, de asemenea, aliniate cu Normele minime de exploatare a centralelor și rețelelor electrice, elaborate de către Agenția Națională de Reglementare în Energetică (în continuare - ANRE) și standardele recunoscute la nivel, inclusiv:

- IEC 62548-1:2023 - Sisteme fotovoltaice - Partea 1: Cerințe de proiectare;
- IEC 61215-1:2021 - Module fotovoltaice terestre - Calificarea proiectării și omologarea de tip - Partea 1: Cerințe de încercare;

- IEC 61730-1:2023 - Calificarea siguranței modulelor fotovoltaice - Partea 1: Cerințe de construcție;
- IEC 61730-2:2023 - Calificarea siguranței modulelor fotovoltaice - Partea 2: Cerințe de testare;
- IEC 62109-1:2010 - Siguranța convertoarelor de putere utilizate în sistemele fotovoltaice - Partea 1: Cerințe generale;
- IEC 62109-2:2011 - Siguranța convertoarelor de putere utilizate în sistemele fotovoltaice - Partea 2: Cerințe specifice pentru invertor;
- IEC 62446-1:2016/A1:2018 – Sisteme fotovoltaice - Cerințe pentru testare, documentație și mentenanță - Partea 1: Sisteme conectate la rețea - Documentație, teste de punere în funcțiune și inspecție;
- IEC 62930:2017 - Cabluri electrice pentru sisteme fotovoltaice cu tensiune nominală de 1,5 kV c.c.;
- IEC 62817:2014 - Sisteme fotovoltaice - Calificarea proiectării trackerelor solare;
- IEC 60332-1-2:2025 - Încercări pentru cabluri electrice și optice în condiții de incendiu - Partea 1-2: Test de propagare verticală a flăcării pentru un singur cablu;
- ISO 12944:2018 - Vopsele și lacuri – Protecția anticorozivă a structurilor din oțel prin sisteme de vopsire de protecție;
- EN 13501-1:2019 - Clasificarea la foc a produselor pentru construcții și a elementelor de construcție - Partea 1: Clasificare pe baza datelor din testele de reacție la foc;
- EN 1990 - EN 1997 - Eurocoduri pentru proiectarea structurală;
- IEEE 1547-2018 Standard pentru interconectarea și interoperabilitatea resurselor energetice distribuite cu rețelele electrice;

5. Prezenta Metodologie se aplică pentru:

5.1 centrale electrice fotovoltaice on-grid, racordate direct sau indirect la rețeaua electrică de distribuție sau transport, cu injectare totală sau parțială a energiei electrice;

5.2 centrale electrice fotovoltaice autonome, independente, utilizate pentru autoconsum, stocare sau alimentarea zonelor izolate care nu sunt racordate la rețeaua electrică.

6. Pentru anumite cerințe tehnice (de ex. unghiuri de înclinare, distanțe între rânduri, ventilație pe acoperișuri, rezistența materialelor, protecția solului, accesibilitatea și întreținerea), prevederile metodologiei sunt obligatorii pentru centralele electrice fotovoltaice racordate la rețeaua electrică publică, iar în cazul centralelor electrice fotovoltaice autonome, aceste cerințe pot fi adaptate în funcție de necesitățile utilizatorului, condițiile locale și scopul instalației, cu respectarea principiilor generale de siguranță și performanță energetică.

7. Prezenta metodologie nu se aplică următoarelor categorii de echipamente și instalații:

7.1 centralele electrice fotovoltaice experimentale sau proiectele-pilot realizate exclusiv în scopuri de cercetare-dezvoltare;

7.2 centrale electrice fotovoltaice mobile (ex.: vehicule electrice, rulote, bărci) echipate cu panouri solare integrate, utilizate doar pentru consum propriu;

7.3 centrale electrice fotovoltaice destinate exclusiv alimentării temporare în cadrul unor evenimente sau șantiere mobile

II. DEFINIȚII

8. În sensul prezentei metodologii se aplică următoarele definiții și acronime:

centrală electrică fotovoltaică (PV) – ansamblul complet de echipamente și instalații destinate conversiei energiei solare în energie electrică, incluzând modulele fotovoltaice, structurile de susținere, cablurile, dispozitivele de protecție, echipamentele de conversie a energiei și echipamentele de monitorizare, care poate avea incorporată și instalație de stocare;

centrală electrică fotovoltaică racordată la rețeaua electrică – centrală electrică PV care injectează total sau parțial energia electrică produsă în rețeaua electrică de distribuție;

centrală electrică fotovoltaică autonomă – centrală electrică PV independent, care nu este racordată la rețeaua electrică de distribuție, destinat consumului propriu, care poate include sau nu sisteme de stocare a energiei;

centrală electrică fotovoltaică hibridă – centrală electrică fotovoltaică echipată cu acumulatori, capabil să funcționeze atât racordată la rețeaua electrică de distribuție, cât și autonom, asigurând flexibilitate în alimentare, optimizarea autoconsumului și continuitatea furnizării energiei;

centrală electrică mixtă – instalație care combină panouri fotovoltaice cu alte surse de energie (eoliană, biomasă, diesel etc.), cu sau fără posibilitatea de racordare la rețeaua electrică de distribuție, utilizată în special pentru diversificarea surselor și reducerea dependenței de un singur tip de tehnologie;

BIPV (Building Integrated Photovoltaics) – centrală electrică fotovoltaică integrată în elemente constructive ale clădirii (acoperiș, fațadă, pereți), având atât rol structural, cât și funcție energetică;

centrală electrică fotovoltaică plutitoare – centrală electrică fotovoltaică amplasată pe suprafețe de apă (lacuri, bazine artificiale, baraje) utilizând structuri flotante special concepute, cu cerințe specifice privind stabilitatea, protecția mediului și siguranța la foc;

Modul fotovoltaic (panou fotovoltaic) – unitatea constructivă formată dintr-un ansamblu de celule fotovoltaice interconectate, încapsulate și protejate mecanic, destinată conversiei energiei solare în energie electrică continuă;

Invertor fotovoltaic – echipament electronic destinat conversiei energiei electrice în curent continuu (DC) generate de modulele fotovoltaice în energie electrică în curent alternativ (AC), compatibilă cu parametrii rețelei electrice de distribuție sau a sarcinii locale;

Stocare a energiei electrice (ESS) – proces tehnologic, în sistemul electroenergetic, care constă în amânarea utilizării finale a energiei electrice pentru un moment ulterior momentului producerii sau în transformarea energiei electrice într-o formă de energie care poate fi stocată, stocarea energiei respective și reconversia ulterioară a energiei respective în energie electrică sau utilizarea acesteia în alt purtător de energie;

Sistem de urmărire solară – structură mecanică și sistem de control care permite orientarea dinamică a modulelor fotovoltaice în funcție de poziția soarelui, pentru maximizarea captării energiei. Tipuri: single-axis (urmărire pe un singur ax) și dual-axis (urmărire pe două axe);

Unghi de înclinare al panoului – unghiul format între planul panoului fotovoltaic și planul orizontal, stabilit în funcție de latitudinea geografică și orientarea instalației;

Distanța între rânduri – distanța orizontală minimă dintre rândurile succesive de module fotovoltaice, necesară pentru a preveni umbrirea și a optimiza producția de energie;

Producător de energie electrică PV – persoană fizică sau juridică responsabilă de exploatarea, monitorizarea, întreținerea și, după caz, comercializarea energiei electrice produse de o centrală electrică fotovoltaică;

