



UNIUNEA EUROPEANĂ



# ROMÂNIA

Acord de Asistență Tehnică pentru Sprijinirea Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene în Evaluarea Utilizării Fondurilor Europene Structurale și de Investiții în sectorul energiei din România (P174407)

## Rezultatul 2

**Raport intermediar de evaluare a proiectelor selectate cu finanțare FESI finalizate și recomandări privind implementarea în perioada de programare POIM 2014-2020 și proiectarea perioadei de programare 2021-2027**

*Aprilie 2021*

Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene

**Livrabilul este aprobat de:**

Teodora Preoteasa, Director General

**Livrabilul este avizat de:**

Florentina Ciocănel, Director General Adjunct

Angelica Vlădescu, Șef serviciu

Claudia Măgdălina, Șef birou

Delia Crăciun, consilier superior – Manager de evaluare



MINISTERUL INVESTIȚIILOR  
ȘI PROIECTELOR EUROPENE



## **Declinarea responsabilității**

Acest raport este produsul Băncii Internaționale pentru Reconstrucție și Dezvoltare/Banca Mondială. Constatările, interpretările și concluziile exprimate în cadrul acestui document nu reflectă neapărat opiniile Directorilor Executivi ai Băncii Mondiale sau ale guvernelor pe care aceștia le reprezintă. Banca Mondială nu garantează acuratețea datelor incluse în acest document.

Acest raport nu reprezintă neapărat poziția Uniunii Europene sau a Guvernului României.

## **Declarație privind drepturile de autor**

Materialele din prezenta ediție sunt protejate prin drepturi de autor. Reproducerea și/sau transmiterea unor pasaje din prezentul document fără permisiune poate constitui o încălcare a legilor aplicabile.

Pentru a obține permisiunea de a fotocopia sau reimprima orice secțiune din prezentul document, vă rugăm să transmiteți o solicitare care să cuprindă informații complete fie către: (i) Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, România (1 – 1B Șos. București-Ploiești, Biroul Victoria Intrarea Strada Menuetului nr.7, Sector 1, București, 011171 România); fie către (ii) Grupul Băncii Mondiale România (Strada Vasile Lascăr, Nr. 31, Et.6, București, România).

*Raportul a fost predat în aprilie 2021 în cadrul Acordului pentru Servicii de Asistență Tehnică pentru Sprijinirea Ministerului Fondurilor Europene în Evaluarea Utilizării Fondurilor Europene Structurale și de Investiții (FESI) în sectorul energiei din România (P174407), încheiat între Ministerul Fondurilor Europene (în prezent, Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, din 23 decembrie 2020, și denumit în continuare astfel) și Banca Internațională pentru Reconstrucție și Dezvoltare în 30 iunie 2020. Acesta corespunde **Rezultatului 2** în temeiul acestui acord.*

# Cuprins

<b>Abrevieri .....</b>	<b>5</b>
<b>Sumar Executiv .....</b>	<b>7</b>
Constatări Cheie și Recomandări .....	11
<b>1. Context de Evaluare.....</b>	<b>15</b>
1.1. Obiectul evaluării: prezentare generală a POIM Energie .....	15
1.2. Context: contextul intervențiilor energetice POIM.....	18
1.3. Teoria Schimbării POIM.....	23
<b>2. Proiectare și metodologie de evaluare .....</b>	<b>26</b>
2.1. Obiectivele Evaluării .....	26
2.2. Cadru General de Evaluare .....	27
2.3. Metodologie .....	28
<b>3. Analiză și Interpretare .....</b>	<b>32</b>
3.1. Eficacitate .....	32
3.2. Coerență .....	44
3.3. Eficiență .....	46
3.4. Impact .....	51
3.5. Durabilitate .....	60
<b>4. Lecții învățate din PO Polonia și Lituania .....</b>	<b>66</b>
<b>5. Concluzii și recomandări .....</b>	<b>77</b>
5.1 Eficacitate .....	77
5.2 Coerență .....	78
5.3 Eficiență .....	79
5.4 Impact .....	80
5.5. Durabilitate .....	81
<b>Anexa A. Teoria Schimbării POIM.....</b>	<b>85</b>
<b>Anexa B. Matricea de evaluare (raport inițial) .....</b>	<b>86</b>
<b>Anexa C. Instrumente de colectare a datelor și selectarea proiectelor .....</b>	<b>91</b>
<b>Anexa D. Studii de caz .....</b>	<b>96</b>
<b>Anexa E. Documente de analiză documentară .....</b>	<b>142</b>
<b>Anexa F. Lista instituțiilor membre CCE POIM.....</b>	<b>144</b>

# Tabele

Tabelul 1.2. Starea de implementare POIM de la 31 ianuarie 2021 .....	15
Tabelul 1.3. Proiecte POIM legate de energie .....	17
Tabelul 0.4. Comparație între PO 2007-2013 și PO 2014-2020.....	22
Tabelul 1.5. Teoria Schimbării POIM .....	23
Tabelul 2.1. Lista Studiilor de Caz .....	30
Tabelul 2.2. Limitări metodologice.....	31
Tabelul 3.1. Rezumatul progreselor în realizarea rezultatelor finale și rezultatelor imediate ale programului.....	32
Tabelul 3.2. Rezultatele CBA ex ante.....	50
Tabelul 3.3. Progrese în îndeplinirea programului OS în sectoare, teritorii și grupuri vizate .....	51
Tabelul 3.4. Proiecte pilot pentru contorizare inteligentă .....	58
Tabelul 3.5. Efecte de propagare estimate .....	59
Tabelul 4.1. Prezentare generală a PO din România, Lituania și Polonia.....	68

## Abrevieri

ACB	Analiza cost-beneficiu
AM	Autoritatea de Management
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
AP	Axa Prioritară
CE	Comisia Europeană
CHP	producere combinată de energie electrică și energie termică
CSE	companie de servicii de energie
CTB	Conducta Trans-Balcanică
DRI	Direcția Regională de Infrastructură
EE	Eficiența energetică
FEDR	Fondul European de Dezvoltare Regională
FESI	Fonduri Europene Structurale și de Investiții
FV	fotovoltaic
GES	gaz cu efect de seră
GNL	gaz natural lichefiat
INS	Institutul Național de Statistică
ÎE	întrebare evaluare
ÎS	întreprinderi de stat
kgep	kilograme echivalent petrol
MDLPA	Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
ME	Ministerul Energiei
MIPE	Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene
MMAP	Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor
MW	megawatt
MWe	megawatt electric
MWh	megawatt oră
MWt	megawatt termic
mmc	miliarde de metri cubi
mtep	milioane de tone echivalent petrol
LEA	linie electrică aeriană
OSD	operator de sistem de distribuție
OS	Obiectiv Specific
PCI	producător de căldură independent
PEST	Politic, Economic, Sociologic, Tehnologic
PIC	Proiect de Interes Comun (UE)
PM <sub>10</sub>	particule cu diametrul mai mic de 10 micrometri
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
PNRR	Planul Național de Redresare și Reziliență
PO	Program Operațional
POIM	Programul Operațional Infrastructură Mare
POR	Program Operațional Regional
POS	Program Operațional Sectorial
RT	rețea de termoficare
SAIDI	Indicele de Durată Medie a Întreruperii Sistemului

SER	surse de energie regenerabile
SMART	specific, măsurabil, realizabil, relevant și limitat în timp
SNT	Sistemul Național de Transport
SWOT	puncte tari, puncte slabe, oportunități și amenințări
tCO <sub>2</sub> e	tone CO <sub>2</sub> echivalent
TS	teoria schimbării
UE	Uniunea Europeană

## Sumar Executiv

1. Raportul de evaluare include componentele energetice ale Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) pentru 2014-2020 (Axele 6, 7 și 8). O prezentare generală a modului în care a fost elaborat și implementării PO până în februarie 2021 într-un context mai larg a indicat următoarele:

- Deși tipurile de intervenții sunt similare cu alte PO în țările din Europa Centrală și de Est (ECE), diferența principală constă în locul PO în cadrul strategic național mai larg privind sectorul energiei. Polonia și Lituania folosesc PO de infrastructură ca instrumente pentru a sprijini obiectivele unor politici naționale ambițioase. Astfel, asistența financiară a Uniunii Europene (UE) este încorporată complet în politicile naționale și în procesele de bugetare, iar fondurile UE sunt folosite de guverne ca să-și atingă propriile obiective naționale privind clima, sursele regenerabile de energie, eficiența energetică și interconectivitatea. În România, dimpotrivă, POIM compensează absența unor strategii naționale, oferind direcții largi pentru câteva politici și intervenții necesare pentru ca România să-și atingă țintele pentru care și-a asumat angajamente europene. Diferența conceptuală este fundamentală și duce la diferențe cheie în nivelul de progres în implementare (indicatorii de realizare fizică) și durabilitate (rezultatele pe termen mai lung). În privința rezultatelor, în acest moment putem doar să observăm în România capacitatea redusă de a absorbi fondurile UE și de a extinde ulterior intervențiile finanțate de UE pentru a obține un impact mult mai larg, dincolo de finanțarea limitată disponibilă din fonduri nerambursabile. De asemenea, această diferență afectează capacitatea de a pregăti, monitoriza și raporta indicatorii cheie de realizare și rezultat pentru program, capacitate limitată semnificativ de indisponibilitatea datelor. Dacă nu există o politică națională (de ex. strategia energetică, strategia de încălzire urbană, însoțite de planuri de acțiune), nu există mecanisme puse la punct pentru ca diferite instituții cum ar fi autoritatea de reglementare în domeniul a energiei (ANRE), Ministerul Energiei (ME), Institutul Național de Statistică, etc. să colecteze datele și să raporteze indicatori care măsoară eficiența și eficacitatea instrumentelor de politici publice. Fragmentarea instituțională (de ex. mai multe entități la nivel central și local care se ocupă de domeniul încălzirii centralizate sau ministere diferite responsabile cu energia, respectiv eficiența energetică în clădiri) afectează, de asemenea, capacitatea de optimizare a programării. Astfel, în timp ce PO-urile polonez și lituanian cuplează eficiența energetică a clădirilor cu încălzirea centralizată și cu măsurile care vizează surse de energie regenerabile (SER) în același PO (ceea ce facilitează prioritizarea și depunerea unor proiecte coerente, integrate, de către beneficiari), în România, măsurile sunt împărțite în două PO diferite, POIM și Programul Operațional Regional (POR), cu o coordonare redusă.
- Pentru componentele energetice ale POIM din România, nivelul de implementare este scăzut, cu puține proiecte finalizate până acum (în principal 15 proiecte relativ mici, cum ar fi contorizarea inteligentă în industrie pe OS 6.2 și un proiect pe OS 7.1). Aceasta a fost și experiența din ciclul financiar anterior (2007-2013), unde implementarea s-a concentrat în ultimii 2-3 ani de eligibilitate pentru finanțare. Deși s-au învățat unele lecții din ciclul anterior de PO, fapt ce a condus la unele îmbunătățiri administrative, alte aspecte care au dus la întâzieri și blocaje în ciclul anterior continuă să afecteze pregătirea și implementarea proiectelor și în actualul exercițiu, așa cum este prezentat pe scurt în Capitolul 1. Astfel, intervențiile în POIM au rafinat măsurile din Programul Operațional Sectorial (POS)

Competitivitate 2007-2013 (de ex. reorientarea sprijinului pentru creșterea SER în domenii de nișă care au fost mai puțin atractive în POS Competitivitate sau în alte scheme de ajutor de stat, cum ar fi certificatele verzi, contorizarea inteligentă pentru gospodării, cogenerare industrială și interconectivitate); sau au continuat intervenții începute în POS Mediu (sprijin pentru încălzirea centralizată în șapte orașe, extins și la București). Structura de implementare a fost, de asemenea, consolidată în cadrul legal pentru POIM, majoritatea beneficiarilor menționând o îmbunătățire a relației de zi cu zi cu AM și DRI în gestionarea PO. Cu toate acestea, unele probleme pe termen lung continuă să conducă la întârzieri semnificative în contractare și implementare. Acestea constau din: capacitate scăzută de evaluare la AM; capacitate redusă de interpretare a principiilor privind ajutorul de stat (și la Consiliul Concurenței) pentru pregătirea schemelor de sprijin pentru fiecare OS, inclusiv pentru proiecte de infrastructură la scară largă gestionate de autoritățile locale sau companiile de stat din activități de monopol natural; lipsa interpretărilor unitare referitoare la exproprieri și autorizații de construcție. Având în vedere starea actuală a POIM energie (cu cele mai multe proiecte în curs de evaluare sau contractare), nu putem evalua riscurile care ar putea să apară în implementarea proiectului, în principal achiziții și monitorizare/supravegherea lucrărilor.

- În timp ce proiectele mai mici incluse la AP 6 e probabil să fie finalizate până la sfârșitul anului 2023, proiectele mai mari de infrastructură pentru AP 7 și 8 riscă să depășească termenul limită. Un proiect (OS 7.2 – RT București) va trebui probabil să fie „fazăt” (unele lucrări să fie finalizate până în 2023, după care se va încerca găsirea finanțării în ciclul bugetar 2021–2027 pentru lucrările rămase). OS 8.1 – Linia și stațiile Transelectrica – pot fi, de asemenea, expuse riscului de „fazare”: în prezent, achizițiile sunt în desfășurare și se așteaptă ca lucrările să dureze doi ani. Problemele de achiziții neașteptate care pot apărea (de ex. contestații) sau întârzierile în implementarea lucrărilor ar putea împinge finalizarea proiectului dincolo de termenul limită din 2023. În timp ce „fazarea” este un mecanism care evită neeligibilitatea cheltuielilor din fonduri UE în ciclul actual, este o utilizare suboptimă a resurselor disponibile, deoarece ar trebui angajate fonduri din următorul buget pentru finalizarea proiectelor din ciclul curent. Acest lucru limitează fondurile UE disponibile rămase care urmează să fie alocate pentru noi proiecte.

2. Evaluarea, care în această etapă este în principal formativă, este structurată în jurul a 12 întrebări care abordează eficacitatea, coerența, eficiența, impactul și durabilitatea programului. Aceeași metodologie va fi folosită în următoarea evaluare. Din cauza stadiului de implementare a POIM energie din februarie 2021, măsura în care au fost abordate unele dintre întrebările de evaluare (cel mai important, rentabilitatea, impactul și durabilitatea) este limitată, concentrându-se, în principal, pe estimările a ceea ce se va întâmpla până în 2023. Etapa curentă a programului este prezentată pe scurt în tabelul următor. Evaluarea include cele 36 de proiecte pentru care a fost semnat un contract de finanțare până în februarie 2021. Nouă proiecte au fost selectate pentru studii de caz care sunt prezentate în Anexa D. Acestea includ fiecare OS – pentru OS 6.1-6.4 și 7.1, s-a selectat proiectul cel mai apropiat de finalizare sau un proiect reprezentativ. Deoarece OS 7.2, 8.1 și 8.2 constau fiecare dintr-un proiect, acestea au fost analizate ca studii de caz.



**Tabel SE 1. Starea Curentă a Programului Operațional Infrastructură Mare în România**

	<i><b>Titlul proiectului</b></i>	<i><b>Beneficiar</b></i>	<i><b>Cod MySmis</b></i>	<i><b>Stadiul implementării fizice</b></i>	<i><b>Studiu de caz</b></i>
<i><b>SO 6.1 – Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatare (biomasă, biogaz, geotermal)</b></i>					
1.	Modernizarea liniei electrice aeriene de 20 kV (Iea) Axa Moflești - Melinești și axa de 20 kV Fratostita și Pojaru, Județul Dolj pentru creșterea capacității de distribuție pentru preluarea energiei livrate de centralele fotovoltaice	Distribuție Energie Oltenia S.A.	122825	implementat parțial	
2.	Modernizarea Axei Parângu de 20kV Iea - Sadu 2B - Novaci și Axa 20kV ohl Cărbunești - Novaci, în scopul creșterii capacității de distribuție pentru preluarea puterii livrate de Centralele Hidroelectrice de Joasă Tensiune din zona N-E a Județului Gorj	Distribuție Energie Oltenia S.A.	127410	început recent	
3.	Modernizarea stațiilor de transformare sub gestionarea Delgaz Grid pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță de funcționare la stațiile SEN - Huși, Stăniilești, Vetrișoia, Fălciu, Murgeni	Delgaz Grid	127686	început recent	
4.	Modernizarea stațiilor de transformare ale E.ON Distribuție România S.A. - Lucrări de consolidare a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție suplimentare pentru a prelua energia electrică produsă din resurse regenerabile în condiții de siguranță a S.E.N. - Unitatea 110/20kV Hîrlău, Unitatea 110/20kV Pascani, Unitatea 110/20kV Gorban	Delgaz Grid	105731	aproape finalizat	Da
5.	Utilizarea energiei geotermale combinate cu pompele de încălzire centralizată, pentru a produce agent termic pentru încălzire centralizată și apă caldă pentru zona Nufărul I, Oradea	Municipiul Oradea	115839	început recent	Da
6.	Creșterea producției de energie termică pe bază de apă geotermală în Beiuș	Municipiul Beiuș	127641	început recent	
7.	Construcția unității de producere a energiei termice cu biomasă și a rețelei de distribuție a energiei termice din Maieru	Sat Maieru	119846	început recent	
8.	Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatare obținute în perimetrul geotermal Salonta	Municipiul Salonta	125691	început recent	
<i><b>SO 6.2 – Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali</b></i>					
9.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie (energie electrică, căldură, aer comprimat) la nivelul SC OSRTILEMN SA	SORTILEMN SA	105740	finalizat	
10.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul Yazaki Component Technology România	Yazaki Component Technology S.R.L.	106581	finalizat	
11.	Aplicație de măsurare inteligentă pentru consumul și producția de utilități	Vel Pitar S.A.	106965	finalizat	Da
12.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie din Antibiotice SA	Antibiotice S.A.	109717	finalizat	

	<b>Titlul proiectului</b>	<b>Beneficiar</b>	<b>Cod MySmis</b>	<b>Stadiul implementării fizice</b>	<b>Studiu de caz</b>
13.	Reducerea consumului de energie la nivelul SC Zoppas SRL prin implementarea unui sistem de monitorizare performant	Zoppas S.R.L.	111829	finalizat	
14.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie la AZUR S.A.	AZUR S.A.	116222	finalizat	
15.	Aplicație pentru consumul de utilități Măsurarea Inteligentă	COMELF S.A.	117803	finalizat	
16.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul CIECH Soda Romania S.A.	CIECH Soda Romania S.A.	117977	finalizat	
17.	Dezvoltarea sistemului de monitorizare a consumului de energie la Hammerer Aluminum Industries Santana S.R.L.	Hammerer Aluminum Industries Santana	118591	finalizat	
18.	Studiu de Soluție Tehnică - Sistem de Monitorizare a Consumului de Energie	Infopress	118973	finalizat	
19.	Implementarea unui sistem de contorizare avansat cu monitorizare online pentru a reduce consumul de energie la Takata Romania SRL	Takata Romania SRL	120195	finalizat	
20.	Sistem de monitorizare a consumului de energie inteligentă CEMACON SA	CEMACON SA	127985	finalizat	
21.	Sistem avansat de măsurare pentru reducerea consumului de energie la CELCO SA - fabrică de var	CELCO S.A.	128259	finalizat	
22.	Implementarea unor sisteme de monitorizare a consumului de energie pentru consumatori industriali	Heineken S.A.	128334	finalizat	
23.	Sistem de monitorizare a consumului de energie S.C. Industrializarea Cărnii KOSAROM S.A.	KOSAROM S.A.	130415	finalizat	
<b>SO 6.3 – Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor</b>					
24.	Implementarea unui sistem inteligent de măsurare în Craiova, zona centrală - parțial și Sărari - aprox. 10.000 de consumatori din Craiova	Distribuție Oltenia	114790	implementat parțial	Da
25.	Implementarea unui sistem inteligent de monitorizare a distribuției într-o zonă omogenă a consumatorilor de energie electrică menajeri	DELGAZ	117855	implementat parțial	
<b>SO 6.4 – Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin sisteme de cogenerare de înaltă eficiență</b>					
26.	Creșterea eficienței energetice operaționale la SC AMBRO S.A. Suceava prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	AMBRO S.A.	115900	finalizat	Da
27.	Optimizarea consumului de energie primară în cadrul CEMACON S.A. prin instalarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	CEMACON S.A.	119391	implementat parțial	
<b>SO 7.1 – Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate</b>					
28.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028, pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - Etapa II	Municipiul Oradea	108460	finalizat	Da
29.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Focșani pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - Etapa II	Municipiul Focșani	114845	aproape finalizat	

	<b>Titlul proiectului</b>	<b>Beneficiar</b>	<b>Cod MySmis</b>	<b>Stadiul implementării fizice</b>	<b>Studiul de caz</b>
30.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Municipiul Iași pentru a respecta standardele de mediu privind emisiile și pentru a crește eficiența energetică în alimentarea cu căldură urbană. Etapa II	Municipiul Iași	115253	aproape finalizat	
31.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Râmnicu Vâlcea pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - etapa II	Municipiul Râmnicu Vâlcea	118892	început recent	
32.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - Etapa II	Municipiul Oradea	123600	semnat recent	
33.	Re-proiectarea sistemului centralizat de termoficare în Municipiul Timișoara pentru a respecta reglementările de protecție a mediului privind emisiile de poluanți atmosferici și pentru a crește eficiența în alimentarea cu căldură urbană Etapa II	Municipiul Timișoara	127006	implementat parțial	
<b>OS 7.2 – Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în București</b>					
34.	Reabilitarea sistemului de încălzire al Municipiului București	Municipiul București	138142	semnat recent	Da
<b>SO 8.1 – Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile</b>					
35.	LEA 400 KV c.c. Gutinaș-Smârdan	Transelectrica	129245	început recent	Da
<b>SO 8.2 – Creșterea capacității de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine</b>					
36.	Dezvoltări ale SNT în zona de nord-est a României pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale naturale a zonei, precum și pentru asigurarea capacităților de transport către Republica Moldova	Transgaz	122972	implementat parțial	Da

## Constatări Cheie și Recomandări

3. Principalele constatări și recomandări din evaluare, structurate pe criterii de evaluare, sunt rezumate mai jos.

### Eficacitate

#### Concluzie:

4. Se așteaptă ca intervențiile POIM să conducă la schimbarea dorită până la sfârșitul anului 2023. Acest lucru se întâmplă în pofida implementării reduse până în prezent, care a dus la niveluri scăzute în prezent ale indicatorilor de realizare (și, în consecință, ale indicatorilor de rezultat). În general, intervențiile POIM au fost mai progresiste și mai ambițioase decât alte scheme de sprijin pentru a promova obiectivele angajate ale României în ceea ce privește eficiența energetică, SER, modernizarea rețelelor (energie electrică, gaz, RT) și interconectivitate; de asemenea, au oferit un cadru mai bun pentru astfel de intervenții în lipsa unei strategii energetice. Cu toate acestea, intervențiile RT se poate să fi fost proiectate sub-optimum, finanțarea concentrându-se pe capacitățile

de producție în ciclul 2007-2013 și pe rețelele de transport și distribuție în actualul POIM, fără o corelare adecvată cu cererea (fără legătură cu măsuri privind eficiența energetică în clădiri). Factorii economici, demografici și legislativi mai largi afectează rezultatele scontate ale intervențiilor, de ex. modificări legislative care limitează apetitul investitorilor de a se extinde cu intervenții de finanțare comercială susținute de POIM sau de tiparele în schimbare ale ofertei și cererii de energie.

*Recomandare:*

5. Intervențiile pot fi continuate în următorul ciclu, cu condiția ca acestea să fie 1) mai puternic încorporate în politicile naționale și procesele bugetare (inclusiv clarificarea autorităților responsabile pentru fiecare politică, energie, RT, eficiență energetică); și 2) la standarde tehnice mai ambițioase, pentru a fi în pas cu evoluțiile tehnologice. Întârzierile de implementare pentru proiecte mari, cum ar fi cele cauzate de interpretările contradictorii ale legislației privind autorizații sau exproprieri pentru infrastructură (care necesită aprobări multiple de la diferite instituții publice), ar putea fi depășite organizând întâlniri/mese rotunde cu toate autoritățile responsabile cu astfel de autorizații pentru fiecare proiect.

## **Coerență**

*Concluzie:*

6. Intervențiile POIM au substituit într-o anumită măsură lipsa unei strategii energetice, „stabilizând” măsurile politice pe termen lung pentru a îndeplini obiectivele privind eficiența energetică, SER, interconectivitate și emisiile pe care România le-a angajat în UE. Cu toate acestea, nu este o soluție viabilă. Lipsa unei viziuni strategice (și, prin urmare, a voinței politice care să sprijine investițiile din sectorul public și reformele generale din sectorul energiei) este una dintre cauzele structurale ale întârzierilor în implementare, selecției slabe a indicatorilor de rezultat și extinderea limitată a intervențiilor mai mici care aveau în principal un rol demonstrativ/pilot (SO 6.1-6.4). Exemplele din Polonia și Lituania ilustrează modul în care PO ar trebui integrat în cadrul propriilor politici și în procesele bugetare ale țării ca instrument de finanțare care sprijină politicile naționale și care utilizează fondurile UE cu bugete naționale și finanțare comercială.

*Recomandare:*

7. Planificarea strategică trebuie consolidată în cadrul Ministerului Energiei pentru a se asigura că PO este un instrument de sprijinire a implementării strategiei. Acest lucru necesită o integrare completă a PO în strategia națională și procesele de bugetare.

## **Eficiență**

*Concluzie:*

8. Structura administrativă POIM s-a îmbunătățit în comparație cu ciclul 2007-2013, deși rămân mai multe puncte slabe: capacitate redusă de evaluare a proiectelor depuse pentru finanțare, înțelegere limitată a normelor UE de ajutor de stat și, posibil, achiziții publice și supravegherea lucrărilor pentru proiecte mari (spunem posibil, deoarece aceste probleme vor putea fi observate doar atunci când proiectele mari de infrastructură, cum ar fi liniile electrice, conductele de gaz și compresoarele și proiectele majore de RT încep implementarea fizică). Pentru unele OS (de ex. OS 6.1, 6.2, 6.3, 7.1), capacitatea și interesul beneficiarilor ar putea fi scăzute.

#### *Recomandare:*

9. Blocajele majore ar putea fi depășite prin training/formare în zonele cu probleme (evaluare; achiziții publice pentru beneficiarii din sectorul public); și prin schimb de cunoștințe între beneficiarii actuali și potențiali.

### **Impact**

#### *Concluzie:*

10. Există două aspecte distincte importante cu privire la impactul programului (care în acest moment poate fi doar estimat pentru 2023, având în vedere nivelul actual de implementare): În primul rând, unii dintre indicatorii de rezultat (în special economiile de energie din contorizarea inteligentă pentru gospodării și pierderile din sistemele RT) sunt slab concepuți, lucru cauzat și de lipsa de date necesare pentru indicatori mai adecvați care să surprindă efectul intervențiilor. În al doilea rând, după cum s-a evidențiat mai sus, impactul va fi mult mai limitat, deoarece nu există o integrare a PO în cadrul unor strategii și bugete naționale mai largi. În special, OS 6.1-6.4 constau din proiecte pilot sau demonstrative care, deși au un impact direct limitat, sunt necesare pentru a identifica costurile, beneficiile și potențialul de extindere pe scară largă pentru măsuri cum ar fi contorizarea inteligentă (industrială și gospodării), SER, și cogenerare industrială de mici dimensiuni. Lipsa corelației dintre intervențiile în RT, SER și eficiența energetică în clădiri nu stimulează proiectele integrate pentru optimizarea intervențiilor.

#### *Recomandare:*

11. Îmbunătățirea impactului este strâns legată de creșterea capacității de planificare strategică în Ministerul Energiei pentru a asigura că PO este un instrument de sprijinire a implementării strategiei energetice. Acest lucru necesită o integrare completă a PO în strategia națională și procesele bugetare naționale.

### **Durabilitate**

#### *Concluzie:*

12. În prezent, cu doar câteva proiecte finalizate, sustenabilitatea poate fi evaluată doar în funcție de așteptările beneficiarilor și de prevederile legate de întreținerea investițiilor după punerea lor în funcțiune. Pentru toate proiectele de infrastructură, întreținerea va fi recuperată din tarifele reglementate pentru rețelele de energie electrică, gaz și RT. Provocarea majoră va fi asigurarea sustenabilității proiectelor care riscă să depășească termenul limită 2023 (7.2, eventual și 8.1). În special în RT, guvernul nu și-a asumat niciun angajament pentru sprijinirea sectorului, lucru cauzat și de fragmentarea instituțională. Astfel, există riscul să se aloce fonduri semnificative sistemelor RT care ar putea să nu mai fie viabile în viitor (de ex. debransările continuă dincolo de punctul critic de la care sistemul RT nu mai poate fi eficientizat; accelerarea debransărilor e mai probabilă în orașele unde proiectele sunt întârziate și calitatea serviciului continuă să se degradeze, de ex. RT București). Acest potențial este recunoscut și de CE (de ex. a necesitat o evaluare instituțională efectuată de Jaspers pentru a se asigura că RT București poate rămâne viabilă, iar raportul a rămas neconcludent, având în vedere schimbările frecvente de politici din municipiul București).