Dezafectare – procesul de demontare, evacuare și eliminare controlată a echipamentelor unei centrale electrice fotovoltaice ajunsă la sfârșitul duratei de viață, precum și restaurarea amplasamentului la starea inițială sau la o stare compatibilă cu utilizarea ulterioară a terenului;

Sistem fotovoltaic plug-and-play – micro-sistem fotovoltaic cu putere nominală ≤ 800 W, destinat conectării directe la prize casnice, fără instalare permanentă și fără lucrări de racordare la rețea;

Funcția principală a amplasamentului – destinația de bază a terenului sau construcției pe care este instalat sistemul fotovoltaic, stabilită prin acte normative (de exemplu, teren agricol, zonă industrială, zonă protejată);

Operator de sistem – persoană juridică responsabilă de exploatarea și întreținerea rețelelor electrice de transport sau distribuție, în conformitate cu legislația națională și normele ANRE;

Sisteme antiincendiere – ansamblu de echipamente și măsuri constructive destinate prevenirii, detectării și limitării riscului de incendiu asociat instalațiilor fotovoltaice, Regulilor generale de apărare împotriva incendiilor în Republica Moldova, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 847/2022;

Grad de acoperire (Ground Coverage Ratio, GCR) – raportul dintre suprafața ocupată de modulele fotovoltaice și suprafața totală a terenului;

Factor de performanță (Performance Ratio, PR) – raportul dintre energia electrică efectiv livrată în rețeaua electrică de distribuție sau consumată și energia teoretică posibilă, indicând eficiența globală a centralei electrice fotovoltaice, independent de condițiile climatice locale;

Factor de capacitate (Capacity Factor, CF) – raportul dintre energia electrică efectiv produsă într-o perioadă de referință și energia maximă posibilă, dacă sistemul ar funcționa continuu la puterea nominală instalată;

Putere instalată – puterea nominală totală a modulelor fotovoltaice, exprimată în kilowați-putere (kWp), la condiții standard de testare (STC);

Condiții standard de testare (STC) – parametrii de laborator utilizați pentru caracterizarea modulelor fotovoltaice: iradiere 1000 W/m^2 , temperatură de celulă 25°C și spectru AM 1.5.

III. CERINȚE OBLIGATORII PENTRU CENTRALELE ELECTRICE PV

Secțiunea 1

Cerințe generale

9. Proiectarea, instalarea, exploatarea și dezafectarea centralelor electrice fotovoltaice trebuie realizate cu respectarea următoarelor principii generale:

9.1 Siguranță structurală și electrică – toate elementele centralei electrice fotovoltaice trebuie proiectate și executate astfel încât să asigure funcționarea sigură a centralei pe întreaga durată de viață, evitând riscurile de incendiu, electrocutare sau deteriorare mecanică.

9.2 Eficiență energetică și performanță – soluțiile tehnice adoptate trebuie să optimizeze producția de energie, să minimizeze pierderile și să asigure un factor de performanță (PR) și un factor de capacitate (CF) corespunzător condițiilor climatice și tehnologice din Republica Moldova.

9.3 Durabilitate și fiabilitate – echipamentele utilizate trebuie să fie certificate conform standardelor internaționale recunoscute (IEC, EN, ISO) și să fie dimensionate pentru condițiile climatice locale (vânt, zăpadă, temperatură, umiditate).

9.4 Protecția mediului – proiectarea și exploatarea trebuie să reducă la minimum impactul asupra mediului, inclusiv asupra solului, apei, biodiversității și peisajului.

9.5 Conformitate normativă – toate proiectele trebuie să respecte legislația națională și europeană în vigoare, precum și reglementările tehnice specifice, inclusiv normele ANRE privind instalarea și exploatarea instalațiilor și rețelelor electrice, standardele de siguranță la incendiu, regulamentele de urbanism și protecția mediului.

9.6 Documentație tehnică completă – proiectele trebuie să fie însoțite de documentație completă și actualizată, care să includă studii tehnice, planuri de execuție, rapoarte de evaluare a impactului asupra mediului conform prevederilor Legii nr. 86/2014 privind evaluarea impactului asupra mediului, certificate de conformitate pentru echipamente și scheme de conectare la rețea sau la sistemul autonom;

9.7 Recepția lucrărilor – este obligatorie verificarea respectării prevederilor capitolului IV al prezentei metodologii, inclusiv a distanțelor minime, a unghiului de înclinare, a fluxului liber de aer și a cerințelor constructive.

Secțiunea a 2-a

Eligibilitatea terenului

10. Instalarea centralelor electrice fotovoltaice este permisă numai pe terenurile și amplasamentele care respectă condițiile prevăzute de legislația în vigoare și de prezenta metodologie. Alegerea amplasamentului trebuie să asigure siguranța în exploatare, eficiența energetică și protecția mediului.

Secțiunea a 3-a

Zone permise

11. Construcția centralelor electrice fotovoltaice este permisă numai cu condiția obținerii avizelor necesare din partea autorităților competente, cu respectarea condițiilor tehnice și urbanistice aplicabile, pe următoarele tipuri de amplasamente:

11.1 terenuri agricole, terenuri degradate, neproductive sau scoase definitiv din circuitul agricol, conform art. 22, și art. 31 Codului Funciar al Republicii Moldova nr. 22/2024;

11.2 terenuri industriale, comerciale și platforme tehnologice existente;

11.3 acoperișuri și terase ale construcțiilor rezidențiale, industriale, comerciale sau publice, corespunzătoare din punct de vedere al rezistenței structurale și sub rezerva prevederilor pct. 74 din Regulile generale de apărare împotriva incendiilor în Republica Moldova, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 847/2022;

11.4 suprafețe de apă sau bazine artificiale, pentru instalații fotovoltaice plutitoare;

11.5 zone de infrastructură (de ex.: parcuri, centre logistice, clădiri auxiliare, spații tehnologice);

11.6 terenuri destinate activităților combinate, cum ar fi Agri-PV, cu respectarea reglementărilor specifice.

Secțiunea a 4-a

Zone restricționate

12. Instalarea sistemelor fotovoltaice este permisă numai cu condiția obținerii avizelor și acordurilor din partea autorităților competente, pentru:

12. 2 zone aflate în apropierea infrastructurilor critice (rețele electrice de transport, rețele electrice de distribuție, rețele de gaze naturale, rețele de energie termică conducte magistrale, rețele de aprovizionare cu apă și canalizare, conducte căi ferate, aeroporturi);

- 12.3 terenuri în pantă mare sau cu instabilitate geologică, unde sunt necesare studii suplimentare de stabilitate și evaluare a impactului asupra mediului conform prevederii Legii nr. 86/2014;
- 12.4 zone tampon adiacente ariilor naturale protejate, pentru care se impun evaluări suplimentare ale impactului asupra mediului, conform prevederilor Legii nr. 86/2014 privind evaluarea impactului asupra mediului și Legii nr. 94/2007 cu privire la rețeaua ecologică.

Secțiunea a 5-a

Zone interzise

- 13.** Instalarea sistemelor fotovoltaice este interzisă în următoarele situații:
- 13.1 arii naturale protejate incluse în rețeaua națională și europeană (Legea nr. 1538/1998 privind fondul ariilor naturale protejate de stat);
- 13.2 terenuri cu destinație forestieră, sub rezerva prevederilor art. 40-41 din Codul Funciar al Republicii Moldova (Cod nr. 22 din 15.02.2024), dacă nu există acte normative care să permită defrișarea controlată;
- 13.3 zone cu risc ridicat de inundații, alunecări de teren sau risc seismic major, conform prevederilor Codului Urbanismului și Construcțiilor al Republicii Moldova (Cod nr. 434 din 28.12.2023);
- 13.4 terenuri aflate în zone cu regim special de securitate sau protecție.

Secțiunea a 6-a

Cerințe suplimentare pentru eligibilitatea terenului

- 14.** Alegerea amplasamentului trebuie să fie fundamentată prin studii tehnice privind însorirea, stabilitatea solului, accesul la rețeaua electrică și impactul asupra mediului - conform prevederilor Legii nr. 86/2014 privind evaluarea impactului asupra mediului.
- 15.** În cazul terenurilor cu utilizare multiplă (parcuri industriale, zone de infrastructură), sistemele fotovoltaice trebuie integrate astfel încât să nu afecteze funcția principală a amplasamentului.
- 16.** Toate proiectele trebuie să respecte reglementările locale de urbanism și să obțină avizele și acordurile necesare înaintea demarării lucrărilor.

IV. CERINȚE CONSTRUCTIVE ȘI TEHNICE

Secțiunea 1.

Rezistența structurală și materiale utilizate

- 17.** Proiectarea și execuția structurilor de susținere pentru instalațiile fotovoltaice trebuie să asigure siguranța mecanică, durabilitatea și fiabilitatea pe întreaga durată de viață a sistemului. Dimensionarea elementelor structurale se va realiza în conformitate cu Codul Urbanismului și Construcțiilor al Republicii Moldova (Cod nr. 434/2023), Standardele Naționale și Normele minime de exploatare a centralelor și rețelelor electrice, elaborate și aprobate de către ANRE, ținând cont de condițiile climatice locale.
- 18.** Sarcini climatice:
- 18.1 Încărcări de vânt: structurile trebuie să reziste la viteze de referință ≥ 120 km/h, conform EN 1991-1-4;

18.2 Încărcări de zăpadă: dimensionarea se va face cu valori de referință de $\geq 2 \text{ kN/m}^2$, conform EN 1991-1-3;

18.3 Încărcări seismice: în zone cu risc seismic, fundațiile și structurile trebuie adaptate conform prevederilor Codului Urbanismului și Construcțiilor al Republicii Moldova (Cod nr. 434 din 28.12.2023).

18.4 Pentru instalațiile plutitoare sau BIPV, încărcările se evaluează separat, în funcție de specificul amplasamentului.

19. Materiale recomandate:

19.1 Oțel galvanizat la cald – pentru structuri de sol și montaj pe acoperiș;

19.2 Aluminiu anodizat – recomandat pentru BIPV și instalații plutitoare, datorită greutății reduse și rezistenței la coroziune;

19.3 Inox (oțel inoxidabil) – utilizat pentru elemente critice expuse umidității ridicate;

19.4 Protecții anticorozive – vopsiri speciale, tratamente de suprafață și acoperiri cu pulberi, conform ISO 12944.

20. Durabilitate și fiabilitate:

20.1 Durata de viață proiectată: ≥ 25 ani pentru instalațiile terestre, ≥ 30 ani pentru cele plutitoare și BIPV;

20.2 Îmbinările, șuruburile și ancorele vor fi dimensionate pentru a rezista la cicluri repetate de încărcare, prevenind fenomenul de oboseală a materialului.

21. Stabilitatea instalațiilor

21.1 Structurile trebuie să fie proiectate astfel încât să prevină răsturnarea, alunecarea sau deplasarea modulelor PV în condiții climatice extreme;

21.2 Pentru terenuri cu pantă $>15\%$, sunt obligatorii studii geotehnice și soluții suplimentare de ancorare;

21.3 Pentru instalațiile plutitoare, se vor utiliza sisteme de ancorare hidrodinamică adaptate variațiilor nivelului apei.

22. Protecția solului

22.1 Sunt permise doar structuri cu ancorare ușoară (șuruburi de sol, piloți metalici);

22.2 Utilizarea fundațiilor masive din beton este interzisă. Cu titlu de excepție, acestea pot fi utilizate în cazurile sistemelor de urmărire solară sau în cazul schimbării destinației terenurilor în construcții și amenajări, cu condiția expresă ca la dezafectare să fie complet eliminate, iar stratul fertil al solului să fie restaurat conform prevederilor punctului 44;

22.3 Orice lucrări de terasare sau modificare semnificativă a stratului de sol fertil sunt interzise, cu excepția cazurilor în care acestea se efectuează cu respectarea prevederilor art. 72 al Codului Funciar al Republicii Moldova nr. 22/2024.

Secțiunea a 2-a Unghiul optim de înclinare

23. Proiectarea unghiului de înclinare a modulelor fotovoltaice trebuie realizată astfel încât să se maximizeze producția anuală de energie și să se minimizeze pierderile prin umbrire, respectând în același timp cerințele de siguranță structurală și de integrare urbanistică.

23.1 Nerespectarea recomandărilor stabilite prin prezenta metodologie privind unghiul de înclinare a modulelor fotovoltaice se efectuează pe propria răspundere a investitorului.

24. Principii generale

24.1 Unghiul optim de înclinare β depinde de latitudinea geografică și de scopul instalației (maximizarea producției anuale sau sezoniere), Anexa 1;

24.2 Pentru Republica Moldova, situată între 45,5° N și 48,5° N, valorile optime ale unghiului pentru o producție anuală maximă variază, în medie, între aproximativ 30° și 35°;

24.3 Unghiuri mai mici (20°–30°) pot fi utilizate pentru a optimiza producția în sezonul cald, iar unghiuri mai mari (50°–60°) – pentru maximizarea producției în sezonul rece, Anexa 1.

25. Valori orientative pentru Republica Moldova:

Tabelul 1. Unghi optim anual și sezonier

Regiune	Latitudine medie (°N)	β optim anual (°)	β optim vară (°)	β optim iarnă (°)
Nord	~48°	~33°	~29°	~67°
Centru	~47°	~32°	~28°	~66°
Sud	~46°	~31°	~27°	~65°

Notă: Unghiul β reprezintă unghiul dintre planul modulelor și planul orizontal.

26. Sisteme cu structuri fixe și sisteme cu urmărire solară:

26.1 Structuri fixe: Unghiul se stabilește în faza de proiectare și rămâne constant pe durata exploatării. Sunt recomandate pentru proiecte rezidențiale, comerciale mici, BIPV și parcuri fotovoltaice, inclusiv de mare putere;

27. Particularități pentru sistemele fotovoltaice plutitoare:

27.1 Pentru sistemele fotovoltaice plutitoare, unghiul optim de înclinare trebuie dimensionat cu 5° – 10° mai mic decât valorile recomandate în Tabelul 1, pentru a limita solicitările hidrodinamice și riscul de instabilitate cauzat de vânt;

27.2 În cazul integrării sistemelor de urmărire solară pe platforme plutitoare, proiectantul este obligat să prezinte analize structurale suplimentare pentru a demonstra siguranța sistemului.

Secțiunea a 3-a

Distanța minimă între rânduri

28. Proiectarea distanței între rândurile de module fotovoltaice trebuie realizată astfel încât să se evite umbrirea între panouri în perioada critică a anului și să se asigure eficiența maximă a producției de energie.