#### *Recomandare:*

13. Atunci când se analizează dacă finanțarea ar trebui continuată în următorul ciclu, ar trebui să existe un angajament politic clar – însoțit în mod ideal de strategii bine puse la punct, cu planuri de acțiune clare. Ca mai sus, sustenabilitatea poate fi asigurată doar dacă PO este construit ca un instrument pentru implementarea strategiei energetice mai largi a României.

14. Raportul este structurat după cum urmează. Primul capitol include contextul mai larg al evaluării, inclusiv lecțiile învățate din ciclul anterior (2007-2013) și prezintă pe scurt obiectul evaluării și teoria schimbării pe care se bazează evaluarea. Capitolul 2 prezintă o imagine de ansamblu asupra metodologiei evaluării. Capitolul 3 acoperă analiza principală întreprinsă pe cele 36 de proiecte incluse în acest raport, structurate în jurul celor 12 întrebări de evaluare. Capitolul 4 prezintă pe scurt lecțiile învățate din PO de infrastructură relevante din Polonia și Lituania. Concluziile și recomandările sunt detaliate în Capitolul 5.

## 1. Context de Evaluare

### 1.1. Obiectul evaluării: prezentare generală a POIM Energie

15. Cele trei axe privind energia ale POIM (6, 7, 8) includ patru categorii de intervenții, fiecare cu referire la unul sau mai multe Obiective Specifice (OS):

- Eficiența energetică** prin măsurarea inteligentă a consumului de energie la nivel industrial (OS 6.2), măsurarea inteligentă în gospodării (OS 6.3) și sisteme mici de cogenerare industrială (OS 6.4);
- Emisii mai reduse** prin surse regenerabile mai puțin exploatate (OS 6.1), care acoperă producția de RES (geotermală) și investițiile în rețelele de distribuție;
- Eficiența energetică la nivelul sistemelor de termoficare** a orașelor selectate (OS 7.1 și OS 7.2); și
- Rețele de transport inteligente și durabile** pentru energie electrică (OS 8.1) și gaze naturale naturale (OS 8.2).

16. Tabelul 1.1 prezintă pe scurt starea de implementare la 31 ianuarie 2021.

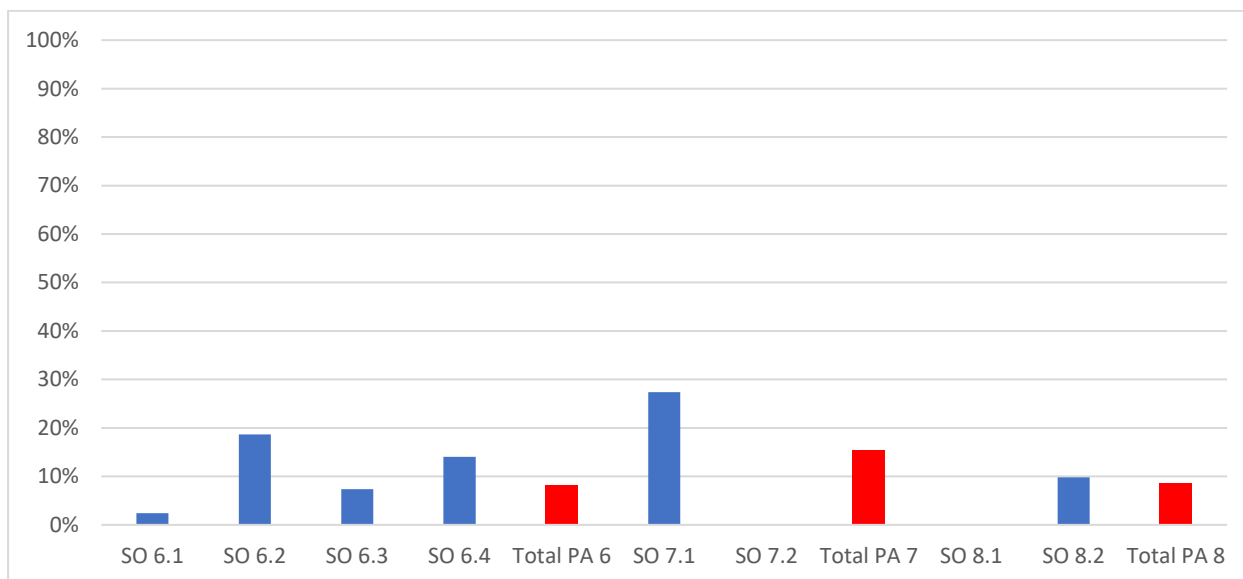
**Tabelul 1.1. starea de implementare POIM de la 31 ianuarie 2021**

Obiectiv Specific	Ultima alocare (€ mn)	Detalii implementare (data limită 31 ianuarie 2020)					Implementare stadiu
		Proiecte transmise	Respinse	Sub evaluare	Aprobate	Contractate	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Axa Prioritară 6: Promovarea energiei curate și eficienței energetice în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon</li> <li>88.3% rata de contractare (1); 4,42% rata de finalizare (2)</li> </ul>							
OS 6.1: Creșterea producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)	27.6 (UE 23.5)	Proiecte pentru capacitățile surselor de energie regenerabilă (SER): 45 (competiție strânsă, de 7.7 ori suma alocată)	11	28	6	4	4 în curs de implementare; 93% rată de contractare
	18.4 (UE 15.6)	Proiecte pentru distribuție pentru integrarea capacităților SER: 17 (de 2.2 ori alocația totală)	2	11	4	4	4 în curs de implementare; 62% rată de contractare
OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali	11.8 (UE 10)	66 (= alocație totală)	10	36	20	15	12 finalizate, 3 în curs de implementare; 23% rată de contractare; 79% rată de finalizare
OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor	38.1 (UE 32.4)	16 (competitiv, de 3,9 ori suma alocată)	1	13	2	2	1 finalizat, 1 în curs de implementare; 25% rată de contractare
OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență	28.2 (UE 24)	15 (1,6 ori alocația totală)	0	12	3	2	2 în curs de implementare; 21% rată de contractare
<ul style="list-style-type: none"> <li>Axa Prioritară 7: Creșterea eficienței energetice la nivelul sistemului centralizat de termoficare în orașele selectate</li> <li>43% rata de contractare (1); 0% rata de finalizare (2)</li> </ul>							

OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate	151.3 (UE 128.6)	11 (necompetitive, 7 orașe definite în stadiul programării; un oraș a depus 2 proiecte); este egal cu alocarea totală	2	3	6	6	1 finalizat; 5 în curs de implementare. 18% rată de finalizare; 76% rată de contractare
OS 7.2. Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București	117.6 (UE 100)	1 (necompetitiv); 189% din alocarea totală	0	0	1	1	231% rată de contractare
Axa Prioritară 8: Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gaze naturalelor naturale 39.25% rata de contractare (1); 0% rata de finalizare (2)							
OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile	23.5 (UE 20)	1 (necompetitiv); 123% din alocarea totală	0	0	1	1	1 în curs de implementare; 133% rată de contractare
OS 8.2. Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine	169.3 (UE 143.9)	250, din care 1 necompetitiv și 249 competitive, extinderea rețelelor de distribuție; 2x alocare totală	14	10	1	1	1 în curs de implementare; 26% rată de contractare

Notă: (1) *rata de contractare*: valoarea contractelor semnate/alocarea totală; (2) *rata de finalizare*: valoarea contractelor finalizate/valoarea contractelor semnate.

Figura 1. Rata efectivă de absorbție, februarie 2021 (rambursări/alocare)



Sursa: Raportare internă MA

17. Proiectele POIM - energie acoperite de această evaluare sunt prezentate în Tabelul 1.2.



**Tabelul 1.2. Proiecte POIM legate de energie**

	<i>Titlul proiectului</i>	<i>Beneficiar</i>	<i>SMIS</i>
SO 6.1 – Creșterea producției de energie din surse regenerabile și mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)			
1.	Modernizarea liniei electrice aeriene de 20 kV (LEA) Axa Moflești – Melinești și axa ramificativă de 20 kV Fratostita și Pojaru, Județul Dolj pentru creșterea capacității de distribuție pentru preluarea energiei livrate de centralele fotovoltaice	Distribuție Energie Oltenia S.A.	122825
2.	Modernizarea Axei LEA Parângu de 20kV – Sadu și 2B -- Novaci și Axa LEA 20kV OHL -- Novaci, în scopul creșterii capacității de distribuție pentru preluarea puterii livrate de Centralele Hidroelectrice de Joasă Tensiune din zona N-E a Județului Gorj	Distribuție Energie Oltenia S.A.	127410
3.	Modernizarea stațiilor de transformare sub gestionarea Delgaz Grid pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță de funcționare la stațiile SEN – Huși, Stănițești, Vetrișoia, Fălcu, Murgeni	Delgaz Grid	127686
4.	Modernizarea stațiilor de transformare ale E.ON Distribuție România S.A. – consolidarea capacității suplimentare a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță a S.E.N. – Unitatea 110/20kV Hirău, Unitatea 110/20kV Pascani, Unitatea 110/20kV Gorban	Delgaz Grid	105731
5.	Combinarea energiei geotermale cu pompele de încălzire centralizată pentru a produce agent termic pentru încălzire centralizată și apă caldă pentru Zona Nufărul I, Oradea	Municipiul Oradea	115839
6.	Creșterea producției de energie termică pe bază de apă geotermală în Beiuș	Municipiul Beiuș	127641
7.	Construcția unității de producere a energiei termice cu biomasă și a rețelei de distribuție a energiei termice din Maieru	Sat Maieru	119846
8.	Creșterea producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate obținute în perimetrul geotermal Salonta	Municipiul Salonta	125691
SO 6.2 – Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali			
9.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie (energie electrică, căldură, aer comprimat) la nivelul SC Sortilemn SA	SORTILEMN SA	105740
10.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul Yazaki Component Technology România	Yazaki Component Technology S.R.L.	106581
11.	Aplicație de măsurare inteligentă pentru consumul și producția de utilități	Vel Pitar S.A.	106965
12.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie din Antibiotice SA	Antibiotice S.A.	109717
13.	Reducerea consumului de energie la nivelul SC Zoppas SRL prin implementarea unui sistem de monitorizare performant	Zoppas S.R.L.	111829
14.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie la AZUR S.A.	AZUR S.A.	116222
15.	Aplicație pentru consumul de utilități cu măsurare inteligentă	COMELF S.A.	117803
16.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul CIECH Soda Romania S.A.	CIECH Soda Romania S.A.	117977
17.	Dezvoltarea sistemului de monitorizare a consumului de energie la Hammerer Aluminum Industries Santana S.R.L.	Hammerer Aluminum Industries Santana S.R.L.	118591
18.	Studiu de soluție tehnică – sistem de monitorizare a consumului de energie	Infopress	118973
19.	Implementarea unui sistem de contorizare avansat cu monitorizare online pentru a reduce consumul de energie la Takata Romania SRL	Takata Romania SRL	120195
20.	Sistem de monitorizare a consumului de energie inteligentă CEMACON SA	CEMACON SA	127985
21.	Sistem avansat de măsurare pentru reducerea consumului de energie la CELCO SA – Fabrică de Var	CELCO S.A.	128259
22.	Implementarea unor sisteme de monitorizare a consumului de energie pentru consumatori industriali	Heineken S.A.	128334

23.	Sistem de monitorizare a consumului de energie S.C. Industrializarea Cărnii KOSAROM S.A.	KOSAROM S.A.	130415
SO 6.3 – Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor			
24.	Implementarea unui sistem inteligent de măsurare în Craiova, zona centrală (parțial) și Sărari (aprox.10.000 de consumatori din Craiova)	Distribuție Oltenia	114790
25.	Implementarea unui sistem inteligent de monitorizare a distribuției într-o zonă omogenă a consumatorilor de energie electrică menajeri	DELGAZ	117855
SO 6.4 – Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin sisteme de cogenerare de înaltă eficiență			
26.	Creșterea eficienței energetice operaționale la SC AMBRO S.A. Suceava prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	AMBRO S.A.	115900
27.	Optimizarea consumului de energie primară în cadrul CEMACON S.A. prin instalarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	CEMACON S.A.	119391
SO 7.1 – Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate			
28.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028, pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa II	Municipiul Oradea	108460
29.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Focșani pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa II	Municipiul Focșani	114845
30.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Municipiul Iași pentru a respecta standardele de mediu privind emisiile și pentru a crește eficiența energetică în alimentarea cu căldură urbană – Etapa II	Municipiul Iași	115253
31.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Râmnicu Vâlcea pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - Etapa II	Municipiul Râmnicu Vâlcea	118892
32.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa III	Municipiul Oradea	123600
33.	Re-proiectarea sistemului centralizat de termoficare în Municipiul Timișoara pentru a respecta reglementările de protecție a mediului privind emisiile de poluanți atmosferici și a crește eficiența în alimentarea cu căldură urbană – Etapa II	Municipiul Timișoara	127006
SO 7.2 – Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București			
34.	Reabilitarea sistemului de încălzire al Municipiului București	Municipiul București	138142
SO 8.1 – Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile			
35.	LEA 400 KV c.c. Gutinaș-Smârdan	Transelectrica	129245
SO 8.2 – Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale (SNT) cu alte state vecine			
36.	Dezvoltări ale SNT în zona de nord-est a României pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale naturale a zonei, precum și pentru asigurarea capacităților de transport către Republica Moldova	Transgaz	122972

## 1.2. Context: contextul intervențiilor energetice POIM

18. Politica energetică a României nu a avut în ultimii ani o direcție clară, ci au fost făcute numeroase modificări ad hoc și s-a modificat frecvent și cadrul legal și de reglementare. Cea mai recentă strategie aprobată este din 2007, deși au existat numeroase încercări de a formula o nouă strategie, în special începând cu 2016. Schimbările în guvern și în cadrul instituțional (cum ar fi structura și responsabilitățile ministerelor), precum și absența unei majorități politice în anul

electoral 2020, care s-a și suprapus cu pandemia, au dus la modificări substanțiale ale proiectului de strategie energetică.

19. Acest lucru a contribuit la incertitudinile privind investițiile în sectorul energiei, afectând atât companiile private, cât și cele publice. De la sfârșitul anului 2016, nu s-a finalizat, practic, nicio investiție în capacități de producție a energiei electrice; din acel moment, noile investiții au devenit neeligibile pentru schemele de sprijin adoptate anterior (schema certificatelor verzi din 2009-2012; bonusul de cogenerare din 2009-2011). În același timp, centralele mari pe cărbune (CE Oltenia, CE Hunedoara) s-au angajat la o eliminare accelerată a capacităților semnificative până în 2026–2030 (cel puțin 2500 MW) și înlocuirea cu o producție mai curată (regenerabile și gaze naturale - combustibil de tranziție). Dacă aceste planuri – care au fost prezentate Comisiei Europene (CE) – nu sunt puse în aplicare și noile investiții nu reușesc să compenseze închiderea capacităților învechite și neconforme cu legislația de mediu, România s-ar putea confrunta în curând cu un deficit semnificativ de producție de energie electrică.

20. Companiilor de stat profitabile li s-a cerut să contribuie cu 90% din profiturile lor ca dividende – care erau foarte necesare pentru a acoperi deficitele fiscale, dar au limitat și profiturile care ar fi putut fi reinvestite. Proiectele majore de investiții în planurile de dezvoltare a rețelei de 10 ani ale Transelectrica și Transgaz au fost întârziate, la fel și investițiile în producție ale companiilor de stat (noua capacitate de 430 MW pe gaz a lui Romgaz, Iernut). Cu toate acestea, faptul că la sfârșitul anului 2020 s-au finalizat unele capacități de interconectare transfrontalieră de gaze naturale și energie electrică poate semnala o îmbunătățire recentă a capacității de a realiza lucrări și o conștientizare a urgenței investițiilor.

21. Nicio instituție din Guvern nu-și asumă clar încălzirea centralizată, responsabilitățile fiind împărțite neclar între Ministerul Energiei, Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației (MDLPA), autoritatea de reglementare în domeniul energiei (ANRE) și autoritățile locale. Printre constrângerile majore care afectează dezvoltarea capacităților energetice se numără planificarea proiectelor, pregătirea documentației tehnice, exproprierile, obținerea autorizațiilor (de la autorități centrale și locale), achiziții și executarea lucrărilor sau disponibilitatea materialelor. Cadrul legal din sectorul energiei (energie electrică, gaz, încălzire) necesită alinierea la cele mai recente directive și reglementări în domeniul energiei din Uniunea Europeană (UE) pentru a maximiza beneficiile liberalizării; pentru a facilita tranzacționarea de gaze naturale, energie electrică și încălzire și a crea un mediu de reglementare solid pentru măsuri de eficiență energetică bazate pe piață (inclusiv servicii energetice pentru companii industriale și rezidențiale - ESCO).

22. Accesul la energie pentru consumatorii vulnerabili rămâne o provocare. Nu există încă un cadru legal pentru identificarea tipurilor, localizării și numărului de consumatori vulnerabili, precum și asistență financiară și nefinanciară pentru aceștia.

23. Aceste neajunsuri și provocări din sectorul energiei din România sunt menționate explicit în documentele și recomandările de politică ale Uniunii Europene; precum și în angajamentele și documentele strategice ale României pregătite ca răspuns la preocupările UE.

- Cea mai recentă Recomandare a Consiliului CE (2020) pentru România<sup>1</sup> evidențiază mai multe priorități, inclusiv accesul de bază al gospodăriilor la energie; nevoia urgentă de relansare a lucrărilor de infrastructură publică, inclusiv în energie; și producția și utilizarea energiei nepoluante. Acestea trebuie abordate în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) al României, deși ultimul proiect (ianuarie 2021) încă nu răspunde la toate recomandările CE. De asemenea, investițiile în producția și utilizarea nepoluante și eficiente ale infrastructurii energetice și de mediu, inclusiv în regiunile cu producție de cărbune, sunt evidențiate ca priorități pentru 2020 și 2021. Acestea sunt în conformitate cu Recomandările anterioare ale Consiliului.
- Programul Național de Reformă din 2020<sup>2</sup> are recomandări ample pentru (i) îmbunătățirea funcționării piețelor de energie (inclusiv prin transpunerea integrală a regulilor europene); (ii) reforma companiilor energetice deținute de stat (măsuri de guvernanta corporativă); (iii) restructurarea rețelelor de termoficare printr-un program finanțat de guvern care să completeze finanțările existente (inclusiv din fonduri europene); și (iv) sprijinirea proiectelor de stocare a energiei, prin cercetare. De asemenea, Programul rezumă inițiativele existente finanțate din bugetul central (de ex. Fondul pentru Mediu și bugetul de stat).
- PNIESC propune obiective mai ambițioase pentru 2030 decât s-a prevăzut anterior pentru surse regenerabile, eficiență energetică (la nivel industrial și gospodării) și acces la energie. În absența unei strategii energetice aprobate și având în vedere noile direcții ale politicilor din Pactul Verde European<sup>3</sup>, PNIESC va fi documentul strategic general care va ghida prioritățile sectorului energiei pentru 2020-2030.
- De asemenea, România a pregătit recent un Plan Național de Redresare și Reziliență (PNRR) în contextul planului UE NextGenerationEU de creștere economică mai puternică și mai verde după pandemie. Versiunea preliminară va fi negociată în mai 2021 la Bruxelles. Proiectul de capitol energiei include reforme privind finalizarea și adoptarea PNIESC, transpunerea legală a Directivei UE 944 și a Regulamentului 943 (piața de energie electrică) și consolidarea cadrului legal pentru a facilita investițiile și eliminarea (parțială) a cărbunelui. Investițiile includ stocarea energiei electrice (baterii), hidrogen, surse regenerabile (în special capacități descentralizate pentru regiunile neservite), digitalizare și investiții ecologice în regiunile producătoare de cărbune. Cu toate acestea, capitolul revizuit al energiei nu abordează unele dintre criticile părților interesate naționale, cum ar fi un obiectiv clar pentru eliminarea treptată a cărbunelui sau sprijinirea sistemelor modernizate de încălzire/răcire care integrează surse regenerabile. Unele dintre proiectele propuse pentru investiții ar putea depăși termenul limită din 2026, deoarece nu sunt suficient de mature (de ex. rețelele inteligente), în timp ce altele vor avea probleme semnificative de conformare la regulile privind ajutorul de stat.

24. În acest context, politica energetică a României este de facto condusă, în principal, de angajamentele față de UE; și PO în 2007–2013 și 2014–2020 au contribuit la direcționarea unor

---

<sup>1</sup> Europeană, *Recomandarea Consiliului cu privire la Programul Național de Reformă 2020 al României, cu avizul Consiliului asupra Programului de Convergență 2020 al României*, 20 mai 2020: [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/2020-european-semester-csr-comm-recommendation-romania\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/2020-european-semester-csr-comm-recommendation-romania_en.pdf).

<sup>2</sup> Guvernul României, *Program de Reformă Națională 2020*, <https://sgg.gov.ro/new/wp-content/uploads/2020/05/ANEXA-5.pdf>.

<sup>3</sup> [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)

intervenții spre decarbonizare și modernizare mai ambițioase, înaintea politicilor și strategiilor naționale. PO au „stabilizat”, de asemenea, anumite măsuri ca parte a ciclurilor de 7 ani ale UE, în ciuda schimbărilor frecvente în cadrul legal și de reglementare național. POS Competitivitate 2007–2013<sup>4</sup> a acoperit intervențiile în capacitățile regenerabile și eficiența energetică și POS Mediu a sprijinit prioritizarea investițiilor în sectorul încălzirii centralizate, în timp ce Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM) 2014-2020 a îmbunătățit intervențiile sprijinite în ciclul anterior, inclusiv cu standarde tehnice mai înalte pentru intervenții. Astfel, POS Competitivitate a sprijinit investițiile în surse de energie regenerabile (SER); interconectările transfrontaliere ale rețelelor de energie electrică și gaze naturale; sprijin pentru echipamente de eficiență energetică pentru industrie; modernizarea rețelelor de transport și distribuție; și desulfurarea producției de energie. POS Mediu 2007–2013 a sprijinit sectorul încălzirii centralizate în 7 orașe. Corespondența dintre intervențiile din perioada de programare anterioară și intervențiile POIM este rezumată în tabelul de mai jos. La programarea POIM au fost utilizate câteva lecții învățate din ciclul anterior; dar au rămas valabile unele probleme care determină întârzieri în implementare:

- În timpul programării celor două PO pentru 2007-2013 și 2014-2020, OS-urile au fost definite mai larg pentru a include mai multe domenii posibile de sprijin, de ex. investiții în orice parte a infrastructurii rețelei, cu condiția ca aceasta să contribuie la eficiența energetică, la creșterea capacității SER sau la interconectivitate. Acest lucru a permis o mai mare flexibilitate și identificarea zonelor care rămân în urmă pentru sprijin în ciclul curent în cadrul POIM. De exemplu, dacă eficiența energetică în intervenția industriei în cadrul Programului Operațional (PO) Competitivitate a evidențiat lipsa de interes a companiilor pentru proiectele care aveau ca beneficiu principal eficiența energetică (preferând investiții productive), POIM se concentrează pe necesitatea de a sensibiliza și a stârni interesul beneficiarilor pentru optimizarea consumului lor de energie (sprijinirea contorizării inteligente). Unele domenii sprijinite în cadrul PO Competitivitate au indicat reticența beneficiarilor de a investi în proiecte care au depășit mai multe constrângeri administrative (de ex. autorizații și exproprieri); ca răspuns, Axele POIM 7 și 8 se concentrează pe un set de proiecte prestabilite, cu scopul de a le da timp suficient beneficiarilor să se pregătească și să planifice mai bine pentru a depăși astfel de dificultăți pe perioada programului (deși succesul este doar parțial, de ex. unele întârzieri sunt observate în OS 8.1)
- Implementarea Programelor Operaționale Sectoriale (POS) Competitivitate și Mediu a suferit, de asemenea, întârzieri și s-a concentrat în ultima parte a perioadei de programare – cu unele proiecte „fazate”, altele nefinalizate și chiar unele anulate. Cele mai multe întârzieri s-au produs din cauza dificultăților în interpretarea ajutorului de stat; probleme de achiziții; și modificări ale cadrului legal care au afectat viabilitatea unora dintre proiecte sau motivația beneficiarilor (de ex. modificări ale sprijinului pentru sursele de energie regenerabile în schema certificatelor verzi au determinat proiectele să arbitreze între formele de ajutor de stat, căutând opțiunea mai avantajoasă). Aceste constrângeri nu au fost rezolvate și vor continua să afecteze POIM, unde implementarea este din nou concentrată în ultimii trei ani ai programului, 2021–2023.

---

<sup>4</sup> Disponibil în română la [https://www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport\\_Final\\_de\\_Implementare\\_POS\\_CCE\\_2007-2013-revizuit\\_1.pdf](https://www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport_Final_de_Implementare_POS_CCE_2007-2013-revizuit_1.pdf).

- Intervențiile susținute în 2007–2013 au continuat să fie relevante în perioada de programare actuală; cu toate acestea, standardele s-au ridicat, concentrându-se pe măsuri direcționate și destul de ambițioase – cu beneficii substanțiale estimate în ceea ce privește contribuțiile la eficiența energetică, SER și interconectivitate care ar putea fi apoi extinse.

**Tabelul 0.4. Comparație între PO 2007-2013 și PO 2014-2020**

<i>PO 2007–2013</i>	<i>măsuri 2007–2013</i>	<i>Rezultate</i>	<i>POIM 2014–2020 OS</i>	<i>Lecții învățate în PO anterioare</i>
<b>Competitivitate</b>	4.1.1. EE în industrie	Progrese bune, finalizare 83%, 67 de proiecte	6.2, 6.4 - investiții continue, restrânse la măsurare inteligentă și cogenerare mică	Interes redus pentru EE, preferința pentru investițiile productive; măsurile necesare pentru creșterea gradului de conștientizare a beneficiilor EE
	4.1.2. Modernizarea rețelelor energetice	Acoperire relativ largă (transport, distribuție, gaze naturale, energie electrică), finalizare 92,5%, 37 de proiecte	6.1, 6.3, 8.1, 8.2 - intervenții restrânse pe domenii mai specifice	Preferința beneficiarilor pentru stații (din cauza problemelor de expropriere a terenurilor), atât pentru distribuție, cât și pentru transport; SCADA pentru transport de gaze naturale; extinderea rețelelor de distribuție a gaze naturalelor. Interpretări ale ajutoarelor de stat
	4.1.3. Capacități de energie de desulfurare	Un proiect, 100% finalizat (12 proiecte depuse)	Nu mai este acceptat	Intervenții de desulfurare finalizate; nu este nevoie de sprijin suplimentar (sprijinul pentru alte producții este dificil din motive de ajutor de stat)
	4.2.1. Capacitatea RES	472 de proiecte depuse, 89 contractate, 53 finalizate (rată de finalizare de 59%)	6.1 - producție limitată la geotermală; distribuție	Multe contracte au fost anulate din cauza modificărilor schemei de certificate verzi; întârzieri în achiziții, dificultăți în cofinanțare
	4.3.1. Interconectare de energie electrică și gaz	Proiecte competitive pentru Transelectrica și Transgaz. Un proiect a fost contractat și apoi anulat.	8.1, 8.2 - proiecte prestabilite	Întârzieri cauzate de schimbarea normelor privind ajutoarele de stat; abordarea în 2014-2020 cu proiecte preselectate s-a axat pe pregătirea pe proiecte mature
<b>Mediul</b>	Axa 3. Sprijin pentru RT în 7 orașe	Progrese bune - pregătirea caietului de sarcini și specificațiilor tehnice, investiții pentru reducerea emisiilor (producție, transport)	7.1 - investiții bazate pe documentația tehnică RT pregătită în POS Mediu; 7.2 extinse la București	Contracte de lucrări semnate abia în 2014 (înainte de 2014, numai consultanțe și AT). Întârzieri în absorbție cauzate de achiziții, aprobarea majorărilor tarifare și contractanți în insolvență. O constatare majoră este că pierderile din rețele sunt substanțiale și necesită investiții.

### 1.3. Teoria Schimbării POIM

25. Teoria schimbării (TS) a Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM), ilustrată în Anexa A, a fost reconstruită pe baza analizei efectuate pentru evaluare. Tabelul 0.1 rezumă cele trei elemente principale ale TS identificate în Raportul Inițial: provocări, nevoi și strategie.