30. Principii generale

30.1 Distanța minimă dintre rânduri se stabilește în funcție de lungimea panoului fotovoltaic L , unghiul de înclinare β și unghiul solar minim α specific amplasamentului, Anexa 2;

30.2 Proiectantul este obligat să ia în considerare perioada de iarnă (solstițiul de iarnă – 21 decembrie), când unghiul solar este cel mai redus și riscul de umbrire este maxim;

30.3 Valorile orientative ale distanței minime sunt prezentate în Tabelul 2, iar metodologia de calcul este descrisă în Anexa 2;

30.4 În cazul utilizării sistemelor de urmărire solară (single-axis sau dual-axis), distanțele trebuie dimensionate astfel încât să prevină umbrirea în toate pozițiile posibile ale modulului, conform parametrilor din Anexa 2.

31. Valori orientative pentru Republica Moldova:

(valorile din tabel sunt calculate pentru solstițiul de iarnă, 21 decembrie)

Tabelul 2. Distanța minimă între rânduri

Regiune	Latitudine medie (°N)	Unghi optim anual β (°)	Unghi solar minim α (°)	Distanță minim recomandată D (m)
Nord	~48°	~33°	~18,5°	$2,5 \times L$
Centru	~47°	~32°	~19,5°	$2,4 \times L$
Sud	~46°	~31°	~20,5°	$2,3 \times L$

Notă: L – lungimea modulului fotovoltaic, (m). Valorile detaliate și formula de calcul sunt prezentate în Anexa 2

32. Cerințe specifice

32.1 Pentru sistemele fotovoltaice amplasate pe terenuri cu pantă, distanțele între rânduri trebuie ajustate corespunzător pentru a compensa diferențele de nivel;

32.2 Pentru sistemele fotovoltaice plutitoare și BIPV, proiectantul trebuie să asigure, pe cât posibil, evitarea umbririi între module, ținând cont de configurația specifică a instalației. Distanțele se stabilesc în funcție de această configurație, iar riscul de umbrire trebuie analizat separat. Totodată, trebuie respectate cerințele de siguranță, accesibilitate și întreținere prevăzute de prezenta metodologie;

32.3 Orice abatere semnificativă de la distanțele recomandate scade performanța generală a instalației;

32.4 Proiectarea sistemelor în care umbrirea dintre rânduri depășește 2% din suprafața activă a modulelor în perioada de producție maximă (aprilie – septembrie) nu este recomandată.

Secțiunea a 4-a

Ventilația pe acoperișuri și soluții constructive pentru BIPV

33. Sistemele fotovoltaice montate pe acoperișuri trebuie proiectate și executate astfel încât să se asigure o ventilație naturală eficientă sub module, în scopul menținerii temperaturii de funcționare în limitele specificate de producător și al prevenirii pierderilor de performanță energetică.

34. Distanța minimă între acoperiș și modul

34.1 Distanța minimă dintre partea inferioară a modulului fotovoltaic și suprafața acoperișului trebuie să fie:

- ≥ 150 mm pentru modulele montate pe acoperișuri înclinate;
- ≥ 300 mm pentru modulele montate pe acoperișuri plane sau cu înclinație $\leq 5^\circ$.

34.2 Valoarea se aplică indiferent de unghiul de montaj al modulului; distanța se măsoară la marginea cea mai joasă a modulului;

34.3 Distanțele minime sunt stabilite pentru a asigura:

- ventilația naturală sub module;
- scurgerea eficientă a apei pluviale;
- prevenirea acumulărilor de umiditate sau zăpadă sub panouri.

34.4 În cazul sistemelor BIPV (Building Integrated Photovoltaics), ventilația trebuie asigurată prin soluții constructive dedicate: spațiu tehnic ventilat, canale de aerisire, panouri spate ventilate, distanțiere integrate sau goluri de ventilație integrate.

35. Distanțarea rândurilor pe acoperișuri plane

- 35.1 Distanța minimă între rândurile de module se stabilește astfel încât să se evite umbrirea între panouri și să se permită circulația liberă a aerului;
- 35.2 Calculul distanței se efectuează conform formulei generale și valorilor orientative din Anexa 2.

36. Condiții speciale pentru sisteme integrate

- 36.1 Pentru sistemele BIPV, proiectantul trebuie să demonstreze, prin calcule termice sau simulări CFD (*Computational Fluid Dynamics*), că temperaturile maxime la nivelul stratului suport nu depășesc limitele admise de producătorii materialelor de construcție;
- 36.2 Ventilația poate fi naturală sau forțată, dar trebuie să fie dimensionată astfel încât să prevină supraîncălzirea modulelor și pierderea performanței;
- 36.4 Soluțiile constructive trebuie să prevină acumularea de condens și să asigure protecția stratului de hidroizolație al acoperișului;
- 36.5 Sistemele BIPV trebuie proiectate astfel încât să permită accesul pentru inspecție și mentenanță a zonelor de ventilație, a componentelor integrate și a elementelor de fixare;
- 36.6 Pentru acoperișurile cu strat termoizolant sau cu finisaje sensibile la temperatură, este obligatorie utilizarea unor soluții constructive dedicate: spațiu tehnic ventilat, canale de aerisire, panouri spate ventilate, distanțiere integrate sau goluri de ventilație integrate, pentru a menține debitul de aer necesar sub panouri.

Secțiunea a 5-a

Centrale electrice fotovoltaice plutitoare

37. Sistemele fotovoltaice plutitoare trebuie proiectate și executate astfel încât să asigure siguranța structurală, stabilitatea mecanică, protecția mediului și eficiența energetică pe întreaga durată de viață a sistemului.

38. Stabilitate structurală și ancorare

- 38.1 Proiectarea sistemelor fotovoltaice plutitoare trebuie să respecte condițiile hidrodinamice locale: variațiile nivelului apei, curenții, valurile și încărcările de vânt;
- 38.2 Se vor utiliza structuri plutitoare modulare dimensionate conform sarcinilor maxime admise, testate pentru rezistență la șocuri mecanice și îngheț;
- 38.3 Sistemele trebuie prevăzute cu mecanisme de ancorare adecvate tipului de bazin (natural, artificial, baraj), cu rezistență certificată la variații de nivel și acțiuni dinamice;
- 38.4 Proiectantul va demonstra, prin calcule sau simulări, că deplasarea maximă a platformei nu afectează integritatea cablurilor și a conexiunilor electrice.

39. Materiale și protecție anticorozivă

- 39.1 Componentele expuse apei (pontoane, structuri metalice, elemente de fixare) trebuie realizate din materiale rezistente la coroziune: Polietilenă de înaltă densitate (HDPE), aluminiu anodizat, oțel galvanizat la cald, materiale compozite;
- 39.2 Panourile, cablurile și cutiile de joncțiune utilizate trebuie să aibă grad de protecție $IP \geq 67$ pentru componentele în contact cu apa sau umiditatea ridicată;
- 39.3 Este obligatorie utilizarea de cabluri rezistente la UV, cu protecție suplimentară împotriva rozătoarelor și păsărilor acvatică.

40. Protecția mediului și a calității apei

40.1 Materialele utilizate trebuie să fie netoxice și certificate pentru contact indirect cu apa; se interzice utilizarea materialelor care pot elibera compuși nocivi;

40.2 Proiectele de sisteme fotovoltaice plutitoare trebuie să includă măsuri pentru protecția ecosistemului acvatic, evitând reducerea excesivă a oxigenării apei sau afectarea biodiversității;

40.3 În zonele cu utilizare pentru alimentare cu apă potabilă, materialele și soluțiile constructive trebuie să respecte cerințele sanitare aplicabile.