**Tabelul 0.1. Teoria Schimbării POIM**

<p><b>Provocări</b></p> <p>Principalele caracteristici ale contextului național și principalele provocări legate de intervențiile POIM în domeniul energiei</p>	<p>S-au identificat următoarele provocări în faza de programare POIM:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Absența unei strategii energetice actualizate, care limitează capacitatea de a acorda prioritate acțiunilor pentru atingerea obiectivelor UE 2020 în domeniul energiei și al schimbărilor climatice (obiectivul cu cel mai mare risc este eficiența energetică).</li> <li>• Interes limitat al investitorilor pentru dezvoltarea capacităților regenerabile sau capacității de producție eficiente energetic în anumite tehnologii (de exemplu, biomasă și cogenerare industrială), pe baza mecanismelor de sprijin de până în prezent.</li> <li>• Capacitatea limitată a rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice de a integra surse regenerabile și de a permite flexibilitatea în variația cererii (de exemplu, ca cea oferită de distribuția inteligentă); contorizare inteligentă limitată pentru energia electrică în gospodării.</li> <li>• Întârzieri în construcția unor piețe energetice pe deplin funcționale și a interconectivității sistemului de gaze naturale.</li> <li>• Performanță slabă a sistemelor RT (pierderi mari în rețea).</li> </ul> <p>Majoritatea acestor provocări sunt, în continuare, de actualitate. Provocările suplimentare care sunt din ce în ce mai evidente în dezbaterile recente privind politica energetică includ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumatorii vulnerabili (cu venituri mici și/sau afectați în mod substanțial de indisponibilitatea aprovizionării cu energie) și accesul la aprovizionarea cu energie (de ex., accesul consumatorilor casnici la gaze naturale naturale în zonele rurale);</li> <li>• Prosumatorii (gospodării care pot produce și livra energie electrică regenerabilă în rețea) - care necesită accelerarea contorizării inteligente și a rețelelor inteligente și modernizarea accelerată a distribuției de energie electrică;</li> <li>• Electromobilitate - necesită modernizarea distribuției energiei electrice în orașe.</li> </ul> <p>Mai mult, ultimul Pachet Energetic al UE și recentul Pact Verde European ar necesita eforturi accelerate pentru decarbonizare în România – de exemplu, tranziția de la cărbune la gaz; noi surse de energie regenerabile (SER), cum ar fi platformele eoliene offshore; hidrogen; integrarea mai rapidă a SER în rețelele electrice.</p>
<p><b>Nevoi</b></p> <p>Ce necesități principale de reformă structurală au fost evidențiate în contextul POIM în legătură cu intervențiile în sectorul energiei?</p>	<p>S-au identificat următoarele necesități cheie de reformă structurală; multe din acestea rămân relevante și astăzi într-o anumită măsură:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Consolidarea guvernancei corporative a întreprinderilor energetice deținute de stat (Programele Naționale de Reformă, 2014-2020, indică punctele slabe în implementarea legislației relevante, inclusiv pentru întreprinderile energetice deținute de stat) și creșterea independenței și capacității ANRE. În timp ce s-au făcut unele progrese în acest sens (în special pentru unele întreprinderi energetice deținute de stat și ANRE), reformele de guvernare corporativă rămân necesare pentru anumite întreprinderi de stat (de ex., Oltenia, companiile de termoficare) pentru a asigura performanțe adecvate și a îndeplini obiectivele preconizate la nivel național.</li> <li>• Continuarea liberalizării pieței energiei, în special pentru gaze naturale și energie electrică, așa cum se evidențiază în evaluarea ex-ante POIM. Acest lucru rămâne relevant până în prezent, în ciuda progreselor: întârzierile în punerea în aplicare a Pachetelor Energetice succesive ale</li> </ul>

	<p>UE (pachetul Trei, pachetul energie curată) limitează interesul pentru investiții SER, cogenerare, etc. prin mecanisme de piață. De asemenea, îngreunează dezvoltarea măsurilor de eficiență energetică la nivel de consumator. Prioritizarea investițiilor în infrastructură (rețele de transport și distribuție a energiei electrice, gaze naturale și energiei termice) este necesară pentru a asigura accesul adecvat la piețele energiei către producători și consumatori.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Adoptarea unei strategii energetice corelate cu o strategie privind schimbările climatice. La elaborarea POIM, cele două strategii ar fi trebuit doar corelate. Dar în 2020, noile norme UE au introdus o condiție mai strictă pentru elaborarea unui Plan Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice (PNIESC). România a transmis versiunea finală a PNIESC către Comisia Europeană în ianuarie 2021 și este, în prezent, în curs de examinare.</li> </ul>
<p><b>Strategie</b></p> <p>Ce abordare strategică propune POIM pentru intervenții în sectorul energiei în ceea ce privește OS, activitățile eligibile, beneficiarii eligibili, grupurile țintă și zonele țintă?</p>	<p>Intervențiile energetice din POIM s-au concentrat pe domenii în care mecanismele de sprijin și piețele energetice existente în etapa de proiectare a programului s-au dovedit insuficiente pentru a încuraja investițiile (de exemplu, SER mai puțin dezvoltate, eficiență energetică, cogenerare industrială, contorizare inteligentă șamd). Deși nu a fost pusă la punct o strategie în care dezvoltarea acestor domenii să fie accelerată, includerea lor în POIM ar fi putut compensa lipsa strategiei prin furnizarea unui cadru strategic de intervenție. Dar efectul a fost în schimb alocarea finanțării limitate disponibile în POIM în prea multe direcții, putându-se acoperi în principal proiecte pilot sau demonstrative pentru SO 6.1-6.4; precum și pentru proiecte care acoperă doar părți din toate programele de investiții de care este nevoie pentru modernizarea sistemelor RT în OS 7.1-7.2.</p>
<p>Ce <b>factori</b> influențează intervențiile energetice POIM?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Economici</i>: Creșterea economică după 2013 a dus la creșterea cererii de energie, atât pentru gospodării, cât și pentru industrie, făcând din energie un sector prioritar. Întrucât piața și mediul de afaceri nu erau încă suficient dezvoltate pentru a stimula investițiile în sectorul energiei, au fost încă necesare intervenții de stat ținute în anumite domenii.</li> <li>• <i>Demografici și geografici</i>: Schimbările profilului cererii de energie (termoficare pentru gospodării; consum de energie electrică și gaz în industrie) nu au fost însoțite de adaptări ale sectorului de producție (și într-o anumită măsură, nu sunt nici în ziua de azi). Rețelele de energie electrică, gaze naturale și termoficare sunt învechite, în timp ce capacitățile de producție, în bună parte pe combustibili fosili, nu au ținut pasul cu modificarea profilului teritorial al cererii și nici cu modificările consumului de energie electrică pentru noi utilizări (de ex., electromobilitate; cerere crescută de energie electrică pentru gospodării pentru electrocasnice noi, etc.).</li> <li>• <i>Cadrul legislativ</i>: Modificările frecvente ale Legii energiei (care acoperă gazele naturale și energia electrică) și incertitudinile referitoare la Legea termoficării, precum și legislația și reglementările secundare, au influențat probabil interesul beneficiarilor în accesarea fondurilor disponibile prin POIM.</li> <li>• <i>Disponibilitatea resurselor complementare</i>: Producția energiei electrice este un sector competitiv, în timp ce eficiența energetică este, de asemenea, influențată de condițiile pieței de energie; ambele pot și ar trebui să atragă resurse din sectorul privat, axându-se pe sprijinul public pentru accelerarea tendințelor și adoptarea tehnologiilor inovatoare. Investițiile în infrastructură (rețele de transport și distribuție gaze naturale, energie electrică și termoficare), precum și întreținerea acestora, ar trebui să fie acoperite prin tarife reglementate colectate de la consumatorii finali. Disponibilitatea surselor private de finanțare depinde însă de funcționarea pieței și de cadrul de reglementare, în timp ce sprijinul cu finanțări publice necesită respectarea principiilor ajutorului de stat.</li> </ul>



<p><b>Ipotezele</b> din spatele intervențiilor POIM</p>	<p>Ipotezele folosite în etapa de programare au legat provocările, nevoile și măsurile strategice și politice existente în vigoare la momentul respectiv (2013)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• OS 6.1: Anumite tehnologii regenerabile (biomasă, geotermală etc.) au potențial, dar condițiile de piață și schemele de sprijin existente sunt insuficiente pentru a atrage investiții.</li> <li>• OS 6.2: În timp ce prețurile pieței energiei sunt liberalizate pentru consumatorii industriali încă dinainte de 2014, sunt necesare eforturi suplimentare pentru a crește gradul de conștientizare (prin contorizare mai bună) și pentru a sprijini accelerarea eforturilor pentru eficiență energetică.</li> <li>• OS 6.3: Lansarea contorizării inteligente (care ar fi trebuit să ajungă la 80% din consumatori până în 2020), introdusă în Legea energiei 123/2012, necesită sprijin suplimentar pentru dezvoltare, sub formă de proiecte pilot/demonstrative pentru a indica valorile reale ale costurilor și beneficiilor.</li> <li>• OS 6.4: Cogenerarea industrială, care nu este acoperită de scheme de sprijin (cum ar fi bonusul de cogenerare) necesită sprijin inițial, cel puțin în scop demonstrativ.</li> <li>• OS 7.1 și 7.2: RT din opt orașe, unde se demonstrează beneficiile de mediu (în POS Mediu, 2007-2013), suferă pierderi mari și au nevoie de sprijin financiar pentru a spori eficiența și a evita debranșările consumatorilor din motive de calitate slabă a serviciului.</li> <li>• OS 8.1: Rețeaua de transport a energiei electrice necesită investiții suplimentare pentru a integra rapid dezvoltarea SER (evitând un potențial blocaj în dezvoltarea SER).</li> <li>• OS 8.2: Interconectarea rețelei românești de gaze naturale naturale cu Republica Moldova (care face parte din piața internă europeană de energie) sporește securitatea energetică regională, dar necesită finanțare publică.</li> </ul>
<p>Rezultate</p>	<p>Valorile țintă atât pentru realizare, cât și pentru rezultat, sunt destul de limitate pentru OS 6.1–6.4, iar contribuția lor la obiectivele Europa 2020 ale României este marginală. Anumite măsuri propuse (în baza OS 6.1-6.4) par a fi finanțări pentru demararea de proiecte pilot și demonstrative, cu scopul de a furniza informații (costuri reale și beneficii) pentru extinderea lor ulterioară cu alte surse de finanțare. Indicatorii de realizare și de rezultat pentru AP 6, 7 și 8 vor necesita o evaluare a capacității entităților relevante de a monitoriza eficient realizările.</p>

## 2. Proiectare și metodologie de evaluare

### 2.1. Obiectivele Evaluării

26. **Obiectivul general** al acestei evaluări acoperă două aspecte. În primul rând, evaluarea își propune să sprijine Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene (MIPE) în analiza eficacității, eficienței și impactului programului (2014 - 2020) în utilizarea Fondurilor Structurale și de Investiții Europene (FESI) în sectorul energiei. În al doilea rând, vor fi identificate experiențele relevante din această perioadă, astfel încât acestea să poată fi luate în considerare pentru perioada de programare 2021–2027.

27. În conformitate cu obiectivul său general, evaluarea va avea următoarele **obiective specifice**:

- a. să sprijine MIPE în evaluarea programelor și proiectelor din sectorul energiei finanțate în cadrul FESI pentru perioada de programare, 2014-2020, în conformitate cu cadrul de evaluare convenit;
- b. să identifice factorii care contribuie la succesul sau eșecul intervenției programului proiectat, precum și la durabilitatea pe termen lung a acțiunilor finanțate; și
- c. să producă cunoștințe care ar putea fi transferate autorităților de management relevante pentru proiectele rămase pentru perioada de programare curentă sau următoare a POIM și, de asemenea, ar putea fi folosite la evaluarea Acordului de Parteneriat.

28. **Domeniul de aplicare a evaluării** este de a acoperi programele și proiectele legate de energie POIM după cum urmează:

- a. eficiența energetică prin măsurarea inteligentă a consumului de energie și a folosirii sistemelor de cogenerare (OS 6.2–6.4);
- b. reducerea emisiilor prin surse regenerabile mai puțin exploatate (OS 6.1);
- c. eficiența energetică în sistemele de termoficare din orașele selectate (OS 7.1 și OS 7.2); și
- d. rețele inteligente și durabile de transport pentru energia electrică și gaze naturale naturale (OS 8.1 și OS 8.2).

29. Raportul își propune, de asemenea, să sprijine MIEP pentru perioada de programare 2014–2020, oferind dovezi și lecții pentru a informa pregătirea și implementarea ciclului următor. Evaluarea acoperă proiectele aprobate și angajate până în decembrie 2020 și preconizate a fi executate până în decembrie 2023.

30. **Utilizarea evaluării** a fost planificată pentru următoarele trei grupuri de părți interesate:

- a. **Utilizatorii evaluării:** Factorii de decizie politică (MIPE, ME Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor (MMAP) și alte agenții naționale relevante), entități care implementează activități din sectorul energiei finanțat prin FESI (companii naționale precum Transelectrica și Transgaz, municipii selectate, etc.) și alte părți interesate și parteneri sectoriali care utilizează evaluarea pentru a-și formula politicile publice, inclusiv oficialii UE;
- b. **Părțile interesate responsabile cu managementul și efectuarea evaluărilor** - și anume, manageri de evaluare, comitete de conducere și științifice, furnizori de date și evaluatori; și
- c. **Publicul larg și societatea civilă.**

## 2.2. Cadrul General de Evaluare

31. Caietul de sarcini (Anexa 1) original include opt întrebări de evaluare axate, în principal, pe impact și durabilitate. Pe baza informațiilor analizate până acum și având în vedere stadiul implementării POIM în sectorul energiei, sunt propuse și agreate unele revizuri la setul inițial de întrebări de evaluare. Aceste revizuri au urmărit să surprindă dimensiunile eficacității, coerenței și eficienței, precum și ale impactului și durabilității; iar numărul întrebărilor de evaluare a fost mărit la 12 așa cum este prezentat mai jos.

### **Eficacitate**

1. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt efectuate în conformitate cu așteptările și produc schimbarea dorită (Obiective Specifice)?
2. Ce factori influențează rezultatele intervențiilor POIM în energie?

### **Coerență**

3. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt coerente cu strategiile, planurile și programele naționale?
4. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt coerente cu strategiile și programele UE (Pachetul UE pentru Energie Curată și alte strategii din domeniul energiei și schimbărilor climatice, după caz)?

### **Eficiență**

5. În ce măsură sistemul de implementare a intervențiilor POIM în sectorul energiei este funcțional și eficient în raport cu indicatorii de performanță?
6. În ce măsură sunt rentabile intervențiile POIM în sectorul energiei?

### **Impact**

7. În îndeplinirea obiectivelor stabilite pe program/proiect în sectoarele, zonele geografice și grupurile vizate, ce progrese pot fi observate (și anume, care sunt efectele brute) de la adoptarea intervențiilor?
8. În ce măsură progresul observat poate fi atribuit intervențiilor finanțate (care este efectul net)?
9. Care este efectul de rețea estimat al intervențiilor finanțate?
10. În ce măsură efectele ar putea apărea dincolo de aria geografică, sectoarele sau grupurile vizate (efectele de propagare estimate)?

### **Durabilitate**

11. În ce măsură se așteaptă ca efectele intervențiilor să fie durabile pe o perioadă mai lungă de timp (respectiv, intervențiile pot fi integrate în planurile naționale de dezvoltare durabilă)?
12. În ce măsură ar trebui finanțate în continuare intervențiile POIM din sectorul energiei - de exemplu, pentru a-și menține relevanța pentru următoarea perioadă de programare?

Matricea de Evaluare detaliată este prezentată în Anexa B.

Datorită ritmului lent de contractare și implementare a proiectelor, în acest raport de evaluare (Rezultatul 2) doar 9 din cele 12 întrebări de evaluare (ÎE) au putut fi abordate conform planului

inițial: 1–7 și 11–12. ÎE planificate privind efectul net, efecte de rețea și efectele de propagare ale proiectelor POIM (ÎE 8-10) vor fi acoperite în următorul raport de evaluare (Rezultatul 3), deoarece acestea evaluează așteptările actuale în ceea ce privește impactul potențial care poate fi atins până la sfârșitul programului.

## 2.3. Metodologie

### 2.3.1. Abordarea metodologică

34. Abordarea metodologică de evaluare s-a bazat pe un design non-experimental. Colectarea datelor s-a realizat în conformitate cu o metodologie axată mai mult pe metode calitative, care au fost aplicate astfel încât evaluarea să poată valida, invalida sau explica în continuare ipotezele și concluziile preliminare care rezultă din cercetările documentare. Selecția proiectelor, colectarea datelor și orientările pentru interviuri și focus grupuri sunt prezentate în Anexa C.

35. Majoritatea datelor au fost colectate în prima fază a evaluării; cu toate acestea, echipa de evaluare a revenit cu cereri de date suplimentare de la actori relevanți pentru a aprofunda analiza și a dezvolta în continuare rezultatele evaluării preliminare.

36. S-au utilizat mai multe surse de date (a se vedea Anexa C) pentru a obține acces la datele deja existente cu privire la monitorizarea intervențiilor POIM în sectorul energiei, precum și pentru a colecta date noi și informații necesare pe tot parcursul procesului de evaluare.

37. Datele colectate au acoperit întregul ciclu de implementare a intervențiilor POIM în sectorul energiei, inclusiv fazele de durabilitate ale acestora. Prin urmare, a fost luată în considerare întreaga perioadă, ianuarie 2014 – decembrie 2020.

38. Această evaluare a folosit mai multe metode de analiză, cum ar fi: SWOT (puncte forte, puncte slabe, oportunități și amenințări), analiza datelor primare și secundare, analiza indicatorilor și analiza bazată pe teorie.

39. **Analiza SWOT** a evaluat punctele tari, punctele slabe, oportunitățile și amenințările intervențiilor POIM legate de energie pentru a identifica:

- Factorii interni pozitivi (puncte tari) prezenți în implementarea intervențiilor susținute de intervențiile POIM în sectorul energiei
- Factorii interni negativi (puncte slabe) prezenți în implementarea intervențiilor susținute de intervențiile POIM în sectorul energiei
- Oportunitățile (factori externi care ar putea sau au influențat calitatea serviciilor energetice: factori socioeconomici, demografici, legislativi, de mediu, etc.) cu privire la implementarea intervențiilor susținute de intervențiile POIM în sectorul energiei;
- Amenințările (factori externi care ar putea sau au influențat negativ implementarea și/sau au avut consecințe neintenționate) legate de implementarea intervențiilor susținute de intervențiile POIM în sectorul energiei.

40. Punctele tari și oportunitățile evidențiate au condus la identificarea și evaluarea alternativelor de intervenție, iar punctele slabe și amenințările stau la baza planificării strategiei de risc (prin utilizarea punctelor tari). Analiza SWOT a ajutat la identificarea factorilor interni și externi care facilitează sau împiedică producerea efectelor preconizate în urma implementării intervenției.

41. **Analiza datelor primare și secundare** a acoperit următoarele aspecte: numărul de proiecte aprobate/contractate/finalizate, rezultatele financiare, utilizarea fondurilor la proiect/operație/OS, etc. Atât datele de la autoritățile responsabile cu managementul și implementarea proiectului (autoritatea de management, beneficiarii), cât și datele colectate de la alte instituții publice și organizații relevante vor fi analizate, așa cum este prezentat în analiza documentară.

42. **Analiza indicatorilor** a luat în considerare gradul în care indicatorii au fost atinși la nivelul proiectului în funcție de tipul de intervenție. Rezultatele au fost evaluate în conformitate cu obiectivele proiectelor și cu rezultatele obținute în intervenții similare (conform rezultatelor găsite în analiza comparativă a proiectelor similare în PO din Polonia și Lituania descrise în Capitolul 4). Datele au fost corelate cu rezultatele analizelor calitative în vederea identificării factorilor care au facilitat sau împiedicat obținerea rezultatelor. Rezultatele analizelor au fost corelate cu informațiile financiare la nivelul OS al proiectului sau operațiunii pentru a evidenția aspecte legate de eficiența intervenției și identificarea costurilor unitare în domeniile în care acest lucru era posibil (pentru analize comparative și bune practici sau lecții învățate).

43. **Teoria schimbării:** S-a avut în vedere lanțul cauzal al rezultatelor, urmat de o analiză a aspectelor relevante pentru fiecare intervenție. Ipoteza a luat în considerare modul în care strategia propusă a condus la obținerea rezultatelor în special în contextul socioeconomic și în concordanță cu acțiunile complementare (de ex. acțiuni pentru piață, în sfera socială, etc.)

### 2.3.2. Colectarea datelor

44. **1. Analiza documentară** (inclusiv surse de date secundare) a fost folosită pentru a obține o imagine clară și detaliată a logicii de intervenție a programului asupra rezultatelor și impactului AP 6, 7 și 8. Cercetarea documentară a fundamentat analiza și a completat colectarea primară a datelor.

Principalele documente acoperite în timpul analizei documentare (a se vedea Anexa E) au fost următoarele:

- Documente strategice românești din sectorul energiei (versiuni preliminare ale strategiei energetice care, deși nu au fost aprobate oficial, indică prioritățile politicii începând cu 2014; PNIESC pentru 2020–2030)
- Principalele acte legislative și reglementări (legea energiei, legea termoficării, ordinele ANRE), care privesc regulile pieței energiei, dar și scheme complementare de sprijin pentru tehnologii și proiecte similare celor din POIM (schema Certificatelor Verzi, bonus de cogenerare, programe UE care sprijină alte infrastructuri de gaze naturale naturale, etc.)
- Documentele programului pentru POIM (versiunile preliminare și finale; documentele-cadru de implementare; rapoartele anuale de implementare; evaluarea POIM ex-ante; alte documente relevante și prezentări de la Comitetul de Monitorizare al POIM)
- Documentele aferente proiectului (pentru proiectele incluse în studii de caz - aplicații de proiect, analiza ex ante cost-beneficiu (ACB), rapoarte de progres sau de implementare finale rezultate ale monitorizării); planuri de dezvoltare a rețelei pe 10 ani pentru Transelectrica și Transgaz (pentru OS 8.1 și 8.2)
- Statistici relevante de la INS și ANRE (de ex. rapoarte anuale privind eficiența energetică și surse regenerabile, rapoarte privind piața de energie electrică și piața de gaze naturale naturale)

- Alte programe ale UE relevante pentru subiect (raportul final de implementare a POS Competitivitate 2007–2013 pentru proiectele anterioare privind eficiența energetică și sursele regenerabile de energie; POS Mediu 2007–2013 pentru acordarea priorității proiectelor RT în POIM; actualul POR 2014-2020 pentru măsuri complementare privind eficiența energetică în clădiri)

45. **2. Interviuurile semi-structurate** au fost folosite pentru a obține o mai bună înțelegere a proiectării programului, istoricul implementării programului, blocaje, lecții învățate din pregătirea ghidurilor, cereri de propuneri de proiecte, evaluări, contractare, achiziții în cadrul proiectelor finanțate, provocări instituționale, șamd. Interviuurile s-au bazat pe liniile directoare pregătite în Raportul Inițial. **Opt interviuri** efectuate pentru acest rezultat de evaluare, dintre care patru au fost interviuri individuale și patru au fost interviuri de grup (cu o medie de trei participanți pe interviu de grup). Printre persoanele intervievate se numără reprezentanții Autorității de Management și părțile interesate atât din Comitetul de Monitorizare (beneficiari principali și instituții publice), cât și din Comitetul Tehnic. Interviuurile vor fi principalul instrument de colectare a informațiilor direct de la părțile interesate din OS 7.2, 8.1 și 8.2, care constau fiecare dintr-un proiect mare și specific. De asemenea, interviurile au fost utilizate pentru colectarea de date suplimentare pentru studiile de caz.

46. **3.** S-au folosit **focus grupuri** pentru colectarea de informații dintr-un grup de proiecte, în special în cadrul AP 6 și AP 7, care au procese de selecție competitive și beneficiari multipli. Au fost organizate **două focus-grupuri** (cu o medie de șase participanți în fiecare grup), astfel încât datele să poată fi colectate de la o gamă mai largă de părți interesate în care organizarea interviurilor individuale ar fi fost mai puțin eficientă, pentru OS 6.2 și OS 7.1. Focus grupurile au inclus beneficiari și actori de implementare (furnizori de servicii și consultanți). Focus grupurile au fost stabilite pe baza liniilor directoare pregătite în Raportul Inițial.

47. **4. Studiile de caz** au fost folosite pentru a furniza o analiză mai profundă a proiectelor implementate în cadrul POIM. Criteriile pentru selectarea studiilor de caz au fost următoarele:

- Cele mai reprezentative (finale sau aproape de finalizare) pentru OS 6.1–6.4 și OS 7.1 (care urmează să fie actualizate în a doua evaluare)
- Cele două proiecte din OS 7.2 și 8.1
- Proiect de interconectare – Transgaz SO 8.2
- Eșantion al proiectelor de distribuție a gaze naturalelor din OS 8.2 (în a doua evaluare)

48. Cele nouă proiecte selectate pentru a face obiectul studiilor de caz sunt prezentate în Tabelul 2.1.

49. Cele **nouă studii de caz** sunt detaliate în Anexa D.

**Tabelul 2.1. Lista Studiilor de Caz**

	Titlul proiectului	Beneficiar	Cod MySmis
SO 6.1 – Creșterea producției de energie din surse regenerabile și mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)			
1.	Modernizarea stațiilor de transformare ale E.ON Distribuție România S.A.– Lucrări de consolidare a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare a capacităților de producție suplimentare pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță a S.E.N. – Unitatea 110/20kV Hîrlău, Unitatea 110/20kV Pascani, Unitatea 110/20kV Gorban	Delgaz Grid	105731

2.	Utilizarea energiei geotermale combinate cu pompele de încălzire centralizată, pentru a produce agent termic pentru încălzire centralizată și apă caldă pentru zona Nufărul I, Oradea	Municipiul Oradea	115839
SO 6.2 – Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali			
3.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie din Antibiotice SA	Antibiotice S.A.	109717
SO 6.3 – Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor			
4.	Implementarea unui sistem inteligent de măsurare în Craiova, zona centrală (parțial) și Sărari (aprox.10.000 de consumatori din Craiova)	Distribuție Oltenia	114790
OS 6.4 – Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin sisteme de cogenerare de înaltă eficiență			
5.	Creșterea eficienței energetice operaționale la SC AMBRO S.A. Suceava prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	AMBRO S.A.	115900
OS 7.1 – Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate			
6.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028, pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa II	Municipiul Oradea	108460
OS 7.2 – Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București			
7.	Reabilitarea sistemului de încălzire al Municipiului București	Municipiul București	138142
OS 8.1 – Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile			
8.	LEA 400 KV c.c. Gutinaș-Smârdan	Transelectrica	129245
OS 8.2 – Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine			
9.	Dezvoltări ale SNT în zona de nord-est a României pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale naturale a zonei, precum și pentru asigurarea capacităților de transport către Republica Moldova	Transgaz	122972

### 2.3.3. Limitări

50. Evaluarea a identificat câteva riscuri cheie și limitări metodologice pentru care s-au găsit măsuri de atenuare, așa cum se arată în Tabelul 2.2.

**Tabelul 2.2. Limitări metodologice**

Limitare	Comentarii
Rapoarte și date de monitorizare incorecte	Analiza documentară a relevat anumite limitări ale datelor de monitorizare – în special, indicatori care arată rezultatele finale și datele de rezultat imediat pentru proiectele încă în curs de implementare, dar care nu au fost finalizate și indicatori care au fost proiectați sub-optimal. Pentru a compensa această limitare, echipa de evaluare a inclus chestionarea monitorizării în cât mai multe interviuri, pentru a colecta date suplimentare relevante pentru monitorizare.
Întârzieri în implementare	Majoritatea intervențiilor au început recent sau sunt întârziate în implementare. Este dificil de estimat efectul intervențiilor în faza incipientă a implementării, mai ales în ceea ce privește rezultatele imediate și impactul. Echipa de evaluare a încercat să ofere proiecții ale efectelor probabile ale intervențiilor.
Angajament limitat al câtorva actori cheie	Evaluatorii au avut oportunități limitate de a accesa și de a interacționa cu câțiva actori cheie din autoritatea de management POIM. Cooperarea strânsă cu Unitatea Centrală de Evaluare a facilitat accesul echipei de evaluare la majoritatea informatorilor cheie.
Limitarea colectării datelor din cauza pandemiei COVID-19	Evaluarea a fost efectuată fără deplasare sau întâlniri față în față, ceea ce a implicat anumite provocări în procesul primar de colectare a datelor. Întâlnirile de grup s-au desfășurat online și, în ciuda tendinței inițiale de a fi mai puțin interactive, în cele din urmă s-au dovedit a fi informative la un nivel satisfăcător.

### 3. Analiză și Interpretare

#### 3.1. Eficacitate

#### ÎE 1: În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt efectuate în conformitate cu așteptările și produc schimbarea dorită (OS)?

51. Progresul în realizarea rezultatelor finale și rezultatelor imediate ale programului este rezumat în Tabelul 3.1.

**Tabelul 3.1. Rezumatul progreselor în realizarea rezultatelor finale și rezultatelor imediate ale programului**

OS	Indicator	Tip	De bază 2013	Valoarea curentă 2020 sau 2018	Obiectiv 2023
6.1	Nr. stații de distribuție modernizate/noi	Realizare	0	12	4
	Capacitate SER suplimentară instalată (MW)	Realizare	0	26.905	26
	Reducerea emisiilor de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> e)	Realizare	0	15805.55	20972
6.1	Producția brută de energie primară mai puțin utilizată SER	Rezultat	76.38	104.5	455.96
6.2	Nr. de companii sprijinite	Realizare	0	15	60
6.2	Intensitatea energetică în industrie (kgoe/1000 €)	Rezultat	183	140.9	121.5
6.3	Nr. de gospodării conectate la contorizarea inteligentă	Realizare	0	20016	80000
6.3	Consumul mediu pe gospodărie (hh) (MWh/hh/an)	Rezultat	1.42	1.35	1.2
6.4	Capacitate de cogenerare de înaltă eficiență instalată (MW)	Realizare	0	18.339	20
	Nr. de companii sprijinite	Realizare	0	2	5
	Reducerea emisiilor de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> e)	Realizare	0	11112.35	28000
6.4	Economii de energie primară 1000 tep/an	Rezultat	178	209	232
7.1	Rețea modernizată (km)	Realizare	0	295.62	210
7.1	Pierderi de rețea (%)	Rezultat	26.76	28.54	15
7.2	Rețea modernizată (km)	Realizare	0	0	133
7.2	Pierderi de rețea (%)	Rezultat	26.76	28.54	15
8.1	Km de linie electrică modernizată	Realizare	0	140	140
8.1	Creșterea capacității de integrare RES (MW)	Rezultat	2200	3200	3200
8.2	Km de conducte de gaz - transport modernizate	Realizare	0	0	160
	Nivelul tehnologic al rețelei inteligente de gaze naturale	Rezultat	0	0	2
8.2	Capacitate de interconectare (bcm/an)	Rezultat	14.35	15.85	20

Surse pentru valorile actuale (2020): Baza de date SMIS (date din 2020) pentru OS 6.1, OS 6.2, OS 6.3, OS 6.4, OS 7.1; cel mai recent Raport Anual de Implementare (2019) pentru OS 7.2, OS 8.1, OS 8.2. Indicatorii pentru OS 6.1, OS 6.3, OS 6.4, OS 7.1, OS 8.1 sunt de fapt raportați pentru proiectele care sunt în curs de implementare (construcția nu este finalizată). Acesta este un neajuns major, deoarece produce o supra-raportare a realizărilor de până acum în cadrul POIM.

*OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)*

52. Măsurile incluse în acest OS au fost împărțite în două priorități: (i) sprijin pentru distribuția energiei electrice pentru a integra mai bine energia regenerabilă (consolidarea liniilor de distribuție



a energiei electrice și construcția de substații) și (ii) producția de energie regenerabilă – respectiv utilizarea resurselor geotermale pentru integrarea în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice. Niciun proiect nu a fost finalizat până în prezent pentru a evalua contribuția finală la obiective. Cu toate acestea, în timpul interviurilor, beneficiarii sprijinului în distribuția energiei electrice sunt încrezători că proiectele lor își vor spori într-adevăr capacitatea de integrare a capacităților regenerabile nou construite în regiunea lor, odată ce implementarea este finalizată. Beneficiarii sprijinului pentru energia geotermală sunt, de asemenea, siguri că proiectele ar crește cota de energie termică regenerabilă în termoficare, contribuind la obiectivele angajate – deși evidențiază riscurile semnificative de implementare, deoarece viabilitatea proiectelor (și, prin urmare, eligibilitatea costurilor) ar fi clară doar după finalizarea construcției.

#### *OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

53. Proiectele acoperite de OS 6.2 includ instalarea de sisteme inteligente de măsurare pentru a monitoriza consumul de energie electrică, gaz, căldură și apă pentru consumatorii industriali. 14 proiecte au fost finalizate. Introducerea contorizării inteligente nu conduce în sine la reducerea consumului de energie, ci oferă mai degrabă informații adecvate și detaliate despre consum, permițând companiilor să optimizeze procesele de producție și să investească în echipamente eficiente din punct de vedere energetic în domeniile prioritare. Deoarece majoritatea proiectelor tocmai au fost finalizate în 2019-2020, măsurile de urmărire pentru reducerea consumului de energie trebuie încă puse în aplicare, deși beneficiarii declară că investițiile de măsurare inteligentă au produs într-adevăr informații valoroase pentru optimizarea proceselor industriale viitoare. În ciuda faptului că OS are cele mai bune rezultate în ceea ce privește finalizarea proiectelor printre OS componente energetice a POIM (cu 14 proiecte finalizate), trebuie remarcat faptul că până în prezent doar 15 proiecte din cele 60 prevăzute vor fi sprijinite (23% din alocarea financiară totală) sunt în curs de implementare sau finalizate.

#### *OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

54. Un singur proiect (care constă în instalarea contorizării inteligente pentru distribuția energiei electrice într-o zonă din orașul Craiova cu aproximativ 10.000 de gospodării) a fost parțial implementat până în prezent. Dintre cele opt proiecte avute în vedere, au fost contractate două (sau 25% din alocarea financiară). Deoarece datele de bază luate în considerare în POIM sunt consumul de energie electrică în gospodării începând cu 2014, consumul de energie electrică în gospodării a crescut de fapt, iar realizarea indicatorului țintă până la sfârșitul POIM este puțin probabilă, deoarece se estimează o creștere a consumului de energie electrică în gospodării (mai multe aparate casnice, electromobilitate, încălzire și răcire bazate pe energie electrică, etc.). Cu toate acestea, această problemă este mai mult legată de selectarea indicatorilor țintă în etapa de programare decât de nerealizarea obiectivelor dorite, care ar trebui să consistă în mod ideal dintr-un consum mai mic de energie electrică în 2023 comparativ cu o referință pentru același an 2023 dacă nu s-ar fi luat nicio măsură (deși consumul pentru 2023 nu a putut fi estimat corespunzător în etapa de programare din 2014).

#### *OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

55. La data acestui raport, două proiecte au primit sprijin în temeiul acestui OS și unul a fost finalizat fizic (o mică unitate de cogenerare la AMBRO), deși este în faza finală de testare și nu este încă operațional. Cele două proiecte acoperă doar 18% din alocarea financiară. În timp ce beneficiarul proiectului finalizat este optimist cu privire la eficiența investiției, unitatea de cogenerare nu este încă în funcțiune pentru a măsura economiile reale. Cu toate acestea, intervenția ar putea fi suboptimă: având în vedere restricțiile pentru eligibilitatea proiectului (o capacitate maximă de 20 MWt și 6,5 MWe), beneficiarul al cărui proiect a fost finalizat a instalat o capacitate mai mică decât ar fi fost optimă pentru procesul său industrial.

#### *OS 7.1 Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate*

56. Proiectele susținute de acest OS acoperă în prezent cinci dintre cele șapte orașe prevăzute inițial; un singur proiect (în Oradea) a fost finalizat, iar orașul a solicitat un proiect de continuare. Datele de referință luate în considerare în POIM constau în pierderi în RT în 2014; în prezent, pierderile de RT înregistrate au crescut de fapt, având în vedere întârzierile în investițiile globale în sectorul RT. Astfel, este puțin probabil ca obiectivul final de reducere a pierderilor generale în RT la nivel național să fie atins, deși acest lucru reflectă limitarea indicatorului ales pentru a măsura rezultatele imediate la sfârșitul programului (pierderi începând cu anul de referință 2014, în loc de pierderi estimate începând cu 2023 fără intervenții) mai degrabă decât ale performanței OS. Cu toate acestea, trebuie menționat că pentru proiectul finalizat din Oradea beneficiarul a raportat o scădere a pierderilor de 26,7% în raportul final de implementare.

#### *OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

57. Implementarea proiectului nu a început (din motive exogene examinate în ÎE2). Estimarea este că proiectul poate fi „fazăt” pentru a realiza o implementare parțială în ciclul actual și a continua în cadrul programului 2021-2027.

#### *OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*

58. Proiectul (o linie aeriană cu dublu circuit de 400 kV între substațiile Gurdiș și Smârdan, cu modernizarea unor astfel de substații) este în prezent în curs de implementare, după multe întârzieri cauzate de: interpretarea neclară a cerințelor de notificare a ajutorului de stat și modificări la ghidul solicitantului; un proces îndelungat de autorizare (în special în ceea ce privește construcția, autorizațiile date la nivel local); un proces de expropriere pentru construcția liniei de energie electrică (în special de la alți proprietari de teren de stat); modificări ale costurilor totale cauzate de modificările legislative; și pregătirea caietului de sarcini (CS).

59. În prezent, proiectul se află în stadiul achiziției de lucrări, astfel încât contribuția sa la obiectivele declarate (capacitate sporită de integrare a surselor regenerabile de energie în sistemul electric) este încă estimată doar ex ante (ce se estimează la finalizarea proiectului). Cu toate acestea, proiectul continuă să fie o prioritate majoră pentru Transelectrica, deoarece se așteaptă să

consolideze rețeaua, crescând astfel capacitatea rețelei de a integra energie electrică produsă în zona Dobrogea (bogată în surse regenerabile de energie) și interconectarea cu Bulgaria. Va deveni și mai relevant, dacă România dezvoltă eolianul offshore, o nouă direcție în politica energetică evidențiată și în PNIESC.

#### *OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine*

60. OS constă dintr-un proiect major – o conductă și două stații de comprimare ale Transgaz care ar asigura interconectarea cu Republica Moldova; în plus, în septembrie 2020, a fost lansat un nou apel care acoperă extensiile rețelelor de distribuție a gazelor naturale pentru a îmbunătăți accesul gospodăriilor. După întârzieri semnificative, se estimează că proiectul Transgaz va fi finalizat până la mijlocul anului 2021.

61. Întrucât proiectul conectează rețeaua României la cea a Republicii Moldova, unul dintre riscurile din timpul programării a constat în întârzieri potențiale sau anularea infrastructurii corespunzătoare din Republica Moldova (o conductă care leagă frontiera de zona principală de consum, Chișinăul). Cu toate acestea, în 2020 infrastructura din partea moldovenească (achiziționată tot de Transgaz) a fost finalizată, eliminând acest risc. În același timp, aprovizionarea cu gaze naturale rusești prin Ucraina încetează treptat, făcând proiectul finanțat de POIM și mai relevant. Cu toate acestea, viabilitatea reală și utilizarea proiectului vor fi demonstrabile numai după finalizarea construcției. Aprovizionarea cu gaze naturale a Moldovei prin conducta sprijinită în cadrul POIM va depinde de condițiile pieței gazelor naturale din Republica Moldova și de conductele concurente.

62. În 2020, o finanțare suplimentară în valoare de 235 de milioane EUR a fost realocată la OS 8.2 pentru a sprijini rețelele de distribuție a gazelor naturale. Un apel pentru cereri de proiecte a fost lansat (în august) pentru proiectele care urmau să fie depuse până în decembrie 2020; au fost depuse 250 de propuneri. În prezent, proiectele sunt în curs de evaluare și niciun contract de finanțare nu a fost semnat până în februarie 2021. Aceste proiecte vor fi acoperite în următorul raport de evaluare.

## **ÎE 2: Ce factori influențează rezultatele intervențiilor POIM în energie?**

### *OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)*

#### **Factori economici**

63. Consolidarea rețelelor de distribuție pentru a îmbunătăți integrarea surselor regenerabile de energie conectate direct la rețelele de distribuție este influențată de creșterea cererii de energie electrică, în special din partea gospodăriilor. Provocările suplimentare, cum ar fi apariția prosumatorilor (gospodăriile care pot produce și livra energie regenerabilă la rețea), necesită atenție pentru a asigura un echilibru optim și o mai bună gestionare a cererii și ofertei. Trebuie remarcat faptul că cei doi beneficiari ai 6.1 (ambii operatori ai sistemului de distribuție sau OSD) sunt, de asemenea, cei doi beneficiari ai 6.3, contorizarea inteligentă pentru gospodării: Delgaz Grid și Distribuție Oltenia, reprezentând două din cele opt OSD regionale de energie electrică. Acest lucru indică faptul că OSD beneficiare văd necesitatea de a cupla cele două măsuri: este necesară

consolidarea liniilor de distribuție și a substațiilor pentru a integra (i) producătorii corporativi de energie regenerabilă conectați la distribuție (fotovoltaică și eoliană) și (ii) gospodăriile care sunt atât producători (de ex. panouri fotovoltaice pe acoperiș) cât și consumatori în diferite momente ale zilei (prosumatori). Măsurarea detaliată a surselor regenerabile intermitente și a consumului în timp real este esențială pentru a facilita prosumatorii.

64. Factorii economici sunt mai puțin importanți pentru producerea de energie geotermală pentru rețeaua de termoficare, deoarece măsura urmărește să înlocuiască sursa de energie existentă (fosilă) pentru o cerere de căldură relativ constantă pentru uz rezidențial, care, prin urmare, nu este influențată de factori economici.

#### **Factori demografici și geografici:**

65. Nesemnificativi pentru acest OS.

#### **Cadrul legislativ**

66. Două probleme legale și de reglementare principale au provocat întârzieri:

- Ordonanța de urgență nr. 114/2018 a crescut costurile pentru construcții, făcând unele costuri neeligibile, întrucât au depășit finanțarea aprobată (pentru care beneficiarii au trebuit să găsească resurse complementare)
- Lipsa clarității cu privire la schemele de ajutor de stat (constând în cea mai mare parte din interpretări ale legislației UE privind ajutorul de stat de către Consiliul Concurenței) – de ex. interpretarea dacă sursele regenerabile de energie pentru autoritățile locale ar trebui să intre sub incidența reglementărilor privind ajutoarele de stat.

#### **Disponibilitatea resurselor complementare**

67. Disponibilitatea resurselor complementare este foarte relevantă – în special pentru OS 6.1, producția de energie regenerabilă, unde finanțarea este alocată forării puțurilor geotermale, astfel încât apa caldă să poată fi folosită în sistemele de încălzire. În timp ce potențialul geotermal este cunoscut numai în general înainte de forarea puțului, potențialul economic (dacă temperatura și presiunea reală a apei vor permite utilizarea sa economică pentru RT) este descoperit pe deplin numai după finalizarea puțului. Astfel, există un risc ridicat pentru beneficiari să acceseze fondurile UE și să descopere la final că întreaga investiție este neeligibilă, deoarece potențialul economic nu este realizat. Din acest motiv, numai municipalitățile care au resursele financiare pentru a-și asuma riscul de neeligibilitate au solicitat finanțarea UE disponibilă în prezentul OS; de asemenea, acest lucru face ca replicarea măsurii să devină problematică.

#### *OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

#### **Factori economici**

68. Măsurile sprijinite în acest OS constau în contorizarea inteligentă pentru consumul de energie electrică, gaz, apă și abur. În acest context, doi factori au avut un impact pozitiv asupra proiectelor: (i) prețurile la energie, care au fost liberalizate după începutul perioadei de programare 2014–2020; și (ii) schimbările pe piețele produselor destinate consumatorilor industriali (care necesită modificări ale echipamentelor). Sunt necesare măsuri în continuarea intervenției sprijinite din OS (de ex. îmbunătățiri ale echipamentelor de producție, modificări ale proceselor industriale) pentru a realiza potențialul de eficiență energetică.

### **Factori demografici și geografici:**

69. Nu se aplică acestui OS.

### **Cadrul legislativ**

70. Este posibil ca alți potențiali beneficiari să fi renunțat să depună o cerere de finanțare din cauza schemei de ajutor de stat folosită pentru măsurile incluse în OS. Schema de ajutor de stat era *de minimis* – ceea ce minimizează aprobările necesare, dar plafonează sprijinul maxim la 200.000 EUR, care ar putea fi prea mic pentru acest tip de proiect. În același timp, unii beneficiari au considerat că limita de *de minimis* este prea mică pentru volumul de documentație și de sarcină birocratică implicat în pregătirea unui proiect pentru finanțarea UE.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

71. OS 6.2 sprijină contorizarea inteligentă pentru consumatorii industriali; în general, marii consumatori industriali care înțeleg pe deplin necesitatea optimizării consumului de energie sunt întreprinderi mari pentru care sprijinul financiar de până la 200.000 EUR este o sumă mică. Absorbția ar putea fi accelerată printr-o campanie promoțională care vizează IMM și întâlnirile organizate de AM între beneficiarii actuali și potențiali, care ar putea învăța din experiența beneficiarilor care au finalizat proiectele susținute în acest OS.

### *OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

### **Factori economici**

72. Consumul de energie electrică în gospodării a crescut și se estimează o creștere continuă (de ex. referința pentru 2014 este de 1,35 MWh/gospodărie/an, în timp ce consumul real din 2018 este de 1,42 MWh/gospodărie/an, conform raportului anual de implementare POIM din 2019). Creșterea este cauzată de utilizarea și diversificarea mai mare a aparatelor electrocasnice, consumul de energie electrică pentru încălzire, electromobilitate, etc.; întrucât energia electrică este o sursă de energie mai curată decât combustibilii fosili pentru încălzire (gaz) și transport (benzină), cererea gospodăriilor va fi din ce în ce mai stimulată atât de creșterea economică, cât și de politicile de decarbonizare. În timp ce indicatorii de rezultate selectați pentru OS 6.3 ar putea fi, așadar, suboptimi pentru a capta câștigurile de eficiență energetică din contorizarea inteligentă în distribuția de energie electrică, creșterea estimată a consumului de energie electrică face de fapt mai urgentă modernizarea distribuției de energie electrică și introducerea contorizării inteligente (care sprijină optimizarea operațiunilor de rețea și producția de date detaliate, în timp real, privind consumul și producția de către prosumatori).

### **Factori demografici și geografici:**

73. Proiectele susținute în cadrul POIM se concentrează pe infrastructura de contorizare inteligentă (contoare, concentratoare de date, software, etc.) în cartiere urbane mici (acoperind aproximativ 10.000 de gospodării fiecare) în care populația nu se așteaptă să scadă.

### **Cadrul legislativ**

74. Cadrul de reglementare (Legea energiei electrice nr. 123/2012 cu modificări) conține prevederi pentru introducerea contorizării inteligente în distribuție. În versiunea inițială a legii, programul de contorizare inteligentă trebuia să fie finalizat 80% până în 2020 (așa cum se cere în cel de-al Treilea Pachet Energetic al UE din 2009). Acest lucru ar fi însemnat un program clar și

ambitios promovat de ANRE pentru implementarea contorizării, în care investițiile ar fi urmat să fie recuperate din tarifele de distribuție mai mari. Deoarece costurile au fost estimate grosier (într-un studiu realizat de AT Kearney în 2012), ANRE a promovat mai multe proiecte-pilot mici pentru a identifica cele mai bune soluții tehnice și a evalua sarcina financiară totală pentru consumatori asociată cu programul de contorizare la nivel național (minimum 80% din consumatori). Proiectele pilot au fost neconcludente, cu mari disparități între companiile de distribuție, iar ANRE a întârziat aprobarea unui program complet de contorizare inteligentă din cauza incertitudinilor asupra impactului asupra creșterii tarifului de distribuție.

75. Drept urmare, legea energiei a fost ulterior modificată și termenul limită de introducere a fost amânat până în 2028 (deși beneficiarii se așteaptă ca până în 2028 contorizarea inteligentă să poată ajunge abia până la 50%, deoarece legea permite ANRE să decidă chiar și o dată ulterioară pentru finalizarea contorizării). Această modificare afectează OS 6.3 deoarece există riscul ca toate proiectele de contorizare inteligentă implementate în ultimii ani (de la POIM și mai multe proiecte pilot promovate de ANRE) să nu mai fie compatibile cu echipamentele care ar fi instalate până la introducerea completă în 2028 sau chiar mai târziu, dat fiind că și tehnologia se schimbă.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

76. România trebuie să asigure o introducere completă a contorizării inteligente, cu investiții care să fie recuperate în tarifele de distribuție, atâta timp cât introducerea este demonstrată ca fiind fezabilă din punct de vedere economic. Astfel, atât proiectele pilot ANRE, cât și proiectele demonstrative POIM trebuiau să colecteze informații pentru o ACB exactă pentru contorizare. După cum s-a evidențiat mai sus, principalul risc ar fi posibila incompatibilitate a tehnologiei actuale cu soluțiile de contorizare de la momentul implementării complete (ceea ce ar face, de asemenea, ca măsurile OS 6.3 să fie ineficiente) dacă programul de contorizare inteligentă este întârziat prea mult timp. Cu toate acestea, beneficiarii sunt optimiști că echipamentele achiziționate în cadrul OS 6.3 sunt în prezent la standarde actuale și vor fi încă operaționale timp de câțiva ani după 2028.

*OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

### **Factori economici**

77. Cei doi beneficiari ai sprijinului în cadrul 6.4 sunt un producător de hârtie și un producător de materiale de construcție; alte 12 proiecte sunt în curs de evaluare. Factorii economici care ar putea influența rezultatele se referă la condițiile economice generale care afectează piețele pe care își desfășoară activitatea beneficiarii (inclusiv pandemia). Cu toate acestea, capacitățile de cogenerare acoperite de proiect sunt destul de mici și se estimează că beneficiarii vor veni din diferite industrii, ceea ce reduce riscul ca rezultatele întregului OS să fie afectate negativ de condițiile economice negative.

### **Factori demografici și geografici:**

78. Nu se aplică la OS 6.4.

## **Cadrul legislativ**

79. OS 6.4 a acoperit sprijinul pentru cogenerare care nu a fost acoperit din alte surse (de ex. bonusul de cogenerare acoperea capacități mai mari și impunea ca energia electrică să fie vândută unor terți pe piață). Astfel, nu a fost afectat de modificările legislației privind cogenerarea.

## **Disponibilitatea resurselor complementare**

80. Cogenerarea industrială susținută din OS 6.4 ar fi putut fi implementată probabil fără sprijinul POIM prin utilizarea ESCO-urilor, resurselor proprii sau împrumuturilor comerciale, dar perioada de recuperare a investițiilor ar fi fost mult mai lungă.

*OS 7.1 Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate*

## **Factori economici**

81. Cererea de căldură pentru gospodării este insensibilă la creșterea economică. O constrângere majoră evidențiată de beneficiari este disponibilitatea materialelor necesare, în special conducte pentru RT (principalii producători de conducte au ieșit de pe piață în ultimii ani din cauza cererii reduse din sectorul RT).

## **Factori demografici și geografici:**

82. Principala provocare pentru sistemele RT constă în schimbările majore ale cererii care nu au fost însoțite de ajustări în producție și RT. Sistemele RT au fost inițial destinate să furnizeze în principal energie electrică și căldură industrială pentru platformele industriale, cu căldura rezidențială ca produs secundar, concentrată în cartiere mari cu clădiri de apartamente multifamiliale. În urma închiderii platformelor industriale la periferia orașelor, producția a rămas supradimensionată, cu capacități departe de zonele rezidențiale, ceea ce crește ineficiențele și pierderile de rețea, în afară de starea proastă a infrastructurii. Sprijinul pentru sistemele RT, inclusiv cel finanțat de UE în ciclul anterior (2007–13, în PO Mediu), a acoperit reducerea poluării și a ineficiențelor centralelor, păstrând în același timp capacitatea inițială a centralelor, și a fost mai degrabă decuplat de schimbările cererii care au avut loc în acest timp. Ca urmare, sistemele rămân supradimensionate în comparație cu cererea actuală – care este mai mică din cauza debransărilor, schimbărilor climatice și măsurilor luate pentru îmbunătățirea eficienței energetice a clădirilor (respectiv izolarea clădirilor de apartamente multifamiliale, care este destul de avansată în mai multe orașe). Calitatea slabă a serviciului de încălzire a descurajat, de asemenea, branșările noi, deși în orașele mari au fost construite noi cartiere de clădiri de apartamente multifamiliale / blocuri (mai ales după 2000); acestea sunt în general încălzite de centrale individuale sau (în cel mai bun caz) centrale pe gaz la nivel de clădire.

## **Cadrul legislativ**

83. Principalele modificări care cauzează întârzieri constau în:

- modificări ale schemei de sprijin pentru ajutoarele de stat după publicarea inițială a ghidurilor solicitanților, care au afectat costurile eligibile și au cerut operatorilor să își modifice proiectele inițiale; și
- incertitudini referitoare la legea principală privind sistemele de încălzire centralizată (Legea nr. 325/2006, care se modifică în prezent în Parlament). Legea are prevederi importante

referitoare la responsabilitățile diferitelor instituții (ME); MDLPA; ANRE; autorități locale) și detalii operaționale, cum ar fi zonele unitare de căldură și debransările.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

84. Finanțarea sistemelor de termoficare este disponibilă de la alte programe, în special programul de termoficare administrat de MDLPA. Programul de Termoficare a început în 2006 și a fost extins succesiv până în 2020; în 2021, Ministerul a pregătit un nou program multianual. În general, lucrările finanțate prin programul de termoficare au fost mici și absorbția redusă (aproximativ 20% până în 2020), în special pentru că era un program anual care putea sprijini doar lucrări mici (respectiv intervenții care ar putea fi finalizate în doar câteva luni de la aprobarea bugetului, pregătirea ofertelor și selectarea companiilor de construcții). Resursele suplimentare pentru producție sunt disponibile din alte instrumente UE (cum ar fi Fondul de Modernizare din veniturile din sistemul de comercializare a emisiilor (SCE) tranzacționat în conformitate cu Articolul 10d din directiva UE ETS<sup>5</sup>); împrumuturi comerciale (în special în cazul în care companiile RT sunt viabile din punct de vedere financiar și/sau operate de companii private, precum Oradea, Ploiești sau Iași).

85. Cu toate acestea, niciuna dintre finanțările existente, inclusiv programele UE, nu corelează măsurile privind eficientizarea cererii (eficiența energetică în clădiri / termoizolare) cu sprijinul pentru restructurarea RT pentru a se adapta la schimbările fundamentale ale profilului cererii. În timp ce există finanțare disponibilă în Programul Operațional Regional (POR) pentru izolarea termică a clădirilor, precum și în programele finanțate din bugetele naționale și locale, nu există o corelare clară a măsurilor (în afară de un criteriu din cererea de finanțare în POR care oferă puncte suplimentare proiectelor pentru clădiri încă conectate la RT).

*OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

### **Factori economici**

86. După cum s-a menționat anterior în OS 7.1, o constrângere majoră ar putea fi disponibilitatea în piață a conductelor pentru rețelele RT. În plus, disponibilitatea gazului ca alternativă la încălzire în București (spre deosebire de orașul Oradea) și nivelul foarte ridicat al veniturilor medii din oraș (peste media UE, comparabil cu Berlinul) ar putea accelera debransările. În timp ce nivelul debransărilor oficiale ale consumatorilor existenți este scăzut (sub 10% din 1990, spre deosebire de 30-50% în alte orașe care încă mai au sisteme de termoficare), este foarte posibil ca debransările neoficiale să fie mult mai mari; în ultimii cinci ani, reducerea cererii de căldură a fost de aproximativ 25%, ceea ce se explică doar parțial prin îmbunătățirea eficienței energetice a clădirilor și iernile mai blânde. Pierderile crescute în rețea (în special după 2015) și intreruperile extinse în furnizarea de căldură și apă caldă (în special în zonele din nord-estul Bucureștiului, unde două CET-uri au fost închise în 2009 și 2014), ar putea să fi determinat consumatorii să instaleze boilere pentru apă caldă, aer condiționat cu încălzire sau alte improvizații pentru căldură fără a se debransa oficial, evitând astfel aprobările și dificultățile birocratice.

---

<sup>5</sup> Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze naturale cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului.



87. În același timp, energia electrică produsă în CET-urile care furnizează căldură pentru București contribuie și cu 80% la acoperirea vârfului de consum de energie electrică în oraș; dacă sistemul RT eșuează, cererea Bucureștiului nu ar putea fi acoperită, dată fiind și congestia din rețeaua de transport a energiei electrice din oraș.

### **Factori demografici și geografici:**

88. Problemele identificate anterior pentru OS 7.1 (necorelarea profilurilor de cerere și ofertă, sistem supradimensionat) sunt valabile pentru RT București la o scară mult mai mare, deoarece sistemul RT al orașului este de aproximativ 10 ori mai mare decât sistemele din celelalte orașe din România (cum ar fi cele susținute în OS 7.1) și reprezintă 50% din totalul sectorului RT din țară.

### **Cadrul legislativ**

89. Principalele modificări care cauzează întâzieri, în afară de cele menționate pentru OS 7.1, includ schimbările de configurare instituțională și procesul îndelungat de insolvență/faliment al companiei RADET. Chiar dacă beneficiarul finanțării UE în OS 7.2 este primăria, insolvența, falimentul și dificultățile financiare permanente ale sistemului RT (cauzate de tarife aprobate local care acoperă mai puțin de o treime din costuri și restanțe la plata subvenției locale) înseamnă că există un risc semnificativ perceput ca sistemul RT să nu fie sustenabil. Problema a fost recunoscută în timpul pregătirii proiectului, Jaspers a efectuat o evaluare detaliată și oferă opțiuni pentru a depăși criza financiară și instituțională a RT București. În timp ce administrația locală nouă ar putea fi mai interesată să rezolve problemele fundamentale ale sistemului RT, încă trebuie întreprinse măsuri concrete.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

90. Orașul București este eligibil pentru aceleași surse de finanțare pentru rețelele de producție și RT ca orașele din OS 7.1. Sursele de căldură ale orașului (ELCEN, care este deținută de ME și firma privată Vestenergo) sunt, de asemenea, în prezent, beneficiari ai bonusului de cogenerare. ELCEN ar putea să nu mai fie eligibil pentru bonusul de cogenerare după prelungirea schemei actuale după 2023, deoarece acesta s-ar aplica numai companiilor viabile financiar (ELCEN este în prezent în procedură de insolvență).

91. În ceea ce privește măsurile complementare pentru eficiența energetică la partea de cerere, majoritatea clădirilor multifamiliale (blocuri) din București au fost sau vor fi izolate termic în următorii 2-3 ani, în principal cu finanțare locală din districtele orașului București și împrumuturi ale Băncii Europene de Investiții (BEI). Deconectarea dintre restructurarea RT și evoluția cererii este vizibilă și în București. (Cu toate acestea, intervențiile în cadrul OS 7.2 vor sprijini investițiile în țevi cu diametru mai mic pentru a se corela cu cererea redusă).

*OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*

### **Factori economici**

92. În timp ce se așteaptă o creștere a cererii de energie electrică, România se confruntă cu un deficit în producția de energie electrică, în urma lipsei investițiilor în capacități noi după 2016 și a închiderii probabile a unei cote mari de producție pe bază de cărbune în CE Hunedoara și CE Oltenia în următorii câțiva ani. Pentru a integra noi surse intermitente de energie regenerabilă vor fi necesare investiții urgente în infrastructura de transport a energiei electrice.

### **Factori demografici și geografici:**

93. Cea mai mare parte a producției de energie electrică, inclusiv a surselor regenerabile intermitente, este concentrată în regiunea de sud-est a țării/zona Dobrogea, în timp ce cererea este concentrată în vest și în București; în aceste regiuni, se estimează o creștere a cererii (conform proiecțiilor Transelectrica). Linia și stațiile care vor fi finanțate în OS 8.1 ar contribui la reducerea congestiei din zona Dobrogea și la integrarea mai bună a surselor regenerabile de energie, evitând constrângerile de racordare la instalarea de capacități noi.

94. De asemenea, România are potențial eolian offshore în Marea Neagră, ceea ce ar necesita, de asemenea, o conexiune mai puternică din Dobrogea cu alte regiuni ale țării (precum și cu Moldova, unde există puține capacități de producție, și Transilvania).

### **Cadrul legislativ**

95. Interpretările neclare ale regulilor de ajutor de stat aplicabile proiectului (Transelectrica fiind un monopol natural) au provocat unele întârzieri și modificări la ghidul solicitantului. Alte blocaje au constat în diverse interpretări juridice ale autorităților locale cu privire la autorizațiile de construcție; și conflictul dintre prevederile Codului silvic și legea privind exproprierile pentru cauze de interes național care afectează în continuare exproprierea unor terenuri aparținând Romsilva (o întreprindere de stat care supraveghează pădurile proprietate publică). Ordonanța de urgență nr. 114/2018, care a crescut costurile de construcție pentru multe proiecte POIM energie, nu a afectat proiectul Transelectrica, deoarece cererea de finanțare și actualizările de costuri au fost transmise AM după intrarea în vigoare a ordonanței.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

96. Transelectrica colectează tarifele reglementate de ANRE pentru serviciile sale de transport al energiei electrice; tarifele sunt calculate pe baza activelor reglementate și ar acoperi întreținerea, finanțarea proprie a Transelectrica și cheltuielile neeligibile. Compania caută, de asemenea, finanțare suplimentară din surse UE, în special pentru măsuri precum stocarea de energie și digitalizarea în cadrul PNR.

*OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine*

### **Factori economici**

97. Creșterea cererii de gaze naturale în Republica Moldova ca urmare a reducerii aprovizionării cu gaz de la Gazprom tranzitată prin Ucraina poate contribui la o utilizare mai mare a interconectării cu România după finalizarea conductei și compresoarelor Onești-Gherăiești-Lețcani. De asemenea, proiectul de gaze naturale este conceput pentru a crește capacitatea de transport în Moldova, consolidând o conductă veche; acest lucru ar permite posibile extinderi ale alimentării cu gaz a gospodăriilor din zonă pentru încălzire.

### **Factori demografici și geografici:**

98. În prezent, România și Moldova sunt tranzitate printr-o conductă de gaz (Trans Balkan Pipeline, sau TBP), care până în 2020 a fost principala rută pentru gazul rusesc către sud-estul Europei și care, deși aparținea Transgaz pe teritoriul României, nu era disponibilă nici fizic nici comercial pentru exportul de gaze naturale românești în Bulgaria, Moldova sau Ucraina. Deși este

mai scumpă decât accesul direct la TBP, ruta Onești-Gherăiești-Lețcani-Iași-Ungheni-Chișinău a fost sprijinită de CE din 2013 încolo, deoarece TBP nu a fost accesibilă pentru exporturile de gaze naturale din România către Moldova și Ucraina. Acest lucru a fost cauzat atât de constrângeri fizice (conducta nu era conectată la restul rețelei Transgaz), cât și de nerespectarea legislației UE (nici o informație privind capacitatea disponibilă nu a fost făcută publică, în timp ce interpretările Gazprom privind diferențele în regimurile de reglementare au complicat aplicarea codurilor UE de rețea la graniță, blocând efectiv accesul terților la conductă pentru furnizorii români de gaze naturale).

99. De la construcția TurkStream (o conductă de gaz de export din Rusia în Turcia prin Marea Neagră), Gazprom nu mai are nevoie de conducta TBP pentru a furniza în Grecia sau Bulgaria, deși ar putea să o folosească în flux invers pentru a furniza gaze naturale în Moldova din direcție opusă (de fapt a început să facă acest lucru în 2021). Deoarece nu rămâne nici un pretext de reglementare pentru a bloca fluxurile inverse (țara de tranzit pentru aprovizionarea cu gaz Gazprom în amonte de România ar fi un alt stat membru UE obligat să aplice codurile UE de rețea) și interconectarea fizică cu restul rețelei Transgaz necesită investiții care au fost parțial finalizate în 2020, cu sprijinul UE, România ar putea folosi ruta Isaccea pentru aprovizionarea către Moldova ca alternativă la proiectul de pe OS 8.1, conducta fiind, de asemenea, mai aproape de zăcămintele din Marea Neagră. Acest lucru ar putea afecta economia proiectului.

100. Justificarea principală a proiectului a fost de la început securitatea energetică (capacitatea de a furniza gaze naturale în cazul întreruperii livrărilor Gazprom), mai degrabă decât viabilitatea economică. Dar dacă conducta este utilizată sub capacitate, aceasta ar putea afecta recuperarea costurilor de întreținere din tarifele de transport.

101. Disponibilitatea TBP conform normelor UE ar putea, de asemenea, să optimizeze utilizarea rutei Iași-Ungheni (în timp ce capacitatea teoretică maximă este de 1,5 bcm pe an, conducta poate fi folosită la acest nivel numai în timpul iernii, deoarece Moldova nu are stocare de gaz; folosind TBP cu România și Ucraina se pot accesa depozitele de înmagazinare subterană din Ucraina). Utilizarea conductei va depinde de capacitatea cadrului de reglementare din Republica Moldova de a permite condiții de concurență echitabile atât pentru furnizorii români de gaz, cât și pentru cei actuali.

### **Cadrul legislativ**

102. Modificările legislației energetice – în special legea privind gaze naturalele offshore și legea energiei, care au descurajat investițiile în zăcămintele Mării Negre – prezintă riscuri pentru disponibilitatea unor cantități suficiente de gaz în România pentru exporturi în următorii ani.

### **Disponibilitatea resurselor complementare**

103. A se vedea mai sus despre problemele de întreținere.

## 3.2. Coerență

### **ÎE 3: În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt coerente cu strategiile, planurile și programele naționale?**

*OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)*

104. Intervențiile din OS 6.1 au fost concepute pentru a acoperi sursele regenerabile de energie pentru care formele de sprijin existente la momentul programării POIM (în principal, schema de certificate verzi pentru producția de energie electrică) nu erau suficiente pentru a stimula investițiile. OS acoperă investițiile în căldură din surse regenerabile (geotermale) și în rețelele de distribuție a energiei electrice. Intervențiile au rămas aliniate cu cel mai recent proiect al PNIESC, care are obiective mai ambițioase pentru sursele regenerabile de energie pentru 2030 (30,7% din consumul final de energie).

*OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

105. Contorizarea inteligentă pentru consumatorii industriali contribuie indirect la reducerea consumului de energie, oferind informații fiabile și detaliate despre consum pe echipamente și procese. Obiectivele de eficiență energetică din cel mai recent proiect PNIESC din ianuarie 2021 sunt din ce în ce mai ambițioase (economii de 45,1% din consumul de energie primară și 40,4% din consumul final de energie până în 2030).

*OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

106. Acest SO contribuie la obiectivele generale de eficiență energetică ale PNIESC. În plus, PNIESC prezintă un program de introducere a contorizării inteligente până în 2028, corespunzător Deciziei ANRE nr. 778/2019. Intervențiile în OS 6.3 sunt proiecte demonstrative concepute pentru a ajuta companiile de distribuție să câștige experiență în instalarea și funcționarea contorizării inteligente, care pot fi apoi extinse.

*OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

107. Intervențiile OS 6.4 sunt concepute pentru a contribui la obiectivele de eficiență energetică ale PNIESC și pentru a acoperi sprijinul pentru cogenerare care nu este susținut de alte măsuri (în special bonusul de cogenerare). Deși proiectul PNIESC nu menționează special cogenerarea industrială ca prioritate politică (se concentrează pe cogenerarea pentru RT), COGEN Europe I-a criticat pentru acest neajuns și versiunea finală va include probabil o referire la cogenerarea industrială. De asemenea, guvernul a discutat despre o nouă schemă de bonusuri de cogenerare care vizează investițiile de tip greenfield, inclusiv cogenerarea industrială, deși nu există încă un proiect de politică. Este foarte probabil ca, dacă este aprobată, noua schemă să acopere numai acele capacități de cogenerare care ar pune la vânzare pe piață terților cel puțin o parte din producția lor de energie electrică. Acest OS rămâne complementar, deoarece acoperă capacități mici de cogenerare pentru consumatorii industriali pentru consumul propriu de energie termică și electrică.

*OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate*

*OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

108. PNIESC se referă la RT și la necesitatea de a îmbunătăți eficiența de-a lungul întregului lanț (producție, transport, distribuție, consum). Având în vedere comentariile COGEN Europe, componenta RT va trebui probabil consolidată, deși nu este clar dacă există un „campion al termoficării” (o instituție care ar conduce o strategie și un plan de acțiune privind încălzirea centralizată) în guvern. Acest OS se aliniază cu alte măsuri, în special Termoficare 2006-2020 și noul program de Termoficare care a început în 2021.

109. Până la aprobarea finală a Legii nr. 325/2006, cu privire la care se discută în prezent amendamente în Parlament, politica încălzirii centralizate în România va rămâne fragmentată din cauza responsabilităților instituționale neclare între cele două ministere relevante (Energie vs. Dezvoltare), autoritatea de reglementare (ANRE), și autoritățile locale. Există puține legături cu politicile complementare (în special, eficiența energetică în clădiri, pentru care o strategie – Strategia de Renovare pe Termen Lung (SRTL), o altă condiție a UE – a fost aprobată în noiembrie 2020 de MDLPA).

*OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*

110. Proiectul sprijinit în acest OS este menționat în mod explicit în PNIESC și în planurile de dezvoltare a rețelei pe 10 ani ale Transelectrica (cea mai recentă versiune 2020-2029). De asemenea, este strâns legat de un proiect de interes comun (PIC) pentru UE care acoperă modernizarea ulterioară a acelorași stații și linia electrică, deoarece contribuie și la creșterea interconectivității României (obiectiv de 15,4% până în 2020) în coridorul Mării Negre.

111. În timp ce proiectul, ca și alte proiecte de interconectare și consolidare a rețelei, a fost întârziat în planurile succesive de dezvoltare a rețelei Transelectrica pregătite în ultimii cinci ani, probabil va fi accelerat, având în vedere riscul ridicat de dezafectare a capacităților pe cărbune din CE Hunedoara și CE Oltenia. (La sfârșitul anului 2020, același sentiment de urgență a declanșat și finalizarea și punerea în funcțiune a conexiunii Transelectrica Oradea Sud – Békéscsaba cu Ungaria, care a fost, de asemenea, întârziată câțiva ani).

*OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine*

112. Proiectul inclus în acest OS este menționat în PNIESC ca fiind esențial pentru interconectarea cu Republica Moldova și pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaz în regiunea nord-estică a României, până la data limită 2021.

#### **ÎE 4: În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt coerente cu strategiile la nivel european (strategiile UE privind energia și schimbările climatice)?**

##### *Alinierea intervențiilor POIM la angajamentele europene ale României*

113. Intervențiile POIM în domeniul energiei rămân aliniată cu direcțiile strategice ale proiectului final PNIESC, care aliniază obiectivele României privind energia și clima cu obiectivele revizuite ale UE pentru 2030. În lipsa unei strategii energetice, politica energetică a României a fost parțial ancorată de facto de disponibilitatea instrumentelor de finanțare ale UE (PO, dar și mecanisme precum 10d – Fondul de Modernizare) și a documentelor strategice solicitate de UE (PNIESC, SRTL pentru eficiența energetică în clădiri, Planul Național de Reziliență și Renovare), deși implementarea rămâne o provocare. Trebuie remarcat faptul că POIM a fost conceput de la început pentru a acoperi mai multe domenii de intervenție, cu finanțare destul de limitată pentru fiecare măsură. Axa 6 cuprinde în special un set de instrumente demonstrative, cu mult înaintea politicii energetice din 2013-2014 și care completează instrumentele de sprijin pentru (i) decarbonizare, în vigoare la momentul programării, (ii) eficiența energetică în industrie și consumul de energie electrică în locuințe și (iii) sursele regenerabile de energie în zonele considerate mai greu de acționat de către forțele pieței și care nu sunt acoperite de politicile existente. Astfel, POIM a fost mai progresist decât strategiile naționale în ceea ce privește alinierea la obiectivele ambițioase ale UE în materie de eficiență energetică, SER, decarbonizare și digitalizare. Următorul ciclu de programare ar trebui să intensifice ambiția de corelare cu noul Pact Verde și să contribuie la reformele și investițiile propuse în proiectul de PNRR.

### **3.3. Eficiență**

#### **ÎE 5: În ce măsură este funcțional și funcționează eficient sistemul de implementare a intervențiilor POIM?**

114. Intervențiile energetice POIM sunt administrate de Autoritatea de Management (AM), care este organizată ca Direcție Generală în Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene. AM este, în general, responsabilă pentru gestionarea și implementarea eficientă a PO: dezvoltarea programului în sine, selectarea proiectelor care ar beneficia de finanțarea UE, ordonarea plăților către beneficiari și verificarea regularității cheltuielilor, monitorizarea progresului implementării și evaluarea nivelului de realizare a obiectivelor relevante, precum și raportarea anuală a implementării către CE.

115. AM este compusă din șapte departamente, fiecare însărcinat cu sarcini și faze specifice ale programului și proiectelor. Departamentul responsabil cu administrarea programului are sub-departamente pentru programare, evaluare și contractare și asistență tehnică. Departamentul de autorizare a proiectului este în principal responsabil de asigurarea regularității cheltuielilor în timpul implementării, inclusiv conformitatea cu procedurile, de ex. achiziții. Departamentul de monitorizare are sub-departamente pentru fiecare componentă a POIM (transport, mediu, energie); este însărcinat atât cu monitorizarea în timpul implementării, cât și cu structurarea informațiilor care trebuie transmise de beneficiari pentru a asigura o monitorizare adecvată; poate organiza, de asemenea, vizite la proiecte în curs de implementare. Departamentul de contabilitate și plăți este, în general, responsabil pentru gestionarea financiară eficientă a PO. Există, de asemenea, opt departamente regionale (Direcțiile Regionale de Infrastructură sau DRI), care monitorizează

implementarea prin vizite la fața locului și rapoartele periodice de implementare furnizate de beneficiari; aceștia sunt, de asemenea, responsabili de revizuirea inițială a cererilor de prefinanțare, plăți și rambursări. Activitatea de monitorizare este coordonată de departamentul de monitorizare la nivel central din cadrul AM.

116. Toți beneficiarii din Axele 6-8 au menționat o relație bună cu DRI și cu AM și au o opinie foarte pozitivă cu privire la capacitatea lor de reacție, în special în procesarea cererilor de plată sau clarificărilor pe parcursul întregului ciclu al proiectului. Cu toate acestea, un punct slab major rămâne capacitatea de evaluare a proiectului, unde achizițiile îndelungate de evaluatori (consultanță pentru AM) au provocat întârzieri substanțiale, de la depunerea proiectului până la contractare. În cadrul proiectelor în curs de implementare, personalul DRI organizează frecvent vizite la fața locului și păstrează un contact strâns cu beneficiarii în ceea ce privește monitorizarea/raportarea și procesarea cererilor de plată.

117. Unii beneficiari aveau deja experiență cu ciclul de programare anterior: POS Competitivitate 2007-2013 a inclus proiecte energetice cu beneficiari care au aplicat în continuare la Axa 6 a POIM, iar beneficiarii Axei 7 au accesat fonduri UE în cadrul POS Mediu 2007-2013. În general, aceștia observă o îmbunătățire a relației cu structura actuală de gestionare a energiei POIM în comparație cu experiența lor cu AM și organismele intermediare (IB) în ciclul anterior. (În același timp, acești beneficiari au câștigat, de asemenea, ei înșiși mai multă experiență în pregătirea și implementarea proiectelor UE pe parcursul a două cicluri de proiecte UE, care pot contribui, de asemenea, la un proces mai ușor.)

118. În special pe Axa 6 (și într-o măsură mai mică în Axa 7), principalele obstacole administrative în implementare au fost următoarele:

- *Procesul de evaluare a proiectului:* Procesul de evaluare a proiectului este perceput de beneficiari pe Axele 6 și 7 ca fiind prea lung, iar modificările regulilor între momentul depunerii cererii și contractare ar putea cauza dificultăți în implementare sau pot duce la neeligibilitatea cheltuielilor. Așa s-a întâmplat la OS 7.1, la introducerea unui nou criteriu (sarcina de căldură/km) se cerea unor beneficiari să revizuiască destul de substanțial proiectele înainte de depunerea finală, excluzând astfel o parte a rețelei care nu mai îndeplinea noul criteriu pentru evita cheltuielile neeligibile. Problema întârzierilor în evaluare este menționată și de beneficiarii din alte OS; imprevizibilitatea generală a cadrului legal în perioada lungă de evaluare poate duce, de asemenea, la creșterea costurilor – de ex. adoptarea Ordonanței de urgență a guvernului (OUG) nr. 114/2018, care a crescut costurile de construcție; sau Ordinul ANRE nr. 183/2021, care impune companiilor de distribuție să conecteze gratuit noi consumatori, crescând astfel costurile, inclusiv în cadrul proiectelor depuse pentru finanțarea UE pentru OS 6.1).
- *Probleme privind ajutorul de stat:* variații în interpretarea normelor privind ajutoarele de stat de către Consiliul Concurenței, care parțial urmează modificărilor și clarificărilor recente ale regulilor privind ajutoarele de stat de la Bruxelles (de ex. ajutorul legal de stat pentru monopolurile naturale atât de stat, cât și private; și pentru autoritățile locale ca producători de energie și proprietari de rețele de încălzire). Acestea au declanșat modificări la liniile directe ale solicitanților și ajustări la proiectele pe care beneficiarii le pregătiseră în așteptarea apelurilor sau le-au depus deja și erau în curs de evaluare. La OS 6.2, a fost preferat un sistem de minimis pentru a evita complicațiile ajutoarelor de stat, dar valoarea mică a

sprijinului financiar (până la 200.000 EUR) a descurajat unii potențiali beneficiari să aplice, deoarece aceștia sunt în mare parte consumatori industriali destul de mari.

- *Birocrație*: Unii beneficiari au menționat duplicarea raportării către AM și direcțiile regionale (fie aceleași date în diferite formate, fie aceleași date solicitate de diferiți omologi din cauza fluctuației personalului la AM/DRI și pierderea memoriei instituționale), precum și a documentației excesive necesare pentru proiecte relativ mici (în special OS 6.2). Schimbările în formatele de raportare în timpul implementării pot fi, de asemenea, un obstacol pentru beneficiari, creând în același timp dificultăți pentru AM în ceea ce privește evaluarea sau analiza comparativă. Cu toate acestea, problema referitoare la suprasolicitarea birocrăției/birocrație în timpul implementării nu a apărut ca o preocupare specială în discuțiile cu beneficiarii. În general, beneficiarii fondurilor UE au, de asemenea, o înțelegere a complexității gestionării PO și a documentelor implicate, în timp ce capacitatea de răspuns a AM și DRI la orice solicitare din partea beneficiarilor a contribuit la o relație bună.
- *Partajarea cunoștințelor și nevoile de formare*: Având în vedere complexitatea relativă a pregătirii proiectului și gestionării cerințelor de finanțare UE, beneficiarii (în special în Axele 7 și 8, autoritățile locale și companiile de stat) consideră că consolidarea capacităților este esențială pentru creșterea absorbției. Sprijin din partea unor facilități precum AT, asistența comună a BEI pentru sprijinirea proiectelor în regiunile europene (JASPERS) și acordul serviciului de asistență pentru proiectele BEI (PASSA) pentru pregătirea proiectelor, interpretarea normelor UE (cum ar fi ajutorul de stat) și evaluarea instituțională (cum ar fi RT București) au fost esențiale pentru depășirea blocajelor majore în absorbție. Pe Axa 6, unde beneficiarii sunt în mare parte companii private cu o capacitate relativ mai puternică în gestionarea proiectelor, nevoia de formare a reieșit mai puțin, dar au salutat oportunitatea de a întâlni alți beneficiari din același OS pentru a împărtăși lecțiile învățate din proiecte.

## **ÎE 6: În ce măsură sunt rentabile intervențiile POIM în sectorul energiei?**

119. Pentru proiectele contractate în cadrul POIM energie, beneficiarii au depus analize ex ante cost-beneficiu (ACB) în timpul procesului de solicitare a proiectului; un rezumat al elementelor cheie este prezentat în tabelul de mai jos, unde ilustrăm un proiect pe fiecare OS. Principalele constatări din ACB, precum și din discuțiile cu beneficiarii sunt următoarele:

- Ratele interne de rentabilitate financiară și de capital (RIR) indică faptul că proiectele sprijinite de POIM nu ar fi avut loc fără finanțarea UE și nici beneficiarii nu ar fi obținut profituri fără granturi. Durabilitatea financiară este asigurată de tarife reglementate care acoperă întreținerea (6.1, 6.3, 7.1, 7.2, 8.1, 8.2). Pentru OS 6.2 (contorizare inteligentă în industrie), unde beneficiile nu pot fi realizate fără investiții suplimentare, proiectul este justificat în ceea ce privește beneficiile viitoare ale schimbării echipamentelor cu soluții mai eficiente din punct de vedere energetic. Constatările sunt confirmate în urma discuțiilor cu beneficiarii, care subliniază că, fără finanțarea UE, cel mai probabil nu ar fi întreprins proiectele (toate OS, cu excepția 6.2 și 6.4) sau că ar fi făcut investițiile, dar perioada de rambursare ar fi fost mult mai lungă, cu riscuri suplimentare. Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că rezultatele ACB depind și de alți factori, cum ar fi disponibilitatea altor mecanisme de sprijin sau condiții de piață sau măsura în care cadrul de reglementare și legal încurajează investițiile.



- În ciuda cifrelor RIR negative, intervenția și sprijinul sunt justificate în termeni de beneficii nefinanciare care sunt corelate cu indicatorii de rezultate (economii de energie, reducerea pierderilor, ponderea SER în mixul energiei etc.).
- În funcție de valoarea sprijinului, proiectele calculează ACB pentru cel puțin două scenarii (fără/cu finanțare UE) sau, pentru proiecte mari, mai multe scenarii (de ex. soluții tehnice alternative pentru a obține același rezultat). „Fără finanțare UE” este o analiză contrafactuală ex ante. Pentru toate proiectele, ACB ex ante demonstrează că finanțarea UE este justificată. De asemenea, pentru proiectele peste 10 milioane EUR se efectuează o analiză de sensibilitate.

120. Tabelul 3.2 rezumă ACB ex ante pentru proiectele selectate pentru evaluare.

**Tabelul 3.2. Rezultatele CBA ex ante**

<i>Codul proiectului OS/SMIS</i>	6.1 - 105731		6.2 - 109617		6.3 - 114790		6.4 - 115900	
Perioada de referință (ani)		20		17		19		20
Rata de reducere financiară (%)		4		4		4		4
Componentele principale	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN
Costuri totale de investiții	13.144.684	12.000.356	1.076.268	1.048.657	29.659.197	27.885.376	36.794.749	33.811.628
Valoare reziduală	316.689	144.533	-	-	1.895.633	899.748	1.214.228	554.158
Venituri		59.441		190		619.690		134.465.109
Costuri operaționale și de înlocuire		813.154		332.162		5.032.311		84.120.620
Venit net		1.017.127		332.352		4.752.253		50.898.647
Costuri totale de investiții - venituri nete		10.983.229		716.305		-32.637.629		-17.087.020
VAN proporțional (%)		0.92		0.68		1.17		-0.51
	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE
RIRE financiară (%)	-13.75	-4.46	-9.7	5.65		24.7		3.84
VAN (€)	-10.983.229	-1.871.451	-716.365	32.126	6.306.878	3.246.644	-101.683	743.553
RIRE financiară	<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE	
RIRE capital	<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa	

<i>Codul proiectului OS/SMIS</i>	7.1 - 108460		7.2 - 138142		8.1 - 129245		8.2 - 122972	
Perioada de referință (ani)		20		25		25		26
Rata de reducere financiară (%)		4		4		4		4
Componentele principale	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN	Valoarea netă	VAN
Costuri totale de investiții	21.741.808	20.905.584	254.218.272	236.993.270	56.759.192	55.459.134	152.721.464	150.075.873
Valoare reziduală	1.038.777	474.084	92.467.927	36.073.724	12.656.618	4.937.618	67.760.944	29.735.779
Venituri		63.455.859		417.607.838		465.212.946		125.338.101
Costuri operaționale și de înlocuire		63.455.859		424.450.723		448.096.307		53.821.864
Venit net		474.084		29.230.839		22.054.257		101.252.016
Costuri totale de investiții - venituri nete		20.431.500		207.762.431		33.404.877		48.823.857
VAN proporțional (%)		0.98		0.88		0.6		0.33
	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE	Fără sprijin UE	Cu sprijin UE
RIRE financiară (%)	-11.6	-5.8	-4.8	2.75	-2.08	2.97	1.27	3.66
VAN (€)	-19.957.416	-2.661.754	-207.762.432	-10.198.471	-33.404.877	-3.620.448	-48.823.857	-4.251.368
RIRE financiară	<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE		<4%, are nevoie de finanțare UE	
RIRE capital	<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa		<4%, nu poate rambursa	

121. Având în vedere stadiul implementării, eficiența costurilor proiectelor nu poate fi evaluată în mod corespunzător în această etapă, necesitând o analiză după implementare, respectiv după ce sunt suportate costurile efective și încep să se acumuleze beneficiile efective ale proiectelor finalizate. Acest lucru va fi posibil în evaluările ulterioare, cel mai probabil în evaluarea finală din 2023. O astfel de analiză ar lua în considerare mai multe opțiuni posibile pentru evaluarea eficienței costurilor intervențiilor, de ex. evaluarea comparativă a proiectelor finalizate (costul pe unitate de rezultat obținut) din același OS. Acest lucru poate fi posibil pentru unele dintre proiectele din OS 6.1-6.4, unde proiectele sunt selectate competitiv pentru finanțare, de ex. o astfel de analiză poate furniza informații pentru o mai bună direcționare a sprijinului financiar în următorul ciclu (cum ar fi stabilirea priorităților criteriilor de eligibilitate în ghidurile solicitanților) pentru intervenții care vor continua după 2023.

122. Alte tipuri de analize comparative (de ex. compararea costului pe indicator de realizare/rezultat cu intervenții similare cu finanțarea UE din alte țări) ar putea fi fezabile, deși intervențiile pot fi prea specifice și dependente de diverși factori (cum ar fi condițiile locale) pentru a permite compararea directă. De exemplu, costul pe km de conductă RT sau costul pe energie economisită ar putea diferi substanțial între proiectele din diferite orașe din România și din alte orașe europene.

### 3.4. Impact

#### ÎE 7: Care sunt progresele observate în îndeplinirea OS ale programului/ proiectului în sectoare, teritorii și grupuri vizate de la adoptarea intervențiilor?

123. Progresul măsurat în indicatorii de rezultat imediat este rezumat în Tabelul 3.3. În general, ne așteptăm ca programul, după un început lent, să fie pe o cale bună pentru a avea impactul așteptat până în 2023 pentru majoritatea OS (cu excepția OS 7.2 – RT București, care nu va fi finalizat până în 2023 și va fi probabil mutat la următorul ciclu de programare). SO 7.1 și SO 8.1 prezintă, de asemenea, un risc potențial ca implementarea proiectului să depășească 2023. Pentru două OS (6.3 și 7.1) indicatorii de rezultat nu vor fi atinși. Totuși, acest lucru nu este cauzat de lipsa de impact, ci de problemele legate de definirea indicatorilor care pot fi atât monitorizați (colectarea datelor), cât și pot surprinde informația relevantă.

**Tabelul 3.3. Progrese în îndeplinirea programului OS în sectoare, teritorii și grupuri vizate**

OS	Indicator	De bază 2013	Valoarea curentă 2020 sau 2018	Obiectiv 2023
6.1	Producția brută de energie primară mai puțin utilizată SER	76.38	104.5	455.96
6.2	Intensitatea energetică în industrie (kgoe/1000 €)	183	140.9	121.5
6.3	Consumul mediu pe gospodărie (MWh/hh/an)	1.42	1.35	1.2
6.4	Economii de energie primară (1000 tep/an)	178	209	232
7.1	Pierderi de rețea (%)	26.76	28.54	15
7.2	Pierderi de rețea (%)	26.76	28.54	15
8.1	Creșterea capacității de integrare RES (MW)	2200	3200	3200
	Nivelul tehnologic al rețelei inteligente de gaze naturale	0	0	2
8.2	Capacitate de interconectare (bcm/an)	14.35	15.85	20

Sursa: Datele din baza de date SMIS (2020) pentru OS 6.1-7.2 și din Raportul Anual de Implementare (ultimul disponibil - 2019) pentru OS 8.1, 8.2. Trebuie remarcat faptul că datele privind indicatorii de producție raportați în SMIS se referă, în general, la rezultatele estimate după finalizarea contractelor în curs de implementare; întrucât datele din rapoartele anuale de implementare sunt, de obicei, estimări pentru nivelul real de implementare. Diferența este semnificativă pentru proiectele mari de pe axele 7 și 8. Datele SMIS sunt prea optimiste în măsura în care există riscul ca unele dintre proiectele de pe Axele 7 și 8 să nu fie finalizate, necesitând „etapizarea” (respectiv mutarea lucrărilor nefinisate la următorul ciclu de programare).