41. Siguranță electrică și întreținere

41.1 Toate echipamentele electrice trebuie dimensionate și certificate pentru medii cu umiditate ridicată și riscuri de condens;

41.2 Conectorii și cutiile de joncțiune trebuie montate deasupra nivelului maxim al apei și să fie accesibile pentru inspecție și mentenanță;

41.3 Trebuie prevăzute pasarele tehnice sau alte soluții care să permită accesul personalului autorizat pentru inspecții, curățare și intervenții.

42. Evaluări și documentație tehnică

42.1 Proiectantul trebuie să prezinte documentația tehnică completă, incluzând:

- analiza hidrodinamică și studiul batimetric;
- calculele de stabilitate și ancorare;
- certificarea materialelor și a gradelor de protecție la pătrunderea obiectelor solide (precum praful) și lichidelor (precum apa) (*Ingress Protection – IP*);
- evaluarea impactului asupra mediului, acolo unde este cazul.

Secțiunea a 6-a Cerințe de mediu

43. Sistemele fotovoltaice trebuie proiectate, executate și exploatate astfel încât să minimizeze impactul asupra mediului, să conserve biodiversitatea și să protejeze resursele naturale, în conformitate cu legislația națională și europeană privind protecția mediului.

44. Protecția solului

44.1 Pe toată durata de viață a instalației, solul trebuie protejat împotriva eroziunii, tasării și degradării structurii sale naturale;

44.2 Este interzisă modificarea permanentă a stratului fertil al solului, cu excepția zonelor unde este necesară realizarea fundațiilor și a infrastructurii de acces. Infrastructura de acces trebuie să fie realizată din materiale reversibile (ex. pietriș compactat, grile ecologice, materiale drenante), cu impact minim asupra solului, și va fi eliminată integral la dezafectare, conform prevederilor punctului 51;

44.3 În cazul demontării instalației, stratul vegetal trebuie refăcut conform prevederilor legale;

44.4 Pentru instalațiile montate la sol, se recomandă utilizarea tehnicilor de ancorare reversibilă și a fundațiilor minime pentru a facilita restaurarea terenului la starea inițială.

45. Gestionarea apelor și prevenirea poluării

45.1 Sistemele trebuie proiectate astfel încât să nu afecteze regimul natural al apelor subterane sau de suprafață;

45.2 Este interzisă obstrucționarea scurgerilor naturale de apă și modificarea necontrolată a cursurilor de apă;

45.3 Pentru sistemele plutitoare, materialele folosite trebuie să fie certificate ca fiind rezistente la coroziune și nepoluante, fără emisii toxice în apă, conform prevederilor secțiunii 5 a capitolului 4;

45.4 Se vor implementa soluții de colectare a apelor pluviale în zonele cu risc de scurgeri accidentale de substanțe contaminante.

46. Conservarea biodiversității și a habitatelor naturale

46.1 Este interzisă amplasarea sistemelor fotovoltaice pe coridoare majore de migrație a păsărilor, în cazul parcurilor fotovoltaice cu putere instalată ≥ 400 kW;

46.2 Pentru instalațiile la sol se recomandă păstrarea stratului vegetal sub module pentru reducerea eroziunii și menținerea habitatelor pentru speciile locale;

46.3 Operatorul instalației este obligat să implementeze un plan de colectare selectivă și reciclare a echipamentelor scoase din uz, respectând legislația națională privind gestionarea deșeurilor.

Secțiunea a 7-a

Racordarea la rețeaua electrică

47. Reguli generale de racordare

47.1 Racordarea sistemelor fotovoltaice la rețelele electrice de distribuție sau transport se realizează în conformitate cu Hotărârea ANRE privind racordarea la rețelele electrice și prestarea serviciilor de transport și distribuție a energiei electrice, precum și cu alte acte normative aprobate de ANRE;

47.2 Condițiile tehnice de racordare sunt stabilite de operatorul de sistem, indicate în avizul de racordare.

48. Garanții financiare

48.1 Pentru proiectele care intră sub incidența cerințelor ANRE, constituirea garanției financiare se face conform Hotărârii Consiliului de Administrație al ANRE nr. 277/2025 privind garanțiile financiare de bună execuție a avizelor de racordare sau altor acte normative aprobate de ANRE aplicabile la data depunerii cererii;

48.2 Pentru instalațiile cu putere mică (≤ 200 kW), garanția financiară nu este obligatorie, exceptând cazurile prevăzute expres de legislația în vigoare.

49. Contorizarea și verificarea conformității

49.1 Evidența energiei electrice produse și livrate în rețeaua electrică se face conform normelor ANRE privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale;

49.2 Punerea în funcțiune a instalației este condiționată de obținerea avizului de verificare a conformității emis de operatorul de sistem, pe baza probelor și măsurărilor efectuate înainte de racordare.

Secțiunea a 8-a

Dezafectare și restaurare

50. Obligația de dezafectare

50.1 La finalul duratei de viață sau în cazul încetării definitive a activității, toate componentele sistemelor fotovoltaice (module, structuri metalice, cabluri, echipamente electrice, drumuri tehnologice, platforme) trebuie demontate complet și îndepărtate de pe amplasament;

50.2 Abandonarea echipamentelor sau a oricăror componente ale instalației pe teren este strict interzisă.

51. Restaurarea amplasamentului

51.1 Amplasamentul trebuie readus la starea inițială sau la o stare compatibilă cu destinația prevăzută prin documentele urbanistice și legislația în vigoare, inclusiv:

- demontarea completă a fundațiilor și elementelor de ancorare;
- îndepărtarea cablurilor îngropate, acolo unde este cazul;
- refacerea stratului fertil al solului, dacă acesta a fost afectat;
- nivelarea și pregătirea terenului pentru utilizările ulterioare.

51.2 Pentru instalațiile plutitoare, restaurarea presupune demontarea platformelor, ancorajelor și refacerea stării inițiale a ecosistemului acvatic;

51.3 Perioada maximă admisă pentru finalizarea lucrărilor de dezafectare și restaurare este de **9 luni** de la încetarea activității.

52. Responsabilitatea operatorului

52.1 Operatorul instalației fotovoltaice este responsabil pentru realizarea lucrărilor de dezafectare și restaurare a amplasamentului. Proprietarul suportă integral costurile aferente și asigură trasabilitatea procesului;

52.2 Toate echipamentele scoase din uz trebuie gestionate conform Hotărârii Guvernului nr. 212/2018 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice (DEEE), cu trasabilitate documentată.

V. OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

53. Obligații generale ale producătorului de energie electrică din surse regenerabile:

53.1 Producătorului de energie electrică din surse regenerabile este responsabil de exploatarea în condiții de siguranță, eficiență și conformitate cu proiectul tehnic aprobat și cu legislația aplicabilă;

53.2 Trebuie menținută funcționalitatea optimă a echipamentelor pe toată durata de viață a instalației;

57. Siguranță și protecția mediului

57.1 Producătorului de energie electrică din surse regenerabile trebuie să asigure măsuri de prevenire a incendiilor, inclusiv verificarea periodică a sistemelor de protecție la foc;

57.2 Echipamentele scoase din uz trebuie colectate și reciclate conform Hotărârii Guvernului nr. 212/2018 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice (DEEE);

57.3 Pentru instalațiile plutitoare, trebuie realizată periodic verificarea stabilității platformelor și a ancorajelor, precum și a calității apei în zona de amplasare;

VI. GUVERNANȚĂ ȘI AUTORIZARE

58. Procedura de autorizare

58.1 Obținerea autorizației de construire pentru sistemele PV se realizează conform prevederilor Codului Urbanismului și Construcțiilor al Republicii Moldova (Cod nr. 434 din 28.12.2023);

58.2 În cazul sistemelor PV cu putere instalată ≥ 1 MW, este obligatorie efectuarea evaluării impactului asupra mediului (EIM) conform Legii nr. 86/2014 privind evaluarea impactului asupra mediului și, după caz, a evaluării strategice de mediu;

58.3 Pentru instalațiile racordate la rețeaua electrică, avizul și condițiile tehnice de racordare se obțin conform HANRE nr. 168/2019 și altor acte normative ANRE aplicabile;

58.4 Dacă instalația este amplasată pe clădiri sau terenuri în zone protejate sau de patrimoniu, avizele suplimentare se obțin de la autoritățile competente în domeniul patrimoniului cultural și urbanismului.

59. Coordonarea cu alte reglementări

59.1 Metodologia se aplică împreună cu actele normative și standardele tehnice în vigoare, fără a le înlocui;

59.2 Operatorii și proiectanții sunt obligați să respecte cerințele prevăzute de legislația națională, standardele internaționale aplicabile și normele ANRE în materie de producere, transport și distribuție a energiei electrice;

59.3 Autoritățile publice locale și naționale colaborează pentru monitorizarea respectării prevederilor prezentei metodologii;

59.4 Autorizarea centralelor de către comisia de autorizare a Ministerului Energiei în cazul în care puterea centralei este mai mare de 20 MW, în conformitate cu prevederile Regulamentului privind construcția/reconstrucția centralelor electrice, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 517/2024.

VII. BUNE PRACTICI RECOMANDATE

60. Optimizarea producției de energie

- Orientarea optimă a modulelor este spre sud ($\pm 15^\circ$), pentru a maximiza producția anuală;
- Pentru sisteme de urmărire solară, se recomandă selectarea tehnologiei adecvate în funcție de buget și condițiile climatice locale:

Tabelul 3. Specificații și performanțe ale sistemelor de urmărire solară

Tip sistem de urmărire solară	Avantaje principale	Creștere estimată a producției	Limitări
Single-axis	Optimizează producția zilnică, urmărind soarele pe un singur ax.	+15% ... +20%	Costuri moderate, uzură mecanică medie
Dual-axis	Menține unghiul optim tot anul, inclusiv iarna.	+30% ... +40%	Costuri ridicate, complexitate mare, mentenanță mai dificilă

61. Monitorizare și prognoză energetică

- Se recomandă instalarea stațiilor meteo locale în cadrul parcurilor fotovoltaice pentru:
 - prognozarea producției de energie în timp real;
 - monitorizarea parametrilor climatici (radiație solară, temperatură, umiditate, viteza vântului);
 - compararea producției estimate cu cea reală, pentru optimizarea performanței.

- Implementarea algoritmilor de predicție a producției PV ajută la integrarea eficientă a energiei în rețea și la planificarea mentenanței;

62. Siguranță și protecție avansată

- Pentru instalațiile cu putere > 500 kW, se recomandă integrarea senzorilor de temperatură și a detectoarelor de fum, conectate la sistemele de monitorizare centralizată;
- Se recomandă trasarea subterană a cablurilor, în special pentru sistemele la sol cu putere instalată > 500 kW, pentru reducerea riscurilor de avarie și protecția echipamentelor, cu respectarea normelor de siguranță și a cerințelor operatorului de rețea;
- În parcurile fotovoltaice situate în apropierea drumurilor publice, se recomandă implementarea soluțiilor constructive anti-orbire pentru prevenirea riscurilor asupra traficului rutier;
- Pentru siguranța centralei se recomandă efectuarea lucrărilor de carte un instalator certificat, înregistrat în Registrul instalatorilor de sisteme SER, gestionat de către IP Centrul Național pentru Energie Durabilă.

63. Integrarea vizuală și acceptabilitatea socială

- Pentru instalațiile la sol, se recomandă integrarea vizuală prin baraje vegetale sau garduri verzi pentru reducerea impactului vizual asupra comunităților locale;
- Pentru proiectele mari (> 1 MW), se recomandă consultarea comunităților și autorităților locale încă din faza de proiectare, pentru reducerea opoziției sociale.

64. Sisteme fotovoltaice plutitoare

- Recomandări specifice pentru PV plutitoare:
 - utilizarea materialelor rezistente la coroziune și la radiații UV (structuri din aluminiu, HDPE);
 - verificarea periodică a stabilității pontoanelor și a ancorării pentru prevenirea deplasării;
 - implementarea sistemelor automate de monitorizare pentru detectarea rapidă a eventualelor scurgeri sau alte deficiențe de ordin tehnic.

65. Sisteme BIPV (Building-Integrated PV)

- Recomandări pentru integrarea în clădiri:
 - utilizarea materialelor certificate ETFE / EVA pentru rezistență mecanică și protecție UV;
 - respectarea cerințelor de siguranță la incendiu conform Hotărârii Guvernului nr. 847/2022 pentru aprobarea Regulilor generale de apărare împotriva incendiilor;
 - integrarea cu sistemele inteligente de management al clădirilor (BMS) pentru optimizarea consumului local.

VIII. METODOLOGIA DE DETERMINARE A UNGHIULUI OPTIM DE ÎNCLINARE A MODULELOR FOTOVOLTAICE

1. Definiție

În sensul prezentei metodologii, unghiul optim de înclinare (β) reprezintă unghiul format între planul modulelor fotovoltaice și planul orizontal, determinat astfel încât să se maximizeze producția de energie electrică, ținând cont de latitudinea amplasamentului și de obiectivele de funcționare ale instalației (maximizarea producției anuale sau sezoniere, integrare arhitecturală etc.), (Figura A1.1).

2. Formula de calcul

Unghiul optim se determină conform relației:

$$\beta = \Phi - \delta$$

unde:

- β – unghiul optim de înclinare al modulului, °;
- Φ – latitudinea geografică a amplasamentului, °;
- δ – declinația solară corespunzătoare perioadei de interes, °.

Notă:

- Relația de mai sus este valabilă doar pentru momentul amiezii solare (când unghiul orar $\omega = 0^\circ$) și modulul orientat strict spre sud (unghiul azimutal $\gamma = 0^\circ$);
- Pentru alte valori ale unghiului orar și azimutal, determinarea unghiului optim de înclinare se realizează utilizând formule mai complexe, care țin cont de variația poziției Soarelui pe parcursul zilei;
- Unghiul orar (ω) reprezintă unghiul care descrie poziția aparentă a Soarelui pe bolta cerească la un moment dat. Acesta este zero la trecerea Soarelui peste meridianul local (amiază solară), este pozitiv spre est (înainte de amiază, răsărit) și negativ spre vest (după amiază, apus). Soarele parcurge pe bolta cerească un unghi de 15° pe oră, iar poziția sa la o oră dată T (exprimată în ore solare) se determină conform relației: $\omega = 15 \cdot (12 - T)$;
- Sistemele fotovoltaice fixe montate la sol, precum și sistemele fotovoltaice plutitoare, trebuie orientate strict spre sud (unghiul azimutal $\gamma = 0^\circ$).