### *OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatare (biomasă, biogaz, geotermal)*

124. Intervențiile OS au fost ”rafinare” în timpul implementării POIM, concentrându-se pe tipuri specifice de proiecte bazate pe interesul exprimat de solicitanți; în prezent, alocarea este împărțită între investiții în distribuție (60%, cu o rată de contractare de 93%) și încălzire geotermală (40%, cu o rată de contractare de 62%). Proiectele care sunt în curs de implementare vor fi finalizate înainte de 2023, iar doi dintre indicatorii de realizare – numărul stațiilor de distribuție a energiei electrice modernizate și capacitatea instalată (în MW) – vor fi atinși probabil până la sfârșitul programului doar cu proiectele în curs, presupunând că sunt finalizate corespunzător; în acest caz, rezultatul (creșterea producției primare de SER) ar putea fi realizat. Acest lucru este foarte probabil, deoarece acestea sunt, în general, proiecte mai mici, iar proiectele în curs au fost suspendate doar temporar câteva luni din cauza pandemiei, când lucrările erau mai dificile; lucrările au fost reluate în ultimele luni.

125. În februarie 2021, au existat alte 39 de cereri de proiecte în curs de evaluare și 2 proiecte suplimentare aprobate pentru finanțare la distribuție, dar care nu au fost încă contractate. Pentru a atinge cel de-al treilea indicator de realizare (reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>) vor fi necesare proiecte suplimentare. Estimăm că se vor încheia proiecte noi (mai probabil pe componenta de distribuție) în următoarele luni, acoperind întreaga alocare și că indicatorii de rezultat vor fi realizabili până în 2023.

126. Indicatorul de rezultat nu poate fi măsurat deoarece nu există un proiect finalizat și complet operațional. În ceea ce privește impactul estimat, potrivit beneficiarilor cu proiecte mai dezvoltate pe rețelele de distribuție, proiectele finalizate vor contribui probabil la o mai bună integrare a SER în rețeaua electrică. În prezent, fără automatizare, distribuția trebuie să întrerupă sursele regenerabile de la furnizarea în rețea pentru perioade mai lungi decât va fi cazul după finalizarea proiectelor. De asemenea, cei doi beneficiari au proiecte în cadrul OS 6.3, care vor consolida integrarea surselor regenerabile de energie, inclusiv de la prosumatori.

### *OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

127. Până în prezent, 15 companii (reprezentând aproximativ 23% din alocarea totală și un sfert din obiectivul de 60 de companii sprijinite) au fost sprijinite în conformitate cu OS 6.2, dintre care 12 au fost finalizate în 2019-2020; celelalte 3 sunt aproape de finalizare sau sunt în testele finale înainte de a fi puse în funcțiune. În februarie 2021, existau 36 de proiecte suplimentare în curs de evaluare, dintre care 5 fuseseră aprobate pentru finanțare, deși contractele nu fuseseră încă semnate. Există, așadar, perspective bune ca alocarea financiară să fie absorbită integral până în 2023.

128. Se așteaptă ca instalarea de sisteme inteligente de măsurare la consumatorii industriali să ofere managementului informații care vor sprijini investiții suplimentare în echipamente mai eficiente

energetic (astfel o parte din economiile de energie ar putea fi realizate după investiții suplimentare pe care beneficiarii le-ar face după obținerea informațiilor privind consumul din contorizarea inteligentă). Cu toate acestea, sistemele de contorizare inteligentă informează și procesele existente; de exemplu, unii beneficiari cu proiecte bine avansate sau finalizate au indicat că au făcut deja modificări în funcționarea echipamentelor existente, cum ar fi evitarea timpului de producție inactiv sau deconectarea echipamentelor de la furnizarea de energie atunci când nu funcționează; acest lucru a redus vizibil consumul de anumite surse de energie, cum ar fi energie electrică, aer comprimat și abur. Având în vedere intensitatea energetică raportată pentru 2019 în raportul anual de implementare (cele mai recente date) și tendințele actuale, este foarte probabil ca obiectivul de eficiență energetică să fie depășit până în 2023.

### *OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

129. Două proiecte sunt în derulare în cadrul OS 6.3 și încă 13 sunt în curs de evaluare; estimăm că încă șase proiecte să poată fi puse în aplicare până la sfârșitul anului 2023, ceea ce ar acoperi alocarea completă și ar atinge indicatorul de realizare - 80.000 de gospodării conectate la contorizarea inteligentă în distribuția energiei electrice.

130. Indicatorul de rezultat (care arată consumul de energie electrică pe gospodărie, cu valoarea de referință 2014 și ținta pentru 2023) este puțin probabil să fie atins, mai ales pentru că există și alți factori, în afară de eficiența energetică, care influențează consumul. Acestea includ înlocuirea altor surse de energie cu energia electrică (de ex. schimbarea sursei de încălzire, electromobilitate) și utilizarea sporită a aparatelor de uz casnic.

131. În ceea ce privește impactul așteptat, cea mai mare preocupare este întârzierea în implementarea proiectelor demonstrative în cadrul POIM, proiectelor pilot susținute de reglementările ANRE și implementarea completă a contorizării inteligente. Proiectele demonstrative în POIM și proiectele pilot au fost concepute pentru a fundamenta introducerea completă prin dezvăluirea costurilor reale ale contorizării inteligente și dezvoltarea capacității operatorilor de distribuție a energiei electrice de a instala sistemul. Acest lucru se datorează faptului că, înainte de proiectele pilot și demonstrative din cadrul POIM, existau doar estimări foarte largi ale costurilor pentru introducerea întregă; acestea au fost prezentate în 2012 într-un studiu realizat de AT Kearney pentru ANRE, care a indicat că introducerea (până în 2020) ar fi fezabilă din punct de vedere economic.

132. Cu toate acestea, întârzierile în proiectele demonstrative, estimările la scară largă ale costurilor observate de operatorii de distribuție în timpul proiectele pilot, precum și întârzierile în pregătirea de către ANRE a unui calendar pentru implementarea pe scară largă a contorizării inteligente (confirmate în legislația primară) au dus la un risc crescut care, până la momentul în care proiectele POIM sunt finalizate, tehnologia utilizată în aceste proiecte ar putea fi depășită pentru implementarea completă până în 2028. Este demn de remarcat faptul că, printre companiile de distribuție, doar ENEL a susținut pe deplin implementarea accelerată (deoarece avea deja o experiență anterioară substanțială în Italia, cu 99% acoperire cu contorizare inteligentă și deja a implementat a doua generație de echipamente); în timp ce ceilalți distribuitori, inclusiv cei doi beneficiari în cadrul OS 6.3, au fost destul de reticenți să se angajeze la un program ambițios. (O contribuție importantă a OS 6.3 a fost de a atenua preocupările OSD cu mai puțină experiență în contorizarea inteligentă.)

*OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

133. 12 proiecte sunt în curs de evaluare și un alt proiect a fost aprobat, în afară de cele două proiecte în curs de implementare, care oferă asigurarea că indicatorii de producție (numărul companiilor sprijinite, capacitatea instalată și reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>) vor fi atinse până la sfârșitul anului 2023. Trebuie remarcat faptul că reducerea estimată a emisiilor de CO<sub>2</sub> se bazează pe caracteristicile echipamentului, care nu sunt măsurate efectiv, ceea ce înseamnă că indicatorul va fi raportat automat ca atins odată cu instalarea capacității. Reducerea consumului de energie primară este probabil să se realizeze până în 2023, având în vedere tendința actuală și finalizarea celorlalte proiecte. Cu toate acestea, condițiile de finanțare (împreună cu lipsa sprijinului pentru capacități mai mari de cogenerare industrială) pot determina ca o parte din beneficiari să investească în capacități mai mici decât cele optime.

*OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

134. Proiectele pentru RT în cinci orașe sunt în curs de desfășurare, cu excepția primului proiect de la Oradea, care a fost finalizat recent; orașele Iași și Focșani sunt, de asemenea, la o rată de finalizare de aproximativ 90%. Pentru a crește absorbția, în septembrie 2020, programul a fost modificat pentru a accepta cereri din alte orașe, în afară de cele șapte orașe preselectate conform OS 7.1. Începând cu luna februarie 2021, încă trei proiecte sunt în curs de evaluare.

135. Lungimea totală a rețelei modernizată în cadrul proiectelor contractate va depăși ținta până în 2023 (295 km vs 210 km) dacă implementarea nu se va confrunta cu întârzieri semnificative. Există riscul ca achiziționarea anumitor echipamente (în special conducte) să fie limitată de disponibilitatea acestora pe piață. De asemenea, capacitatea municipalităților de a implementa lucrări se poate confrunta cu constrângeri (cu excepția orașelor Oradea și, eventual, Iași și Focșani, care au fost cele mai avansate în pregătirea, depunerea, contractarea și organizarea achizițiilor și lucrărilor).

136. Întrucât proiectele sprijinite în cadrul POIM se concentrează pe infrastructura mare de transport a energiei termice (spre deosebire de rețelele de distribuție), care traversează drumurile majore, accelerarea lucrărilor către sfârșitul perioadei poate provoca mai multe perturbări în oraș (trafic, zgomot etc.); în unele cazuri, acest lucru ar putea determina municipalitatea să amâne o parte din lucrări pentru a minimiza disconfortul cetățenilor, ceea ce ar duce la întârzieri suplimentare. (Acesta ar putea fi cazul, de exemplu, în Timișoara, care este capitala europeană a culturii pentru anul calendaristic 2021.) În cazul întârzierilor care împing data finalizării dincolo de 2023, există o așteptare ca proiectele să poată fi „fazate” (respectiv împărțite în segmente, acoperind lucrările executate până în 2023 în cadrul Programului Operațional pentru Infrastructură Mare (POIM) și căutând finanțare în următorul ciclu). Deși „fazarea” minimizează pierderea banilor europeni pentru lucrările începute și nefinalizate, banii alocați pentru lucrările neexecutate sunt pierduți, iar alocarea de bani pentru acestea în următorul ciclu înseamnă pierderea unor resurse care ar fi putut fi utilizate pentru proiecte noi. Un proiect pentru

care „fazarea” este aproape sigură este RT București. Acest lucru este vizibil și din alocarea curentă în cadrul OS 7.2, pentru care suma proiectului aprobat este dublă față de alocare.

137. Cu toate acestea, este puțin probabil ca impactul proiectat (reducerea pierderilor totale asupra rețelelor în comparație cu anul de referință 2014) să fie atins până în 2023. Trebuie remarcat faptul că indicatorul selectat pentru monitorizarea impactului acoperă pierderile globale în toată RT din țară (nu doar pentru proiectele sprijinite în cadrul POIM). De la începutul POIM, situația sectorului RT în România s-a deteriorat, ca urmare a creșterii debransărilor, a restanțelor în întreținerea rețelelor și a tarifelor sub costuri, inclusiv în orașele care sunt sprijinite în cadrul programului. Două orașe (Bacău și Botoșani) care au fost preselectate pentru finanțare în etapa de programare nu au contracte de finanțare.

Figura 2. Deconectări RT în orașe susținute de POIM, 2019 vs 2013

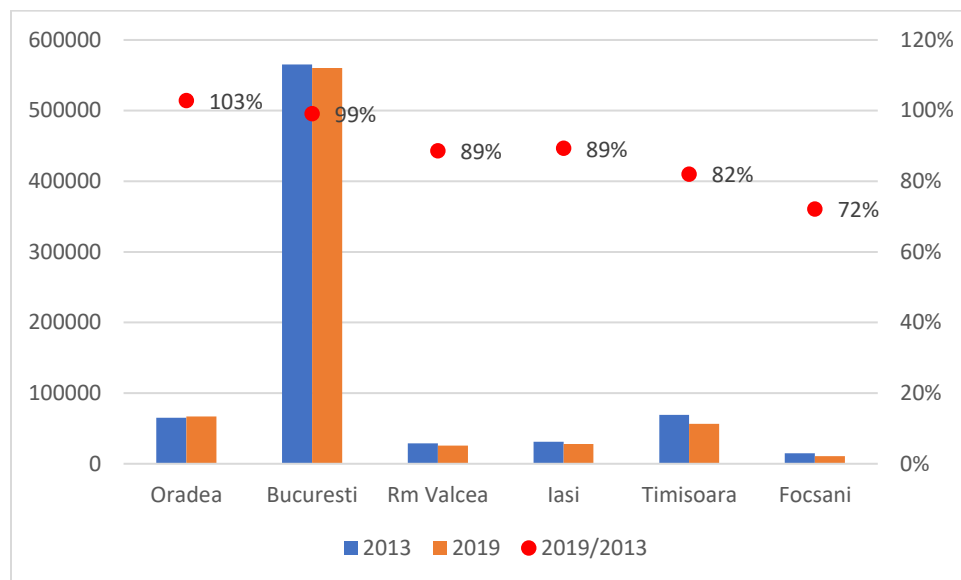
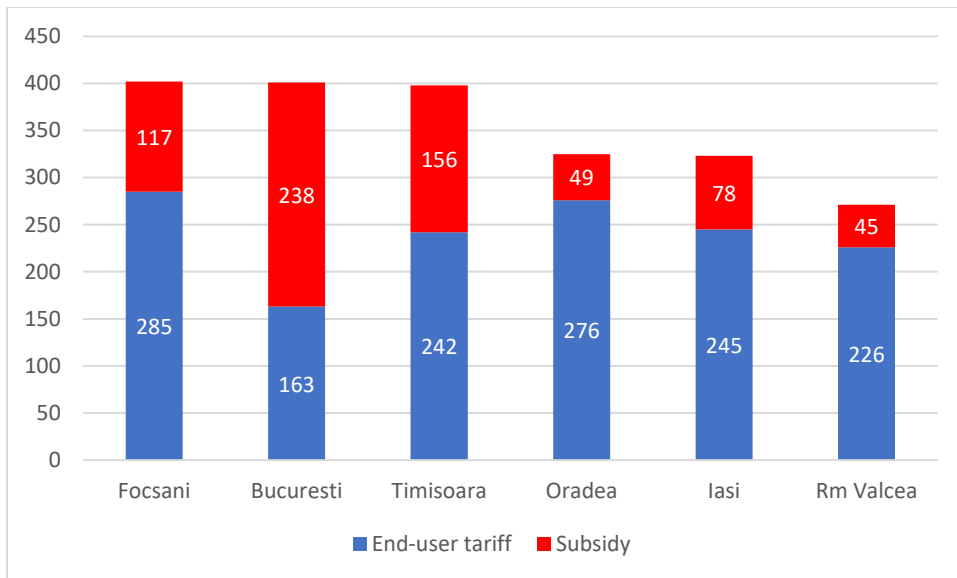


Figura 3. Tarife vs subvenție pentru RT în orașe susținute de POIM, 2018



Sursa: ANRE, ANRSC

### OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile

138. Achizițiile pentru lucrările din cadrul OS 8.1 sunt în curs de desfășurare și Transelectrica se așteaptă ca proiectul să fie finalizat și operațional la doi ani de la semnarea contractelor. Indicatorii de realizare și rezultat (km de linie modernizată și capacitatea suplimentară de SER integrată în sistem) sunt raportați ca fiind realizați atât în Raportul Anual de Implementare, cât și în baza de date SMIS, deși construcția nu a început. Se poate estima că, dacă va fi construit, proiectul ar elimina într-adevăr blocaje esențiale în transportul energiei SER din Dobrogea către restul țării și ar dezvolta capacitatea de racordare a SER în regiune în viitor.

139. În prezent, investitorii RES care caută oportunități în domeniul eolian sau solar în regiune se confruntă cu probleme și costuri suplimentare în obținerea aprobărilor de racordare. Cu toate acestea, există riscul ca implementarea să depășească 2023. (Trebuie remarcat faptul că planurile succesive de dezvoltare a rețelei Transelectrica pe 10 ani indică întâzieri majore în toate investițiile. Aproximativ 80% din proiectele de modernizare a rețelei în general și aproape 100% din proiectele critice pentru integrarea noilor SER au întâzieri de 1-3 ani, unele chiar până la 10-15 ani (raportul InfraSAP WB/IFC privind SER, 2020<sup>6</sup>).

140. Întârzierile de până acum pe OS 8.1. au fost cauzate de exproprieri de terenuri, întâzieri în obținerea autorizațiilor de construcție și ajustări ale costurilor în comparație cu cererea inițială de finanțare depusă pentru proiect (cauzată de reevaluarea normelor privind ajutoarele de stat, dar și a inflației după 2014). Acestea sunt probleme comune în construirea infrastructurii în România. Cu toate

<sup>6</sup> Raportul InfraSAP, România, 2019–2020, axat pe Încălzirea Centralizată și Sursele Regenerabile de Energie; Evaluarea Impactului de Reglementare pentru contorizarea inteligentă a energiei electrice, 2016–2017; Evaluarea Bonusului de Cogenerare, 2015.



acestea, alte probleme frecvente, care ar putea întârzia și mai mult proiectul de la acest moment, sunt contestațiile la licitație sau întârzierile în lucrările efective; astfel de întârzieri ar putea împinge finalizarea dincolo de 2023.

### *OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine*

141. Construcția de conducte și stații de comprimare pentru interconectarea cu Moldova este în desfășurare. După cum s-a menționat anterior la ÎE 2, există mai mulți factori care ar putea influența impactul pe termen lung al proiectului, mai ales dacă gaze naturalele offshore din Marea Neagră devin disponibile pe piață; dacă ruta alternativă prin Isaccea devine accesibilă pentru exporturile către Moldova (și Ucraina); evoluțiile viitoare privind aprovizionarea cu gaz a Gazpromului în regiune după construirea Turkstream; și funcționarea instituțiilor de pe piața gaze naturalelor naturale din Moldova, care ar permite furnizorilor români să concureze în condiții egale.

### **ÎE 8. În ce măsură progresul observat poate fi atribuit intervențiilor finanțate (care este efectul net)?**

142. Axele POIM energie diferă substanțial ca domeniu de aplicare. Axa 6 acoperă domeniul „de nișă” în care există progrese relativ limitate, susținute de alte instrumente de politici publice, unde forțele de piață nu au condus la investiții și care reprezintă mai degrabă intervenții mici, cu scopuri demonstrative pentru potențiale extinderi viitoare; în aceste domenii impactul (contribuția la obiectivele globale ale României în ceea ce privește eficiența energetică, ponderea SRE, reducerea emisiilor) este minor. În schimb, Axele 7 și 8 acoperă părți ale infrastructurii în care alte instrumente (investiții din bugetele publice, alte fonduri UE, etc.) sunt complementare POIM.

143. Pentru OS 6.1., OS 6.2 și OS 6.4, nu au existat inițiative sau programe similare; având în vedere nivelul actual de implementare (începând din februarie 2021), intervențiile nu sunt suficient de mature pentru a informa fie companiile (să continue investiții similare folosind alte surse de finanțare), fie politicile publice (pentru a extinde sprijinul similar).

144. Pentru OS 6.3, în paralel cu POIM, companiile de distribuție au implementat proiecte pilot de contorizare inteligentă în 2014-2018 și, pe baza datelor obținute de la proiectele pilot, au prezentat propunerile ANRE privind stabilirea priorităților de introducere până în 2026-2028 (a se vedea Tabelul 3.4). Trebuie remarcat faptul că a existat o diferență foarte mare între companiile de distribuție în ceea ce privește capacitatea de implementare a contorizării inteligente în 2012-2014, cu ENEL (Muntenia S, Banat, Dobrogea) cu mult înaintea celorlalte cu experiență anterioară cu o introducere de 99% în Italia. Oltenia (Distribuția Oltenia, fostă CEZ) și Moldova (Delgaz Grid, deținută de E.ON) nu aveau experiență și erau destul de reticenti; erau mai interesați să testeze fezabilitatea și, eventual, să întreprindă astfel de investiții decât Electrica (care rămâne de facto administrată de stat, cu 49% proprietate de stat – Muntenia N, Transilvania N, Transilvania S). În timp ce ENEL, spre deosebire de alte OSD, putea estima bine costurile potențiale pe baza experienței anterioare în instalarea unor astfel de echipamente, toate companiile au avut dificultăți majore în estimarea beneficiilor pentru contorizarea inteligentă din România (cel mai important, nu au existat date detaliate privind consumul dincolo de transformatoare și numai estimări aproximative ale pierderilor comerciale față de pierderile tehnice, furturile de energie etc.). Distribuție Oltenia și Delgaz Grid au folosit POIM pentru a completa informațiile din proiectele pilot, deși proiectele încă nu sunt finalizate

și, prin urmare, nu pot furniza informații din viața reală. Lipsa datelor continuă să întârzie introducerea națională a contorizării inteligente în distribuție (care a fost recent împinsă până în 2028 prin modificarea Legii nr. 123/2012).

**Tabelul 3.4. Proiecte pilot pentru contorizare inteligentă**

<i>OSD</i>	<i>Prioritizarea introducerii din proiectele pilot ANRE</i>	<i>POIM</i>
Muntenia S	Zone cu contorizare învechită; pierderi mari; probleme de citire a contorului	Nu este încă acceptat
Banat	Zone cu contorizare învechită; pierderi mari; probleme de citire a contorului	Nu este încă acceptat
Dobrogea	Zone cu contorizare învechită; pierderi mari; probleme de citire a contorului	Nu este încă acceptat
Oltenia	Cele mai bune rezultate CBA; pierderi mari; optimizarea transformatoarelor și colectarea datelor	Identificarea zonelor cu cele mai mari pierderi; reducerea întreruperilor
Moldova	Zonele incluse în proiectele pilot 2014-2018 cu întârzieri în implementare; furturi de energie; pierderi comerciale peste 0,08 MWh/an/consumator; minimizarea costurilor de citire	Reducerea pierderilor; managementul cererii; colectarea adecvată a datelor de consum
Muntenia Nord	Cele mai bune rezultate CBA; pierderi tehnice și non-tehnice ridicate	Nu este încă acceptat
Transilvania N	Cele mai bune rezultate CBA; pierderi tehnice și non-tehnice ridicate	Nu este încă acceptat
Transilvania S	Cele mai bune rezultate CBA; pierderi tehnice și non-tehnice ridicate	Nu este încă acceptat

145. SO 7.1 și 7.2 – Trebuie remarcat faptul că indicatorul de rezultat selectat constă în reducerea globală a pierderilor din RT la nivel național; acest lucru se datorează faptului că orașele selectate se numără printre cele mai mari sisteme RT rămase în țară și investițiile cu prioritate ridicată în rețelele mari de transport ar contribui la reducerea pierderilor totale pe conducte. Finanțarea POIM este principala sursă de finanțare pentru aceste rețele; celelalte programe (Termoficare 2006-2020 și noul proiect de Termoficare a început în 2021) au adus contribuții destul de minore la modernizarea generală a RT, acoperind lucrări mici. Beneficiarii POIM confirmă, de asemenea, că standardele POIM (pregătirea proiectului, specificațiile pentru echipamente, achiziții etc.) sunt mult mai mari decât pentru finanțarea națională, ceea ce duce la o calitate incomparabilă. În general, se observă puține progrese în acest sector dincolo de intervenția POIM; și există chiar riscul ca unele dintre proiectele POIM să nu fie finalizate până în 2023 (în special RT București – OS 7.2).

146. OS 8.1. – Proiectul este strâns legat de alte proiecte care ar crește conectivitatea sud-estului României (zona care concentrează cele mai mari capacități eoliene și cu cel mai mare potențial, inclusiv pentru eoliene offshore) cu restul țării. Cu toate acestea, există puține progrese dincolo de intervenția POIM. Întârzierile investițiilor în proiectele prioritare ale Transelectrica de integrare a SER au dus la costuri excesive pentru racordarea producătorilor de SER la rețea (investitorii sunt obligați să plătească un „tarif de întărire a rețelei” care poate fi prohibitiv, reprezentând 12-15% din costul total de investiție (conform Raportului InfraSAP 2020). Trebuie remarcat faptul că nu s-au pus în funcțiune investiții mari SER în energia electrică conectată direct la rețeaua de transport după 2016, din mai multe motive (modificări la schema Certificatelor Verzi și imposibilitatea semnării contractelor de tip PPA, dar și piedici întâmpinate privind racordarea la rețea).

147. SO 8.2 – Proiectul este „veriga lipsă” în interconectarea pe gaze naturale cu Republica Moldova (care constă din proiectul din OS 8.2, conductele Iași-Ungheni și Ungheni-Chișinău. Creșterea capacității de interconectare va fi pe deplin atribuibilă proiectului, deoarece fără conducta Onești-Gherăești-Lețcani și două compresoare susținute de OS 8.2, capacitatea de gaz pentru exporturile fizice este minimă (aproximativ 1% din cei 1,5 bcm la finalizarea proiectului.)

## ÎE 9. Care este efectul de rețea estimat al intervențiilor finanțate?

## ÎE 10. În ce măsură efectele ar putea apărea dincolo de aria geografică, sectoarele sau grupurile vizate (efectele de propagare estimate)?

148. Având în vedere nivelul actual de implementare, cu foarte puține proiecte finalizate și operaționale, echipa de evaluare a grupat cele două întrebări. Actualmente nu există niciun impact de rețea și este prea devreme pentru a evalua în detaliu impactul potențial, inclusiv efectele de propagare după finalizarea programului. Pe baza discuțiilor cu beneficiarii, ne așteptăm că proiectele să aibă într-adevăr efecte de propagare și de rețea, evidențiate în Tabelul 3.5.

**Tabelul 3.5. Efecte de propagare estimate**

<i>Obiectiv Specific</i>	<i>Rezumatul intervențiilor</i>	<i>Efectele estimate de rețea la sfârșitul programului în 2023</i>
<b>Axa Prioritară 6: Promovarea energiei curate și eficienței energetice în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon</b>		
OS 6.1: Creșterea producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)	Proiecte pentru capacitățile surselor de energie regenerabilă (SER) - geotermal	Cunoștințe suplimentare despre costurile și beneficiile energiei geotermale; identificarea blocajelor care afectează investițiile în sector (de ex. riscul ca investițiile să nu poată fi fezabile din punct de vedere economic, deoarece potențialul geotermal real este descoperit numai după efectuarea investiției). Efecte demonstrative pentru modernizarea sistemelor RT și integrarea SER în RT.
	Proiecte pentru distribuție pentru integrarea capacităților SER	Creșterea încrederii din partea investitorilor și prosumatorilor SER că rețelele de distribuție ar fi capabile să integreze mai bine SER
OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali	Contorizare inteligentă pentru consumatorii industriali	Cerere crescută de echipamente eficiente energetic de la diferite tipuri de consumatori industriali (medicamente; produse chimice; construcții; motoare, etc.)
OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor	Contorizare inteligentă în distribuția pentru gospodării	Cunoașterea îmbunătățită a problemelor din viața reală a rețelelor de distribuție; cerere crescută pentru soluții de contorizare inteligentă (echipamente, software, procese de gestionare a datelor)
OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență	Capacități mici de cogenerare industrială	Cerere crescută pentru echipamente; o mai bună gestionare a cererii de energie; blocaje reduse în infrastructura națională (de ex. o cerere mai mică de energie electrică din rețea, produsă intern)
<b>Axa Prioritară 7: Creșterea eficienței energetice la nivelul sistemului centralizat de termoficare în orașele selectate</b>		
OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate	Investiții în RT	Redresarea potențială a politicii RT, neglijată în mare măsură după 2000. Posibilă recuperare a producției interne de echipamente și materiale pentru RT, care a fost oprită după ani de neglijare, dacă investițiile în RT au loc conform planificării; posibila dezvoltare a prosumatorilor în RT, dacă rețelele sunt modernizate și digitalizate, permițând posibilitatea tehnică a integrării viitoare a SER (nu numai geotermală, ci și energia produsă de FV la consumator sau căldura recuperată din procesele industriale)
OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București	Investiții în RT	Redresarea potențială a politicii RT, neglijată în mare măsură după 2000. Posibilă recuperare a producției interne de aprovizionare pentru RT, care a fost oprită după ani de neglijare, dacă investițiile în RT au loc conform planificării; posibila dezvoltare a prosumatorilor în RT, dacă rețelele sunt modernizate și digitalizate, permițând posibilitatea tehnică a integrării viitoare a SER (nu numai geotermică, ci și energia produsă de FV la nivel de consumator sau căldura recuperată din procesele industriale)

<b>Axa Prioritară 8: Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gaze naturale</b>		
OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile	Linie și stații Transelectrica	Accelerarea investițiilor Transelectrica în rețea. De asemenea, proiectul contribuie la consolidarea unui alt proiect de investiții legat de interconectivitate cu regiunea (Bulgaria). Consolidarea rețelei la fondurile UE ar diminua „tariful de consolidare a rețelei” solicitat acum investitorilor SER pentru a obține permise de conectare și a spori încrederea investitorilor SER în capacitatea de a maximiza orele de utilizare a SER instalate
OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine	Conducta Transgaz către Moldova și compresoare	Fiabilitate sporită a transportului de gaze naturale pentru racordurile la rețele noi de distribuție către zonele deservite din Moldova

### 3.5. Durabilitate

#### **ÎE 11: În ce măsură efectele intervențiilor estimate să fie durabile pentru o perioadă mai lungă de timp?**

149. Având în vedere nivelul actual de implementare, durabilitatea poate fi evaluată în această etapă în principal în ceea ce privește așteptările beneficiarilor și măsurile pe care le iau pentru întreținerea adecvată a echipamentelor finanțate prin intervențiile în cadrul POIM ulterior finalizării proiectelor. Proiectele finanțate în cadrul POIM vor fi monitorizate pentru o perioadă de cinci ani de la finalizarea și începerea operațiunii, ceea ce oferă o asigurare suplimentară asupra durabilității. Proiectele expuse riscului în termeni de durabilitate sunt proiectele pentru care finalizarea ar putea fi prelungită după sfârșitul anului 2023 („fazate” în următorul ciclu bugetar).

*OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)*

- Distribuție: OSD sprijinite în cadrul POIM estimează ca întreținerea să fie asigurată din tarifele de distribuție reglementate de ANRE, deoarece investițiile ar fi incluse în baza activelor reglementate.
- Producție: date fiind constrângerile de eligibilitate, potențialii beneficiari au fost extrem de prudenți în solicitarea de finanțare din POIM. Investițiile vor rămâne eligibile numai dacă puțurile geotermale se dovedesc viabile din punct de vedere economic; în caz contrar, costurile investiției vor fi acoperite din bugetele locale la sfârșitul proiectelor. Viabilitatea economică va fi demonstrată prin integrarea energiei geotermale în sistemele RT.

*OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

150. Beneficiarii proiectelor care au fost finalizate sau sunt aproape de finalizare sunt încrezători că sistemele de contorizare inteligente instalate vor contribui la optimizarea proceselor și vor fundamenta achizițiile viitoare de consumabile eficiente din punct de vedere energiei.

### *OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

151. Pentru cele două OSD cu proiecte în derulare în cadrul planului POIM, asigurarea integrării fără probleme a proiectelor demonstrative aflate în prezent în implementarea completă a contorizării inteligente va necesita ca echipamentele instalate acum (cu finanțare POIM) să fie compatibile cu echipamentele utilizate pentru întregul sistem. Sustenabilitatea va scădea dacă introducerea completă a contorizării inteligente este întârziată mai mult, deoarece schimbările tehnologice ar putea limita compatibilitatea cu soluțiile tehnice care ar putea deveni principale prin introducerea completă până în 2028.

### *OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

152. Se pare că investițiile sunt durabile deoarece, deși beneficiarii POIM indică faptul că investițiile ar fi fost posibile în lipsa sprijinului, perioada de recuperare a investiției ar fi fost mult mai lungă (7-8 ani comparativ cu 3-4 ani cu sprijin). Riscul potențial constă în modificările viitoare ale modelelor de afaceri ale companiilor sprijinite (de ex. schimbări pe piețele de producție unde își desfășoară activitatea beneficiarii industriali).

### *OS 7.1 Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate*

### *OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

153. Riscurile majore de durabilitate constau în posibilitatea ca unele proiecte să nu fie finalizate până în 2023 (în special RT București), ceea ce determină necesitatea „fazării”. Sistemele RT din toate orașele (cu excepția orașului Oradea) se confruntă cu probleme suplimentare de durabilitate, cum ar fi debransările. Orașe precum Râmnicu Vâlcea și (parțial) Timișoara se confruntă cu un risc suplimentar legat de eliminarea treptată a cărbunelui: producția de RT este în prezent bazată pe cărbune și sunt necesare investiții majore pentru a înlocui sursa de încălzire.

154. Abordarea pentru programele RT în POS Mediu și POIM ar fi putut fi, de asemenea, suboptimă, deoarece investițiile au început de la producție și apoi la rețele, în loc de eficiență energetică la nivel de consumator (izolație termică a clădirilor cu mai multe apartamente). În prezent, proiectele RT sunt doar marginal legate de sprijinul pentru eficiența energetică în clădiri. De exemplu, unele orașe susțin eforturile de izolare termică pentru clădirile multifamiliale conectate la RT; dar nu există nicio inițiativă de modernizare a rețelelor RT cu prioritate pentru consumatorii care fac deja parte dintr-un program de izolație termică sprijinit din fonduri locale, naționale sau UE sau invers.

155. Există riscul să rămână supradimensionate capacitățile RT planificate pentru modernizare în comparație cu cererea finală și debransările vor continua chiar și după modernizarea conductelor. Astfel, un sistem supradimensionat ar continua să fie ineficient (de ex. conductele al căror diametru este prea mare pentru cererea finală de căldură vor avea pierderi mai mari decât conductele mai mici adaptate cererii efective).

### *OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*

156. Investițiile în linia și stațiile de energie electrică au devenit acum mai urgente decât în etapa de programare, având în vedere investițiile accelerate în SER în sud-estul României în 2013-2016 și viitoarele investiții preconizate în eolian offshore, care se așteaptă să aibă loc în câțiva ani. Investiția ar fi introdusă în baza activelor reglementate, care asigură că întreținerea va fi recuperată din tarifele de distribuție reglementate de ANRE.

### *OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine*

157. Există riscul ca interconectarea gazoductului cu Moldova să fie subutilizată dacă condițiile pieței din Moldova descurajează aprovizionarea din România și dacă punctul de trecere a frontierei Isaccea devine accesibil pentru exporturile de gaze naturale către Moldova și Ucraina. Cu toate acestea, conducta consolidează și rețeaua de transport a gazelor naturale din nord-estul României, ceea ce ar permite extinderea distribuției către gospodăriile românești din regiune care nu sunt încă conectate la aprovizionarea cu gaze naturale (în principal în zonele rurale). Compresoarele (care reprezintă cea mai mare pondere din investiție) vor fi, de asemenea, necesare pentru a crește capacitatea de export a gaze naturalelor din România în Moldova și Ucraina, indiferent de rută (prin Iași-Ungheni sau prin Isaccea).

158. O problemă critică pentru sustenabilitatea investiției este faptul că nu este „adaptată exigențelor viitorului”: respectiv, infrastructura de gaze naturale nu a fost concepută având în vedere tranziția de la gaz la „gaz verde” (cum ar fi hidrogenul) și echipamentele vor necesita, eventual, noi investiții pentru a asigura compatibilitatea cu alte tipuri de gaze naturale. Există riscul ca investițiile să devină „active blocate” până în 2050, deoarece combustibilii fosili sunt eliminați treptat în UE. Această tendință, care a fost accelerată de noile direcții din Pactul Verde European, nu a fost anticipată în etapa de programare.

## **ÎE 12: În ce măsură ar trebui finanțate în continuare intervențiile energetice POIM?**

159. Nivelul actual de absorbție a fondurilor UE pentru toate Axele Prioritare POIM energie indică faptul că cauzele întârzierilor trebuie abordate urgent înainte de a lua în considerare finanțarea suplimentară a intervențiilor POIM energie. După cum s-a evidențiat mai sus, principalele probleme care trebuie abordate înainte de a lua în considerare extinderea finanțării sunt următoarele:

- Capacitate sporită de interpretare juridică a normelor UE privind ajutoarele de stat, care au provocat întârzieri semnificative și modificări ale orientărilor pentru solicitanți;
- Creșterea capacității de evaluare a proiectului pentru a reduce timpul dintre depunerea cererilor de finanțare și contractare;
- Eficientizarea cadrului legal și de reglementare privind exproprierile și autorizațiile de construcție;
- Simplificarea procedurilor de licitație (pe baza experienței cu alte investiții mari în infrastructură – în special pentru proiectele din Axele 7 și 8 – se pot estima întârzieri în organizarea ofertelor, inclusiv pregătirea termenilor de referință și selectarea contractanților); și

- Monitorizarea lucrărilor pentru a asigura o bună calitate și finalizarea în timp util.

160. În măsura în care aceste probleme sunt rezolvate, majoritatea priorităților susținute de POIM în domeniul energiei sunt încă relevante astăzi (sau chiar mai urgente decât în etapa de programare POIM), după cum urmează.

*OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)*

161. Accelerarea investițiilor pentru a asigura integrarea SER în rețelele de distribuție este esențială. De asemenea, investițiile în geotermal pot avea efecte de propagare semnificative asupra furnizării sistemelor RT cu energie la costuri reduse, curată și regenerabilă. Măsurile pot fi încă finanțate în următorul ciclu de programare pe baza lecțiilor învățate în actualul PO 2014-20 (în principal schema de ajutor de stat). Următoarea perioadă de programare, menținând continuitatea, ar putea introduce, de asemenea, standarde mai ridicate pentru proiectele de accelerare a modernizării infrastructurii, de ex. eligibilitate suplimentară pentru proiecte de stocare a energiei electrice, care ar putea contribui, de asemenea, la o mai bună integrare a SER (noi capacități și o utilizare optimizată a capacităților instalate).

*OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali*

162. Acest OS are relativ mai mult succes în ceea ce privește maturitatea proiectelor. Interesul limitat al beneficiarilor de a solicita această OS provine din alegerea unui sistem de ajutor de stat suboptim (de minimis, plafonând sprijinul maxim pentru un proiect la 200.000 EUR).

163. În mod normal, contorizarea inteligentă pentru consumatorii industriali ar putea fi în întregime bazată pe piață, de ex. ar trebui să fie ușor pentru consumatorii industriali să investească în astfel de echipamente folosind mecanisme precum ESCO. În practică, piața ESCO din România este încă insuficient dezvoltată, inclusiv pentru consumatorii industriali, în parte deoarece liberalizarea pieței energiei a fost lentă și a implicat multe incertitudini după 2014.

*OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor*

164. O introducere completă a contorizării inteligente este esențială pentru funcționarea rețelei de distribuție și, de asemenea, un angajament al României față de UE; cu toate acestea, a fost amânată succesiv de lipsa datelor fiabile despre costuri și beneficii, iar noul termen este 2028. SO ar putea fi extins la noul ciclu de finanțare, deși posibil vizat în mod specific pentru a asigura (i) participarea OSD care au fost relativ lente în implementarea proiectelor pilot și a proiectelor de contorizare inteligentă sprijinite de POIM (în special Electrica) și (ii) tehnologia de ultimă generație pentru a se asigura că echipamentele nu devin învechite și incompatibile cu extinderea pe scară largă a contorizării inteligente.

*OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență*

165. Deși politica României a fost de a sprijini cogenerarea de înaltă eficiență, sprijinul actual acoperă doar cogenerarea pentru RT. O nouă schemă poate fi introdusă pentru a sprijini cogenerarea industrială, cu condiția ca o anumită parte a energiei electrice să fie livrată pe piață (nu doar pentru autoconsum). Deoarece beneficiul economiilor de energie este obținut în orice proces de cogenerare, indiferent dacă energia este consumată pentru consum propriu sau vândută pe piață, finanțarea UE ar putea continua să sprijine cogenerarea de înaltă eficiență care nu este acoperită de alte scheme, pentru a evita distorsiunea pieței cât mai mult posibil. Nivelul de ambiție ar putea fi crescut (de ex. suport pentru tehnologii avansate, tri-generare).

*OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate OS 7.2: Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București*

166. Unele proiecte (în special RT București) vor trebui probabil să fie „fazate” dacă implementarea este întârziată după 2023. În timp ce RT este o prioritate majoră în UE, nu există o asumare politică pe această temă în România și nu există responsabilități clar definite pentru ministerele implicate, autoritatea de reglementare în domeniul energiei sau autoritățile locale. De asemenea, abordarea față de RT în cele două cicluri de finanțare până acum nu a fost foarte eficientă: PO Mediu 2007-2013 a sprijinit investiții de mediu la CET-uri și actualul POIM a sprijinit investițiile în conducte, fără a ține seama de legătura cu consumatorii (de ex. coordonarea cu izolarea termică a clădirilor și debransările, oficiale și informale, cauzate de calitatea slabă a serviciului). Probabil că acest lucru a provocat investiții în infrastructură care rămâne supradimensionată față de cererea actuală (care este mai mică din cauza factorilor precum debransări, ierni mai scurte și apartamente mai eficiente energetic). Trebuie remarcat faptul că noul PNRR elaborat nu include RT, deoarece nu este de facto o prioritate politică și niciun minister (Energie sau Dezvoltare) nu intenționează să preia până la capăt politica publică în domeniu și finanțarea acesteia. Responsabilitățile sunt în curs de clarificare prin Legea 325/2006, care este de patru ani în Parlament pentru modificări.

167. Dacă legea nu este aprobată definitiv pentru a clarifica asumarea politicii publice în domeniul încălzirii centralizate și o direcție clară stabilită înainte ca programele operaționale 2021-27 să fie prezentate oficial către CE, justificarea susținerii în continuare a RT în următorul ciclu scade substanțial. Numai finanțarea UE nu va fi suficientă pentru modernizarea (restructurarea în ansamblu) sectorului RT și va exista puțină disponibilitate de a aloca finanțare bugetară, dacă nu există responsabilitate ministerială și, de asemenea, autoritățile locale nu sunt prea interesate. În același timp, autoritățile locale dornice să-și modernizeze sistemele RT (de ex. Oradea) vor putea atrage finanțare pe baze comerciale de la bănci sau investitori privați, deoarece serviciul public de încălzire centralizată este viabil în orașele mari, cu condiția să fie bine guvernate și planificate pe termen lung.

168. București este cel mai mare sistem de încălzire centralizată din România și reprezintă 50% din sector; CHP ELCEN sunt esențiale pentru producția de energie electrică și acoperă aproximativ 80% din cererea de vârf din București, iar aproximativ 50% din veniturile companiei depind de termoficare.



Înteruperea termoficării în București ar fi astfel o provocare semnificativă dincolo de furnizarea de căldură pentru cele 560.000 de gospodării încă branșate la sistem. Cu toate acestea, primele lucrări în cadrul OS 7.2. vor începe probabil în 2022, ceea ce lasă doar două sezoane de lucru înainte de sfârșitul programului în 2023. Primăria Municipiului București va trebui aproape cu siguranță să „fazeze” proiectul în următorul ciclu, finalizând doar o porțiune (cel mai probabil, cca. 15-20%) din întregul proiect din ciclul curent. De asemenea, proiectul reprezintă doar 20% prioritari dintr-o rețea depășită și supradimensionată.

*OS 8.1: Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile*

169. Proiectele care sprijină integrarea SER în rețeaua de transport continuă să rămână relevante în următorul ciclu, deoarece potențialul SER în România este concentrat disproporționat în unele zone ale țării (sud-est pentru eolian, sud-vest pentru solar), în timp ce cererea este concentrată în alte regiuni (Nord-Vest, București). Ciclul 2021-27 ar trebui să se concentreze pe standarde tehnice mai înalte și pe proiecte ambițioase pentru care recuperarea tarifelor ar putea conduce la prețuri semnificativ mai mari la energie electrică, cum ar fi digitalizarea și stocarea electricității. Acestea ar optimiza gestionarea rețelei și ar permite o integrare crescută a SER intermitente. De asemenea, proiectul PNRR menționează priorități de investiții similare.

*OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine*

170. Investițiile în rețeaua de gaz sunt esențiale, deoarece rețeaua actuală este supradimensionată și depășită. De exemplu, presiunile din rețelele de transmisie ale României sunt de 10-15 bari, în timp ce țările vecine au presiuni de 40-45 bari. Acesta este rezultatul perimării – conducte și rețele vechi dezvoltate în jurul zăcămintelor de gaz care s-au epuizat în ultimele decenii.

171. În plus, economiile din alte OS și din rezerva de performanță vor fi investite în dezvoltarea rețelelor de distribuție în conformitate cu OS 8.2. Cu toate acestea, gazele naturale vor fi eliminate treptat în UE între 2030 și 2050 și dezvoltarea rețelelor necesită 20-30 de ani pentru recuperarea investițiilor. Trebuie să ne asigurăm că investițiile în rețea nu vor deveni active blocate (infrastructură abandonată înainte de sfârșitul perioadei de recuperare).

#### 4. Lecții învățate din PO din Polonia și Lituania

172. Pentru evaluarea de față, am analizat experiența programelor similare în alte state membre ale UE pentru a identifica lecțiile învățate și practicile care pot fi utile pentru a accelera implementarea POIM și a îmbunătăți rezultatele acestuia. Cele mai relevante programe sunt *Programul Operațional al Lituaniei pentru Investițiile Fondurilor Uniunii Europene în 2014-2020* și *Programul Operațional al Poloniei pentru o creștere inteligentă, durabilă și incluzivă și realizarea coeziunii economice, sociale și teritoriale 2014-2020*, ambele sunt similare programului care este evaluat în acest raport și au efectuat relativ recent evaluări intermediare<sup>7</sup>. Am analizat calitativ experiențele de proiectare și implementare pe OS care acoperă intervenții similare cu POIM și cu privire la modul în care Polonia și Lituania au abordat problemele identificate în evaluarea POIM ca bariere majore pentru implementare (de ex. autorizații, ajutorul de stat etc.). Având în vedere că rapoartele de evaluare pentru fiecare program nu acoperă aceeași perioadă (până în martie 2019 pentru Lituania, până în septembrie 2018 pentru Polonia), următoarele informații pot fi deduse din informațiile disponibile:

- În ciuda obiectivelor și priorităților de investiții foarte similare, indicatorii de rezultate (și definiția rezultatelor imediate versus rezultatele finale) variază foarte mult de la un program la altul, ceea ce face dificilă compararea rezultatelor.
- Ritmul de implementare a PO în Lituania și Polonia pare să fi fost mai rapid decât în România.
- În ciuda diferențelor, câteva aspecte comune au fost identificate în această etapă – în special capacitatea sistemului de implementare, lipsa clarității și/sau procedurile lungi de acces la finanțare și accesul la terenuri pentru construcția liniilor electrice.

173. Tabelul 4.1 oferă o prezentare generală a celor trei programe.

**Tabelul 4.1. Prezentare generală a PO din România, Lituania și Polonia**

	<i>România</i>	<i>Lituania</i>	<i>Polonia</i>
<b>Program Operațional</b>	Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM)	PO pentru investițiile Fondurilor Europene 2014-2020	PO pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii și realizarea coeziunii economice, sociale și teritoriale
<b>Buget</b>	€498 milioane	Aprox. €1,21 miliarde (inclusiv investiții în transport)	€2,8 miliarde

<sup>7</sup> Lituania: <https://www.visionary.lt/wp-content/uploads/2019/05/3-mid-term-evaluation-synthesis-report.pdf>;  
Polonia: [https://www.ewaluacja.gov.pl/media/75771/01\\_RK\\_Midterm\\_POIiS2014-2020\\_I\\_VII.pdf](https://www.ewaluacja.gov.pl/media/75771/01_RK_Midterm_POIiS2014-2020_I_VII.pdf).

<p><b>Axa prioritară (AP) și obiectivul tematic (obiectivele tematice)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP 6 (Energie curată și eficiență energetică pentru o economie cu emisii reduse de carbon) și AP 7 (Eficiență energetică la încălzire centralizată la nivel de sistem în orașele selectate)</li> <li>• Obiective tematice 4 (Sprijinirea tranziției către o economie cu emisii reduse de carbon în toate sectoarele) și 7 (Promovarea sistemelor de transmisie durabile și eliminarea blocajelor în infrastructurile cheie de rețea)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP 4: Promovarea eficienței energetice și a producției și utilizării energiei regenerabile, cu obiectivul tematic 4 (Susținerea schimbării către o economie cu emisii reduse de carbon în toate sectoarele); și AP 6 (Dezvoltarea infrastructurilor de rețea și transport durabil) cu obiectivul tematic 6 (Promovarea transportului durabil și eliminarea blocajelor asupra infrastructurilor cheie de rețea)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AP 1 (Economie cu emisii reduse) și AP 7 (Îmbunătățirea securității energetice). Obiectivele tematice 4 (Susținerea schimbării către o economie cu emisii reduse de carbon în toate sectoarele) și 7 (Promovarea transportului durabil și eliminarea blocajelor în infrastructurile cheie ale rețelei).</li> </ul>
<p><b>Indicatori de rezultate (rezultate imediate)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energie regenerabilă suplimentară</li> <li>• Reducerea intensității energiei electrice la nivel industrial:</li> <li>• Reducerea consumului mediu de energie electrică pe gospodărie</li> <li>• Economie de energie prin cogenerare de înaltă eficiență</li> <li>• Reducerea pierderilor de căldură din rețelele de transport și distribuție la nivel național</li> <li>• Creșterea capacității de integrare a SER în rețeaua națională de transport</li> <li>• Capacitatea de transmisie la punctele de interconectare</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ponderea ER în bilanțul energiei final</li> <li>• Intensitatea energetică în întreprinderile industriale</li> <li>• Consumul final de energie în sectoarele serviciilor și gospodăriei</li> <li>• Consumul de energie de către gospodării (neconectate la rețelele RT)</li> <li>• Pierderi de transport și distribuție în rețelele de încălzire</li> <li>• Calitate superioară a furnizării de energie electrică (SAIDI)</li> <li>• Indicele Herfindahl-Hirschman pentru importurile de energie pe piața lituaniană de energie electrică și pe piața gaze naturalelor naturale</li> <li>• Nivelul de performanță al criteriului N-1<sup>8</sup> în sectorul gaze naturalelor naturale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie</li> <li>• Consumul de energie primară și consumul intern brut împărțit la PIB</li> <li>• Ponderea clienților care utilizează contoare inteligente</li> <li>• Consumul de energie primară, emisiile de GES, eficiența transferului de energie în companiile de încălzire, urban expus la concentrații de PM<sub>10</sub></li> <li>• Consumul de energie primară și ponderea producției combinate de energie în producția totală de energie electrică</li> <li>• Diversificarea sectorului gaze naturalelor naturale (indicele Herfindahl-Hirschman)</li> <li>• Cantitatea de energie electrică care nu este livrată de sistemul de transport al energiei electrice</li> </ul>

<sup>8</sup> Criteriul N-1 măsoară capacitatea sistemului de a face față întreruperii unei singure componente a sistemului.

<b>Progresul implementării</b>	De la 31 ianuarie 2021: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rata de contractare de 88% pentru AP 6, 43% pentru AP 7, 39% pentru AP 8</li> <li>• Indicatori care ar putea fi atinși doar parțial din cauza implementării lente a programului</li> </ul>	Din martie 2019: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 82% din fondurile contractate</li> <li>• Se estimează că majoritatea indicatorilor vor fi atinși, în ciuda unor slabe realizări în ceea ce privește indicatorii de producție</li> </ul>	Începând cu sfârșitul lunii septembrie 2018: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 53% din fondurile Axei 1 contractate</li> <li>• 80% din fondurile Axei 7 contractate</li> <li>• Cele mai multe obiective estimate să fie atinse până la sfârșitul programului, cu excepția indicatorilor ER, a contoarelor inteligente, a concentrației PM<sub>10</sub> și a indicatorilor de producție a energiei electrice</li> </ul>
<b>Probleme identificate</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Probleme administrative (interpretarea ajutoarelor de stat, evaluări îndelungate, autorizații, achiziții)</li> <li>• Planificarea și pregătirea proiectelor, în special pentru proiecte mari de infrastructură publică</li> <li>• Factori exogeni (de ex. modificări ale cadrului legal) care afectează viabilitatea proiectului sau motivația beneficiarului</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Probleme administrative (procesul de obținere a autorizațiilor de construcție, acces la teren, etc.)</li> <li>• Perioada de rambursare a investițiilor</li> <li>• Cerințe de cofinanțare și eligibilitatea costurilor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Metoda de evaluare a proiectelor în conformitate cu AP 1 (adresată)</li> <li>• Probleme cu funcționalitatea sistemului de tratare a cererilor de plată și capacitatea unității de implementare</li> <li>• Creșterea semnificativă a prețurilor serviciilor de construcții</li> <li>• Acces terestru (linii electrice)</li> </ul>

174. Următoarea secțiune analizează în profunzime lecțiile relevante pentru POIM învățate din Programele Operaționale din Lituania și Polonia, pe baza rapoartelor lor detaliate de evaluare intermediară.

### **OS 6.1: Creșterea producției de energie din resurse regenerabile și mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)**

175. Similar cu POIM din România, principala contribuție în programul din Lituania a fost spre dezvoltarea capacităților de energie din surse regenerabile (SER) în sectorul căldurii, deoarece producția de energie electrică din SER este deja sprijinită printr-un mecanism obligatoriu de sprijin pentru producătorii de SER (inclusiv o taxă specială fixă inclusă în tariful de energie electrică). Guvernul lituanian a făcut o alegere strategică pentru a sprijini biomasa ca principală SER pentru căldură, pentru a sprijini încălzirea verde și a reduce dependența de combustibilii fosili importați (scumpi) (România s-a concentrat, în schimb, pe energia geotermală, de asemenea, având o experiență anterioară nu tocmai pozitivă cu sprijinul certificatelor verzi pentru biomasă în cogenerare). Ponderea SER în timpul implementării PO în bilanțul energiei final a fost în creștere, iar valoarea țintă pentru 2020 (23%) a fost deja atinsă.

176. În cazul Lituaniei, a existat o cerere mare pentru măsura privind „Resursele de energie regenerabile pentru industrie”, companiile fiind interesate în special de oportunitatea de a-și reduce

costurile de exploatare. În restul perioadei de implementare a PO, acest OS va sprijini, de asemenea, înlocuirea cazanelor poluante cu biocombustibil cu altele noi sau cu tehnologii mai eficiente folosind SER.

177. Abordarea poloneză a susținerii surselor regenerabile de energie este mai apropiată de modelul românesc, concentrându-se atât pe producția de SER (de ex. biomasă pentru căldură), cât și pe sprijinul pentru racordarea la rețelele de distribuție a energiei electrice. PO polonez de infrastructură este un exemplu foarte bun de folosire combinată a surselor de finanțare disponibile, care asigură amplificarea rezultatelor ce ar putea fi obținute doar prin granturi UE pentru a obține rezultate mai ambițioase. De exemplu, intervenția programului similară cu OS 6.1 a sprijinit înființarea unei mici fabrici de biomasă pentru înlocuirea unei centrale pe cărbune din orașul Olsztyn. Același oraș intenționează să construiască o instalație de incinerare a deșeurilor pentru energie finanțată din fonduri UE din același PO de infrastructură și cu un investitor privat într-un contract PPP (subvențiile UE acoperă doar 21% din costul total al investiției); măsura este, de asemenea, legată de OS 1.5 care acoperă eficiența energetică în clădiri.

178. Cealaltă componentă referitoare la investițiile în rețeaua electrică este similară cu OS 6.1 din România (modernizarea substațiilor și liniilor cu scopul mai bune integrări a surselor regenerabile de energie).

## **OS 6.2: Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali**

179. PO din Lituania acoperă intervenții care vizează creșterea eficienței energetice a sectorului industrial: beneficiarii sunt rugați să efectueze un audit energetic (care poate fi finanțat din PO) și apoi pot solicita sprijin pentru implementarea măsurilor recomandate. S-au realizat puține progrese în cadrul acestui OS din cauza lipsei de absorbție din partea companiilor. Acest risc a fost deja identificat în 2015<sup>9</sup> deoarece perioada lungă de recuperare a investiției (7-8 ani) pare să depășească în mare măsură ceea ce companiile consideră acceptabil (3 ani). Această problemă a fost foarte asemănătoare în POS Competitivitate 2007–2013, motiv pentru care noua abordare în POIM a fost să se concentreze doar pe echipamente de contorizare inteligentă (deși un motiv suplimentar au fost regulile mai ușoare de ajutor de stat pentru proiecte mici, în cadrul unui sistem de minimis care plafonează însă sprijinul maxim pentru un proiect la 200.000 EUR).

180. În Polonia nu există o măsură echivalentă exactă; cu toate acestea, intervențiile similare la OS 6.4 au un domeniu de aplicare mult mai larg (a se vedea mai jos).

## **OS 6.3: Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor**

181. Nu există nicio comparație directă între POIM și PO din România în Polonia și Lituania. Cu toate acestea, două măsuri din aceste PO au o relevanță deosebită: (i) rețele inteligente de distribuție și (ii) un accent pe eficiența energetică a gospodăriilor, care vizează cererea de căldură.

---

<sup>9</sup> UAB Ekotermija (2015), *Potențial pentru eficiența energetică în întreprinderile industriale și măsuri pentru promovarea eficienței a consumului de diferite tipuri de energie*, pp. 100-102.

## *Rețele inteligente de distribuție*

182. POIM din România se concentrează pe o implementare foarte întârziată a proiectelor demonstrative pentru contorizarea inteligentă, iar următorul pas – dezvoltarea rețelelor inteligente – rămâne în continuare un obiectiv îndepărtat, atât pentru transport, cât și pentru distribuție (preconizat pentru ciclul următor și pentru PNRR). În schimb, în Lituania, obiectivul specific al PO 2014-2020 „Implementarea sistemelor și dezvoltării inteligente de distribuție a tensiunii joase și medii” își propune să investească în tehnologii avansate de gestionare a rețelei de distribuție a energiei electrice care să permită dezvoltarea de servicii noi pentru utilizatori și participarea lor activă la piața energiei electrice (producția distribuită, gestionarea cererii, stocarea energiei etc.). Această prioritate de investiții este implementată prin măsura „Testarea implementării tehnologiilor rețelelor inteligente”.