Exemplu orientativ pentru zona centrală a Republicii Moldova ($\Phi \approx 47^\circ$ N):

- Pentru maximizarea producției anuale, se consideră declinația solară medie pentru perioada caldă a anului (aprilie – septembrie), $\delta \approx +15^\circ$ (conform tabelului A1.1), ceea ce determină un unghi optim de înclinare de aproximativ $\beta \approx 32^\circ$;
- Pentru maximizarea producției în sezonul rece, se consideră declinația solară medie pentru perioada rece (octombrie – martie), $\delta \approx -15^\circ$ (conform tabelului A1.1), rezultând un unghi optim de înclinare de aproximativ $\beta \approx 62^\circ$.

3. Schema ilustrativă

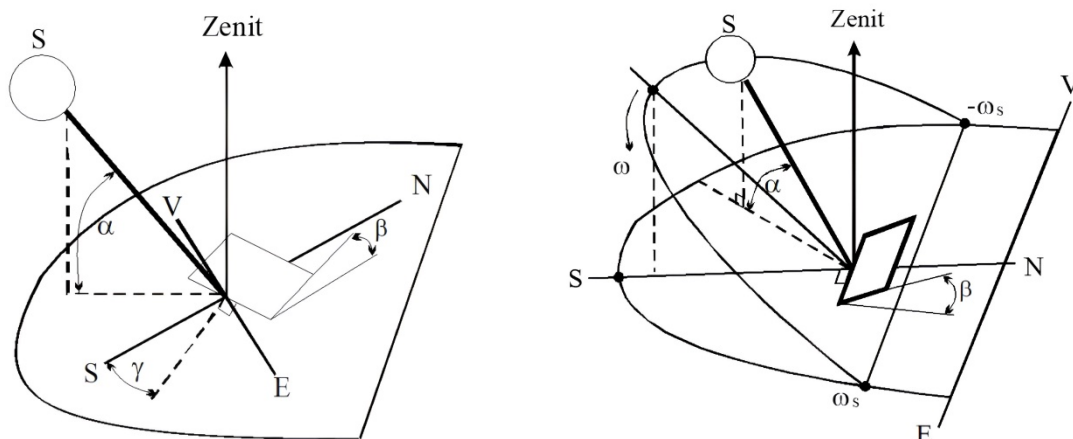


Figura A1.1. Reprezentarea geometrică a unghiurilor: înclinare (β), azimutal (γ), unghiul solar (α) și unghiul orar (ω)

4. Tabelul valorilor orientative

Tabelul A1.1. Unghiul optim lunar de înclinare β pentru Republica Moldova

Luna	δ declinația solară medie lunară ($^{\circ}$)	Nord ($\sim 48^{\circ}\text{N}$)	Centru ($\sim 47^{\circ}\text{N}$)	Sud ($\sim 46^{\circ}\text{N}$)
Ianuarie	~ -21	$\sim 69^{\circ}$	$\sim 68^{\circ}$	$\sim 67^{\circ}$
Februarie	~ -13	$\sim 61^{\circ}$	$\sim 60^{\circ}$	$\sim 59^{\circ}$
Martie	~ -2	$\sim 50^{\circ}$	$\sim 49^{\circ}$	$\sim 48^{\circ}$
Aprilie	$\sim +9$	$\sim 39^{\circ}$	$\sim 38^{\circ}$	$\sim 37^{\circ}$
Mai	$\sim +19$	$\sim 29^{\circ}$	$\sim 28^{\circ}$	$\sim 27^{\circ}$
Iunie	$\sim +23$	$\sim 25^{\circ}$	$\sim 24^{\circ}$	$\sim 23^{\circ}$
Iulie	$\sim +21$	$\sim 27^{\circ}$	$\sim 26^{\circ}$	$\sim 25^{\circ}$
August	$\sim +13$	$\sim 35^{\circ}$	$\sim 34^{\circ}$	$\sim 33^{\circ}$
Septembrie	$\sim +2$	$\sim 46^{\circ}$	$\sim 45^{\circ}$	$\sim 44^{\circ}$
Octombrie	~ -10	$\sim 58^{\circ}$	$\sim 57^{\circ}$	$\sim 56^{\circ}$
Noiembrie	~ -19	$\sim 67^{\circ}$	$\sim 66^{\circ}$	$\sim 65^{\circ}$
Decembrie	~ -23	$\sim 71^{\circ}$	$\sim 70^{\circ}$	$\sim 69^{\circ}$

5. Considerații speciale

- Pentru sisteme cu sisteme de urmărire solară single-axis sau dual-axis, unghiul β se ajustează dinamic. Valorile prezentate în tabel au caracter orientativ. Pentru proiectarea detaliată, proiectantul este obligat să utilizeze simulări dedicate pentru determinarea optimă a unghiului β ;
- Pentru sistemele BIPV (Building Integrated Photovoltaics) unghiul β nu se determină doar pe baza latitudinii, dar și de geometria clădirii, înclinația acoperișului/fațadelor și eventualele umbriri generate de elemente arhitecturale sau construcții învecinate;
- Pentru instalațiile fotovoltaice plutitoare, unghiul β trebuie adaptat pentru reducerea solicitărilor hidrodinamice. Valorile orientative din tabel trebuie corectate cu 5° – 10° în minus. Analizele structurale detaliate rămân obligatorii conform secțiunii 1 a capitolului 4.

6. Cerințe suplimentare

- Pentru instalațiile conectate la rețea, unghiul β trebuie proiectat pentru maximizarea producției anuale;

- Pentru instalațiile autonome, unghiul β se poate optimiza pentru sezonul cu cererea maximă de energie.

ANEXA 2

METODOLOGIA DE DETERMINARE A DISTANȚEI MINIME ÎNTRE RÂNDURILE DE MODULE FOTOVOLTAICE

1. Definiție

În sensul prezentei metodologii, distanța între rânduri reprezintă distanța orizontală pe sol dintre marginile inferioare ale panourilor din două rânduri consecutive. Aceasta include atât proiecția panoului pe sol, cât și umbra maximă generată de acesta, determinată pentru unghiul solar minim specific amplasamentului (Figura A2.1).

2. Formula de calcul

Distanța minimă recomandată între rânduri se calculează conform relației:

$$D = L \cdot \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right)$$

unde:

- D – distanța minimă între rânduri, m ;
- L – lungimea modulului fotovoltaic, m ;
- β – unghiul de înclinare a modulului față de orizontală, $^{\circ}$;
- α – unghiul solar minim pentru amplasament (calculat pentru solstițiul de iarnă), $^{\circ}$.

3. Schema ilustrativă

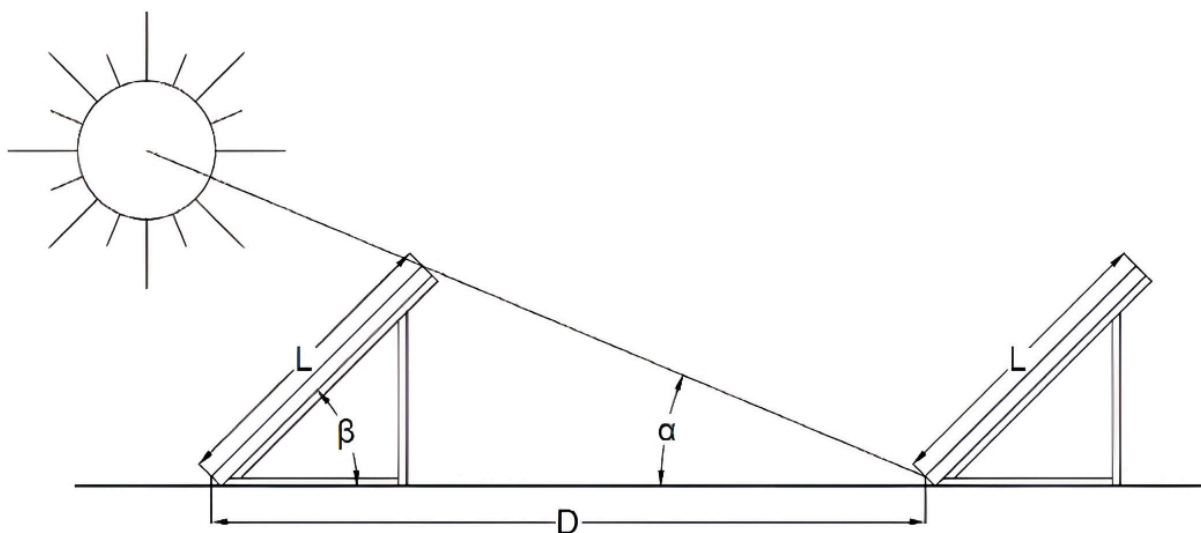


Figura A2.1. Schema geometrică pentru calculul distanței minime între rânduri

Legendă:

- L – lungimea modulului;
- β – unghiul de înclinare al modulului;

- α – unghiul solar minim;
- D – distanța minimă între rânduri.

4. Tabelul valorilor orientative

Tabelul A2.1. Valorile orientative ale distanței minime între rânduri în funcție de latitudine

Latitudine (°N)	Unghi optim anual β (°)	Unghi solar minim α (°)	Distanță minim recomandată D (m)
48,5 – 48,3	$\sim 34^\circ$	$\sim 18,1 - 18,3^\circ$	$2,6 \times L$
48,2 – 47,5	$\sim 33^\circ$	$\sim 18,4 - 19,1^\circ$	$2,5 \times L$
47,4 – 47,2	$\sim 33^\circ$	$\sim 19,2 - 19,4^\circ$	$2,4 \times L$
47,1 – 46,7	$\sim 32^\circ$	$\sim 19,5 - 19,9^\circ$	$2,4 \times L$
46,6 – 46,2	$\sim 32^\circ$	$\sim 20,0 - 20,4^\circ$	$2,3 \times L$
46,1 – 45,7	$\sim 31^\circ$	$\sim 20,5 - 20,9^\circ$	$2,3 \times L$
46,6 – 45,5	$\sim 31^\circ$	$\sim 21,0 - 21,1^\circ$	$2,2 \times L$

Notă:

- Valorile sunt calculate pentru solstițiul de iarnă (21 decembrie);
- Formula detaliată permite proiectantului să determine distanța exactă în funcție de latitudinea precisă a amplasamentului și dimensiunile reale ale modulului;
- Pentru terenurile cu pantă, valoarea D trebuie corectată în funcție de diferențele de nivel;
- Pentru proiectele de mare anvergură, proiectantul poate majora valoarea lui D pentru a asigura accesul echipamentelor de mentenanță.

5. Considerații speciale

5.1. Sisteme de urmărire solară

- Pentru instalațiile cu sisteme de urmărire solară single-axis sau dual-axis, distanța dintre rânduri trebuie dimensionată astfel încât să prevină umbrirea în toate pozițiile posibile ale modulului;
- Se recomandă utilizarea simulărilor solare specializate pentru optimizarea valorilor D .

5.2. Sisteme BIPV și fotovoltaice plutitoare

- Pentru BIPV (Building Integrated Photovoltaics), proiectantul trebuie să efectueze o analiză separată a riscului de umbrire pe durata întregului an, aplicând calcule individuale în funcție de geometria clădirii și poziționarea fațadelor;
- Pentru sistemele fotovoltaice plutitoare, distanțele între rânduri se stabilesc în funcție de configurația specifică a instalației și condițiile hidrodinamice;
- În aceste cazuri, distanța între module trebuie determinată în primul rând de cerințele de accesibilitate și întreținere. Se recomandă păstrarea unui spațiu minim suplimentar, adaptat proiectului, pentru reducerea efectului de umbrire și facilitarea mentenanței.

TIPURI DE SISTEME FOTOVOLTAICE – DESCRIERE ȘI APLICAȚII

Tabelul A3.1. Tipuri de sisteme fotovoltaice

Tip sistem	Descriere tehnică	Elemente esențiale	Aplicații tipice	Avantaje și limitări
Sisteme la sol	Module fotovoltaice montate pe structuri metalice fixate în fundații superficiale sau pe piloți forți	Module PV, structură de fixare, trasee cabluri, invertor, protecții, senzori, sistem de monitorizare	Parcuri fotovoltaice mari, ferme solare	Avantaj: Scalabilitate ridicată și producție mare; Limitare: Necesită teren extins și avize multiple
Sisteme pe acoperiș	Module montate pe structuri fixate de acoperiș, fără integrare structurală	Module PV, structură prindere, trasee cabluri, invertor, protecții, senzori, sistem de monitorizare	Clădiri rezidențiale, comerciale și industriale	Avantaj: Utilizare optimă a spațiului existent; Limitare: Suprafața și rezistența acoperișului pot fi restrictive
BAPV	Module aplicate pe clădiri, montate pe structuri suplimentare, fără integrare în anvelopa clădirii	Module BAPV, sisteme fixare, trasee cabluri, invertor, protecții, senzori, monitorizare	Hale industriale, centre comerciale	Avantaj: Costuri reduse față de BIPV; Limitare: Integrare estetică limitată
BIPV	Module integrate structural în fațade, acoperișuri sau geamuri, având rol dublu: producere energie + element arhitectural	Module BIPV, rame de integrare, trasee cabluri, invertor, protecții, senzori, sistem monitorizare	Clădiri noi, proiecte arhitecturale premium	Avantaj: Integrare completă și estetică superioară; Limitare: Costuri ridicate și eficiență mai redusă
Sisteme plutitoare	Module montate pe platforme plutitoare, ancorate și conectate la rețea prin cabluri submersibile	Module PV, flotoare, ancore, trasee cabluri submersibile, invertor, senzori, monitorizare	Baraje, lacuri artificiale, bazine de acumulare	Avantaj: Utilizează suprafețe neproductive; Limitare: Costuri ridicate și mentenanță mai complexă
Sisteme de urmărire solară single-axis	Structura permite rotația modulelor pe un singur ax, optimizând producția zilnică de energie (~+15...20%)	Module PV, ax rotativ, actuator, invertor, senzori radiație, sistem de monitorizare	Ferme fotovoltaice mari	Avantaj: Creștere semnificativă a producției; Limitare: Necesită teren plan și mentenanță suplimentară
Sisteme de urmărire solară dual-axis	Permite orientarea modulelor pe două axe, menținând unghiul optim permanent (~+30...40%)	Module PV, mecanism dual, actuatore, invertor, senzori, sistem de monitorizare	Instalații premium, proiecte experimentale	Avantaj: Eficiență energetică maximă; Limitare: Costuri ridicate și complexitate tehnică mare