183. Evaluarea ex-ante, care a identificat modalități și mijloace de dezvoltare a unei rețele inteligente, a generat discuții substanțiale atât la nivelul Lituaniei, cât și la nivelul UE. La momentul evaluării intermediare, trei proiecte erau în curs de implementare, fără informații despre progresul realizării indicatorilor de renovare a rețelei industriale de distribuție a energiei electrice instalată acum mai bine de 20-30 de ani – prin instalarea de substații noi de energie electrică, substații de transformare, și linii electrice și modernizarea substațiilor de transformare și a punctelor de distribuție, precum și racordarea utilizatorilor noi la rețelele inteligente.

184. PO Polonia are, de asemenea, un OS destinat rețelelor inteligente de distribuție – aproximativ 23% din toate gospodăriile urmează să fie conectate până la sfârșitul programului. Rețelele inteligente contribuie la o mai bună echilibrare descentralizată a surselor regenerabile intermitente și beneficiile privind eficiența energetică și integrarea SER sunt valorificate.

## *Concentrare pe eficiența energetică pentru gospodăriile orientate către cererea de căldură*

185. Lituania și Polonia au inclus în PO lor de infrastructură măsuri care vizează eficiența energetică în clădiri. România a adoptat o direcție diferită, optând pentru includerea unor astfel de măsuri în Programul Operațional Regional, având în vedere împărțirea responsabilităților pentru energie și clădiri, precum și lipsa de asumare a politicii de încălzire centralizată. De asemenea, Polonia are o componentă de program foarte mare privind eficiența energetică în clădiri (publice și rezidențiale), concentrându-se pe izolare termică, dar și pe instalarea SER pentru energie electrică și căldură.

186. În ceea ce privește contoarele inteligente (pe care România le-a inclus în acest OS), atât Lituania, cât și Polonia sunt mult mai avansate în ceea ce privește digitalizarea și contorizarea inteligentă (de ex. Lituania pregătește o introducere completă a contorizării inteligente pentru toate utilitățile energetice care poate fi finalizată în 2023). Polonia a întâmpinat inițial probleme similare cu România, dar se așteaptă o dezvoltare pe scară largă a contorizării inteligente a energiei electrice până în 2026.

## **OS 6.4: Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin cogenerare de înaltă eficiență**

187. În timp ce POIM din România se axează pe cogenerarea industrială (cogenerarea pentru termoficare fiind susținută de un sistem de bonusuri de cogenerare), PO din Lituania vizează proiecte

mai mari de cogenerare care asigură încălzire în sistemul RT. Astfel, măsura „Promovarea cogenerării de înaltă eficiență în Vilnius” susține construcția unei centrale combinate de căldură și energie (CPC) cu o putere de aproximativ 100 MW și o capacitate termică de aproximativ 240 MW, care este pe punctul de a începe să funcționeze. Implementarea proiectului s-a confruntat cu multe întârzieri din cauza unui proces îndelungat de pregătire, notificare și justificare a ajutorului de stat pentru proiecte de infrastructură la scară largă și coordonare cu Comisia Europeană. Proiectul a evidențiat o problemă mai largă cu privire la reciclarea deșeurilor municipale. Lituania s-a angajat să recicleze 50% din deșeurile municipale până în 2020; cu toate acestea, în Vilnius și Kaunas sunt construite capacități suplimentare de cogenerare pe bază de deșeuri. PO din Polonia este mai asemănător cu abordarea din România, care vizează, de asemenea, sprijinirea capacităților de cogenerare pentru consumatorii industriali. Nivelul ambiției tehnice este ridicat, încurajând și trigenerarea (energie electrică, încălzire, răcire).

### **OS 7.1: Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate**

188. Lituania are sisteme RT extinse în aproape toate centrele sale urbane. Similar abordării românești, care a sprijinit RT în două cicluri, PO 2014-2020 din Lituania a avut ca scop dezvoltarea investițiilor în infrastructură efectuate în perioada 2007-2013 pentru înlocuirea conductelor de termoficare deteriorate, cu accent pe reducerea pierderilor și îmbunătățirea fiabilității rețelei de livrare a încălzirii centralizate. Până la sfârșitul anului 2017, s-a atins 51% din obiectivul de reducere a pierderilor de căldură.

189. Conversia de la combustibili fosili la biocombustibili în sistemul de termoficare din Lituania a permis introducerea diferitelor măsuri de eficiență în instalațiile de producție a energiei termice, ducând la o reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> cu până la 60% pe parcursul a 20 de ani. Cu toate acestea, în ciuda tuturor măsurilor de succes întreprinse în timpul conversiei de la combustibili fosili la tehnologii eficiente și ecologice de ardere a biocombustibililor, un aspect important în modernizarea sectorului energiei din Lituania va fi diversificarea acestui sector, pentru a atenua dependența excesivă de biocombustibili. De asemenea, unele mecanisme aplicate companiilor municipale de furnizare a căldurii și producătorilor independenți de căldură au subminat concurența și eficiența pentru RT.

190. PO din Polonia susține, de asemenea, modernizarea rețelelor RT, iar nivelul de interes din partea municipalităților a fost ridicat; programul sprijină modernizarea a 5-8% din întreaga rețea RT din țară. Trebuie remarcat faptul că PO din Polonia are două OS dedicate care vizează eficiența energetică în clădiri și modernizarea RT într-un singur voievodat (provincie): Silezia. Aproximativ 16% din rețeaua RT din regiune va fi modernizată până la sfârșitul programului. Programul nu numai că finanțează infrastructura existentă, ci încurajează și branșarea de noi consumatori, precum și încălzirea și răcirea centralizate.

### **OS 8.1. Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile**

191. PO din Lituania susține un proiect de reconstrucție/construcție a 178 km de linii de transport a energiei electrice. Aceasta reprezintă 36% din indicatorul de realizare stabilit inițial pentru „Lungimea

liniilor de transport a energiei electrice noi și/sau reconstruite” (500 km). ME a redus domeniul de aplicare a investițiilor în cadrul acestei măsuri la 330 km și ar fi necesare alte surse de finanțare pentru modernizarea a cel puțin 152 km de linii de transport a energiei electrice. Operatorul de sistem de transport (OST) Litgrid se confruntă cu provocări deosebite, deoarece trebuie să își sincronizeze sistemul cu cel al UE. Operatorul polonez de sistem de transport PSE și Litgrid au semnat un contract pentru construirea unui cablu submarin – finanțat ca Proiect de Interes Comun (PIC) din fondurile UE – care să lege Polonia și Letonia și să sincronizeze sistemul de energie electrică al statelor baltice cu cel european. În plus, Litgrid are nevoie de investiții pentru a-și pregăti rețeaua pentru sincronizare.

192. În general, Polonia are un plan ambițios de modernizare atât a transportului cât și a distribuției energiei electrice, folosind fondurile UE împreună cu împrumuturi comerciale. De exemplu, din 2019 până în 2027, PSE intenționează să cheltuiască 3 miliarde EUR pentru extinderea și modernizarea rețelei poloneze, cu sprijin de peste 1 miliard EUR preluat din Programul Operațional Infrastructură și Mediu UE. Extinderea și modernizarea rețelei sunt avute în vedere, de asemenea, deoarece PSE intenționează să introducă 8 GW de energie din parcurile eoliene offshore în sistem până în 2027 și să se pregătească pentru construcția liniilor electrice pentru o centrală nucleară (România intenționează, de asemenea, să dezvolte eoliene offshore în Marea Neagră și, eventual, să conecteze al treilea și al patrulea reactor nuclear după 2030). Planurile de investiții ale PSE includ construirea a aproximativ 4.300 km de linii noi de 400 kV; modernizarea a încă 800 km de linii de 400 kV, împreună cu 1.400 km de linii noi sau modernizate de 220 kV; construirea a nouă stații de transformare noi; și modernizarea a 23 de stații existente – totul în timp ce se „combină” finanțarea din partea UE și din alte surse.

## **OS 8.2: Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale cu alte state vecine**

193. La începutul anilor 2000, Lituania a trecut printr-o tranziție majoră de la petrol la gaze naturale în cel mai mare sector de consum: rețeaua de termoficare (RT). În urma crizei de gaze naturale din 2008-2009 și a condițiilor de mediu mai stricte, a experimentat o altă tranziție de la gaz la regenerabile (biomasă, biocombustibili) în RT, 80% din sursele de alimentare RT constând acum din SER și energie produsă din incinerarea deșeurilor. Investițiile în infrastructura de gaze naturale au urmat aceleași tendințe; lucrările majore au avut loc în ciclul 2007-2013 (consolidarea rețelei – o conductă nouă Jurbarkas-Klaipeda pentru a construi un inel în transportul de gaze naturale și a se conecta la terminalul GNL din Klaipeda).

194. Terminalul de gaze naturale naturale lichefiate (GNL) Klaipeda a fost, de asemenea, construit cu alte fonduri ale UE, deoarece este un proiect regional prioritar de securitate energetică. Pentru perioada 2014-2020, prioritățile de investiții au fost stabilite în conformitate cu obiectivele stabilite de Strategia Națională de Independență și Securitate Energetică pentru a asigura integrarea în sistemele europene de rețea de energie electrică și gaze naturale. În timpul evaluării intermediare, evaluarea progresului implementării a fost redusă (15%). Implementarea mai lentă a fost influențată de întârzierea pregătirii și coordonării Strategiei Naționale, precum și de capacitatea tensionată a promotorilor de proiecte angajați în proiecte simultane de modernizare la scară largă pentru rețelele de transport, finanțate din fondurile UE și fondurile Mecanismul pentru Interconectarea Europei (MIE).



195. Cu toate acestea, valoarea țintă a indicatorului „capacitatea rețelei de gaze naturale de stat de a satisface cererea totală de gaze naturale într-o zi cu o cerere excepțional de mare de gaz” (care, conform probabilității statistice, apare o dată la 20 de ani) a fost deja depășită.

196. Polonia implementează, de asemenea, proiecte de gaze naturale similare POIM din România în cadrul OS „Dezvoltarea sistemelor inteligente de stocare, transport și distribuție”, iar țara are un plan ambițios de a construi interconectări cu țările baltice, Republica Cehă, Danemarca, Slovacia și Ucraina, construind astfel o piață regională de gaz foarte lichidă. Cel mai important, în cadrul PO, se va (i) extinde terminalul GNL din Świnoujście, asigurând o capacitate de interconectare de 7,5 mmc/an și (ii) cofinanțare pentru aproximativ 773 km de secțiuni ale conductei de gaz care leagă terminalul GNL și întăresc coridorul de gaze naturale nord-sud – cu racorduri către Republica Cehă, Danemarca, Letonia, Slovacia și Ucraina (conducta baltică), în conformitate cu cea mai recentă strategie energetică. Măsurile sunt însoțite de reforme ale pieței gazului pentru a facilita comerțul regional. Proiectele sunt pe drumul cel bun și vor fi finalizate până în 2023. Capacitatea totală de interconectare va crește la 36,4 mmc și va asigura independența totală față de gazul rusesc, precum și sprijinirea eforturilor de eliminare treptată a cărbunelui pe termen lung.

## Lecții învățate

197. Lecțiile cheie învățate pot fi extrase din revizuirea celor două PO:

### *Considerații generale privind principiile programului*

198. 1. Polonia și Lituania au o capacitate puternică de planificare strategică în sectoarele lor energetice, cu strategii consistente implementate pe orizonturi de timp lungi. PO sunt privite ca fiind doar instrumente care sprijină implementarea strategiilor. În special, atât Polonia, cât și Lituania au stabilit obiective de securitate energetică și au contribuit ca membri activi ai UE la pregătirea și punerea în aplicare a normelor UE privind piața internă a energiei, considerând Bruxellesul un aliat cheie în eforturile lor de a-și consolida independența energetică (în special de furnizarea de energie din Rusia). Există un angajament politic clar pe termen lung pentru integrarea în sistemele de gaze naturale și energie electrică ale UE. În timp ce Polonia nu susține foarte mult politica rapidă de decarbonare a UE (inclusiv eliminarea treptată a cărbunelui), aceasta e în principal din cauza îngrijorărilor privind independența energetică; pe plan intern, se urmăresc în mod consecvent măsuri pentru accelerarea SER și tranziția de la cărbune la alți combustibili (în afară de gazul rusesc) atâta timp cât nu intră în conflict cu securitatea energetică. Lituania caută o decuplare rapidă de sistemul rus de energie electrică și alternative competitive la gazul rusesc. PO de infrastructură susțin astfel obiectivele mai largi ale țării, nu invers.

199. 2. PO din Lituania și Polonia sunt consecvente pe plan intern: măsurile și intervențiile se întăresc reciproc și sprijină beneficiarii în optimizarea proiectelor complexe și pregătirea acestora de manieră integrată. De exemplu, măsurile de eficiență energetică (EE) în RT sunt strâns legate de EE în clădiri, în timp ce în România sunt acoperite de diferite PO. Abordarea lituaniană și poloneză oferă beneficii substanțiale, permițând beneficiarilor (autorităților locale și entităților subordonate acestora) să aibă de a face cu un singur set de reguli, un singur sistem de gestionare a PO, permițând totodată

Autorității de Management (AM) să acorde prioritate intervențiilor în clădiri și sisteme de RT care sunt bine planificate și integrate.

200. 3. Atât Polonia, cât și Lituania consideră fondurile UE ca fiind integrate fundamental în propriile bugete publice ale țării și nu ca finanțare paralelă pentru proiecte cu reguli diferite. Abordarea este în concordanță cu abordarea PO ca simple instrumente pentru implementarea strategiilor naționale. Acest lucru asigură standardizarea procedurilor, proceselor și specificațiilor tehnice pentru proiectele majore de infrastructură, indiferent de sursa de finanțare, ceea ce încurajează, de asemenea, mobilizarea surselor de finanțare.

*Lecții relevante pentru eliminarea blocajelor cheie întâlnite în POIM românesc (eficiență)*

201. De asemenea, analiza a desprins câteva lecții relevante cu privire la următoarele aspecte intersectoriale:

### **1. Instrument de finanțare**

202. Măsurile de reglementare și fiscale, pe lângă sprijinul pentru investiții, contribuie la dezvoltarea energiei din surse regenerabile, la economisirea consumului de energie și la reducerea emisiilor de GES. Studiile de evaluare a impactului efectuate de Comisia Europeană arată că stimulentele de reglementare/fiscale (în special schemele de sprijin concepute pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și obligațiile față de producători și consumatori) au un impact mai mare asupra dezvoltării energiei din surse regenerabile decât subvențiile pentru investiții. Atât Polonia, cât și Lituania au întreprins eforturi consistente pentru a mobiliza fondurile UE cu investiții private sau cu împrumuturi comerciale sau de la donatori. De asemenea, au folosit cel mai bine alte surse de finanțare din UE, cum ar fi pentru PIC, folosind finanțare în PO de infrastructură pentru a maximiza utilizarea unor astfel de proiecte.

### **2. Ajutor de stat**

203. Aspectele ajutorului de stat sunt relevante pentru sectorul energiei, întrucât, pentru prima dată, Comisia a elaborat un *Ghid privind ajutorul de stat pentru protecția mediului și energie 2014-2020*.<sup>10</sup> Înainte de aceste orientări, nu existau cerințe specifice de ajutor de stat pentru sectorul energiei. De exemplu, Lituania a luat măsuri specifice în perioada 2014-2020 pentru a îmbunătăți capacitatea de aplicare a normelor de ajutor de stat în rândul instituțiilor implicate în sistemele de gestionare și control ale fondurilor structurale și de investiții ale UE. S-au elaborat recomandări detaliate pentru aplicarea regulilor de ajutor de stat cu liste de verificare și instrucțiuni către organismele sistemului de management și control cu privire la modul de control al regulilor de ajutor de stat. În plus, Consiliul Concurenței din Lituania a primit un mandat și funcții speciale pentru a sprijini punerea în aplicare a Programului Operațional.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).

<sup>11</sup> Consiliul Concurenței consiliază instituțiile care administrează Programul Operațional și promotorii de proiecte cu privire la politica de concurență și la cererea de ajutor de stat; oferă expertiză în proiecte de ajutor de stat; oferă concluzii și recomandări furnizorilor de ajutor de stat; transmite notificări privind ajutoarele de stat și alte informații legate de ajutoarele de stat Comisiei Europene și altor instituții interesate; colectează informații cu privire la ajutorul

### **3. Capacitatea agenției de implementare**

204. Capacitatea instituțiilor care administrează fondurile UE este esențială. Atât în Lituania, cât și în Polonia, dezvoltarea profesională a personalului instituțiilor care administrează fondurile UE este consolidată prin formare în diferite domenii de competență și competențe manageriale.

### **4. Cofinanțare (inclusiv costuri eligibile)**

205. Cofinanțarea poate fi un impediment pentru investitori. În Lituania, guvernul a instituit un mecanism (finanțat din bugetul de stat) pentru a ajuta municipalitățile (i) să acceseze fonduri de cofinanțare, atunci când nevoile de finanțare depășesc limitele statutare de credite, datorii și împrumuturi; și (ii) să finanțeze costurile neeligibile pentru implementarea proiectului. Aceste mecanisme de cofinanțare trebuie structurate cu atenție pentru a le face atractive pentru investitorii potențiali. Polonia a implementat fonduri care reunesc resurse (de ex. sprijin suplimentar din bugetele naționale sau regionale) pentru investiții sprijinite în PO.

### **5. Eliberarea autorizațiilor de construcție și teren**

206. Timpul redus și transparența crescută în procesul de obținere a autorizațiilor de construcție sunt factorii cheie ai capacității de absorbție a fondurilor UE din statele membre ale UE. În 2016, guvernul lituanian a lansat servicii electronice (Infostatyba IS) pentru eliberarea autorizațiilor teritoriale de planificare și construcție, care au permis procesarea acestor autorizații printr-un portal ([www.planuojustatyti.lt](http://www.planuojustatyti.lt)). Gestionat de Inspectoratul de Planificare Teritorială și Construcții din cadrul Ministerului Mediului din Lituania, sistemul ajută, de asemenea, la colectarea, procesarea, stocarea, sistematizarea și utilizarea datelor despre starea construcțiilor naționale și supravegherea de stat a construcțiilor. Acest proces a avut ca rezultat o reducere de 60% a timpului necesar pentru obținerea unei autorizații de construcție și s-a dovedit foarte util pentru implementarea proiectelor de infrastructură, finanțate din fondurile structurale ale UE în sectoarele de energie și eficiență energetică, pentru renovarea blocurilor cu mai multe apartamente.

### **6. Restructurarea sistemului RT**

207. Lituania și-a restructurat sistemele RT prin introducerea producătorilor independenți de căldură (PIC) prin modificarea Legii privind alimentarea cu energie termică în 2010. Aceste schimbări au contribuit la creșterea penetrării energiei regenerabile în producția de căldură, încurajând municipalitățile să investească în capacități de producție a căldurii mai competitive folosind SER (în principal biomasă), creând astfel concurență, cu o reducere corespunzătoare a prețurilor. Companiile RT municipale au obligația de a conecta PIC la rețeaua RT în conformitate cu regulamentul stabilit. Tariful final pentru utilizatori este reglementat în toate cele 60 de municipalități. Prețul mediu al căldurii în Lituania – aproximativ 0,05 EUR/kWh – a scăzut cu 35% în ultimii cinci ani.<sup>12</sup> O abordare similară (dezvoltarea piețelor competitive și accesul terților la rețelele RT) a fost adoptată de Polonia.

---

de stat acordat în implementarea programului operațional și le furnizează Comisiei Europene și altor instituții interesate; și realizează prevenirea acordurilor anticoncurențiale în achizițiile de proiecte.

<sup>12</sup> <https://www.regula.lt/en/Pages/Activities/district-heating-sector.aspx>

## 7. Contorizarea inteligentă

208. Principalul blocaj în sprijinul POIM pentru contorizarea inteligentă în distribuția energiei electrice și pentru introducerea ulterioară la nivel național este incertitudinea cu privire la costurile echipamentelor. Costul contoarelor inteligente este determinat de soluții tehnice și de starea rețelei de distribuție, precum și de modul în care operatorii de sisteme de distribuție organizează procesele de licitație, așa cum reiese din experiența din țările europene. Consultările de piață și agregarea volumelor de achiziții pot fi utilizate ca instrumente pentru a realiza costuri unitare mai bune. De asemenea, pot fi luate în considerare acorduri-cadru pentru contractele pe perioadă mai lungă – care ar fi puse în aplicare în etape, cu opțiunea de reînnoire a prețurilor în concurența secundară prin licitații inverse de preț. Există mai multe inițiative în desfășurare în Lituania, finanțate de bugetul de stat și băncile de dezvoltare, care finanțează proiecte de instalații de contorizare inteligentă.<sup>13</sup> Autoritatea de reglementare a energiei a indicat că introducerea contorizării inteligente va crește prețul de distribuție cu 0,05 eurocenți pe kilowatt-oră (fără TVA), dar nu va depăși 2% din tariful final al energiei electrice. Deoarece costul instalațiilor de contor inteligent va fi recuperat prin tarif, utilizatorii nu vor trebui să plătească separat pentru instalarea unui contor inteligent. Caseta 1 oferă o comparație a prețurilor contoarelor inteligente din Europa.

### Caseta 1. Costul contoarelor inteligente în Europa

Conform Comisiei Europene, \* în 2018, costurile pe contor inteligent au variat între 33 și 546 de euro. Costul mediu este estimat la 201 euro, cu o abatere standard (relativ mare) de 127 de euro. Diferențele pot fi explicate prin tehnologie, alegerea funcționalității contorului, prețurile oferite de instalatori, condițiile pieței muncii locale, gradul de modernizare a contabilității utilităților și alți factori specifici țării. Deoarece piața sa este mai mică, costurile în Lituania sunt de aproximativ 170 de euro. Principalele constatări privind costurile instalării contorizării inteligente a celor 18 proiecte pilot desfășurate în perioada 2015-2016 în România au fost descrise în Studiile Routledge în Politica Energetică.\*\* Studiul prezintă costurile de investiții unitare pentru proiectele pilot implementate pe baza rapoartelor publicate de ANRE. Există diferențe semnificative între costurile minime de investiții unitare de 350 lei românești (72 EUR) de client și maxime, respectiv 1.233 lei (252 EUR) de client. Prin urmare, costul maxim al investiției este cu 250% mai mare decât cel minim. Un studiu AT Kearney 2012 \*\*\* a arătat că analiza cost-beneficiu a fost pozitivă pentru un cost unitar de investiție de 99 EUR de client, mult sub costul unitar mediu la nivel național de 587 lei (120 EUR) de client.

\* Comisia Europeană (CE) și Tractebel, *Analiza comparativă a implementării contorizării inteligente în UE-28, CE, decembrie 2019*, <https://www.buildup.eu/sites/default/files/content/mj0220176enn.en.pdf>.

\*\* Studiile Routledge în politica energetică, evaluarea economiei contoarelor inteligente. Costuri și Beneficii, Jacopo Torriti, 2020 <https://www.routledge.com/>

---

<sup>13</sup> Consiliul Național Lituanian de Reglementare a Energiei în 2019 a aprobat un proiect de 147 milioane EUR pentru implementarea contorizării inteligente. Consiliul a observat că valoarea proiectului a scăzut cu 79 de milioane (valoarea proiectului inițial a fost de 226 milioane EUR pentru implementarea comună a contorizării inteligente și a gaze naturalelor). Grupul pe energie Ignitis grupē va primi un împrumut de 110 milioane de la Banca Europeană de Investiții (BEI) pentru implementarea unui proiect de contorizare inteligentă.

\*\*\*<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj4j8KmhpwAhUSA2MBHahzApwQFjAAegQIBBAD&url=https%3A%2F%2Fwww.anre.ro%2Fdownload.php%3Ff%3DgKp%252Bhg%253D%253D%26t%3Dvdeyut7dlcecrLbbvY%253D&usg=AOvVaw2oXXPCbxoL-eeikXIPOFTO>

## 5. Concluzii și recomandări

### 5.1 Eficacitate

#### 1. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt efectuate în conformitate cu așteptările și produc schimbarea dorită (Obiective Specifice)?

209. *Concluzie:* Nivelul de implementare din februarie 2021 este scăzut, ceea ce limitează evaluabilitatea programului. Există dovezi că proiectele vor duce la schimbarea dorită, în ciuda întârzierilor suportate până acum în contractare și implementare. Proiectele demonstrative din Axa 6 au potențialul de a produce informațiile necesare pentru extinderea intervențiilor utilizând alte surse de finanțare (de ex. comerciale sau cu tarife reglementate).

210. Cu toate acestea, unele dintre proiectele RT sunt expuse riscului de a nu produce schimbarea dorită (în special Bucureștiul, care se va confrunta cu dificultăți în implementarea proiectului la timp, menținând în același timp sistemul operațional și o activitate continuă). Proiectele RT ar fi putut fi, de asemenea, concepute sub-optimal în două cicluri succesive, ca investiții axate pe producție și transport fără luarea în considerare adecvată a previziunilor cererii. În general, intervențiile POIM au fost mai progresive și mai ambițioase decât alte scheme de sprijin pentru a continua obiectivele politice precum eficiența energetică, SER, modernizarea rețelelor (energie electrică, gaz, RT) și interconectivitate și au oferit o structură mai bună pentru astfel de intervenții în lipsa unei strategii energetice.

211. *Recomandare:* Finanțarea priorităților actuale poate fi continuată în următorul ciclu, condiționată de standarde tehnice mai înalte pentru a stimula investițiile în tehnologie de ultimă generație care nu sunt încă fezabile în condițiile de piață și reforme instituționale mai puternice, cum ar fi responsabilitatea clară pentru politica RT.

#### 2. Ce factori influențează rezultatele intervențiilor POIM în energie?

212. *Concluzie:* Principalii factori includ:

- Economici: dezvoltarea economică generală a țării, care duce la creșterea cererii de energie; creșterea prețului energiei în urma liberalizării pieței; schimbări în piețele de materiale necesare pentru finalizarea proiectelor.
- Geografice/demografice: modele schimbătoare ale cererii față de ofertă, care necesită o restructurare substanțială a infrastructurii (gaz, energie electrică, RT).
- Legislative și de reglementare: modificări în interpretările ajutoarelor de stat; creșterea costurilor de construcție în urma majorării salariilor pentru lucrătorii din construcții în decretul de urgență nr. 114/2018; revenirea temporară la prețurile reglementate la energie electrică și gaz; tarifele și

politicile locale pentru RT, precum și incertitudinile legate de aprobarea modificărilor legii RT; nu există practici unitare privind exproprierea și autorizațiile de construcție.

- Disponibilitatea resurselor complementare va depinde de condițiile pieței (în special pentru Axa 6, unde beneficiarii sunt companii private care operează pe piețe competitive) și de proprietatea politică pentru a accelera investițiile în infrastructură.

213. *Recomandare:* Acești factori – precum și dificultățile cauzate de pandemie, care ar putea avea efecte pe termen mai lung – trebuie luate în considerare în următorul ciclu. Cadrul legislativ și de reglementare trebuie stabilizat, de ex. prin organizarea unei discuții structurate cu alte autorități, inclusiv locale, care sunt implicate în permisiunea de a asigura o practică unitară și o interpretare juridică; sau analizarea impactului modificărilor legislative ad-hoc (cum ar fi decretul de urgență nr. 114/2018, care a determinat creșterea costurilor de construcție și revenirea la piețele reglementate de energie electrică și gaze naturale). Unele intervenții (cum ar fi OS 6.2 și OS 6.4) ar fi putut fi mai ieftine dacă condițiile pieței și cadrul de reglementare erau favorabile investițiilor private sau împrumuturilor comerciale de la bănci, ESCO, etc. Pregătirea pentru ciclul următor ar trebui să includă o revizuire a cadrului legal existent, deoarece rezultatele intervențiilor depind în mod critic de acești factori (de ex. Axa 7 depinde de claritatea juridică a responsabilităților asupra RT).

## 5.2 Coerență

### 3. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt coerente cu strategiile, planurile și programele naționale?

214. *Concluzie:* Într-o anumită măsură, intervențiile POIM au înlocuit absența unei strategii energetice actualizate aprobate. Au făcut acest lucru oferind o listă de măsuri prioritare care nu sunt susținute de alte instrumente, cu obiective critice pentru eficiență energetică, SER, emisii și interconectivitate. POIM rămâne în mare măsură în concordanță cu actualul proiect de PNIESC și cu proiectul de PNRR, deși standardele (tehnice, instituționale) trebuie ridicate în următorul ciclu pentru a se asigura că investițiile țin pasul cu cea mai recentă tehnologie.

215. În general, lipsa unei viziuni strategice, absența unui angajament politic față de o strategie și lipsa unor responsabilități clare pentru instituțiile relevante (ministere, autorități de reglementare) duc la întârzieri în implementarea proiectelor majore de infrastructură din sectorul public și vor continua să conducă la întârzieri în următorul ciclu (practic toate proiectele pe Axele 7 și 8).

216. *Recomandare:* Pentru următorul ciclu de programare, dezvoltarea unei direcții strategice va deveni și mai importantă în asigurarea coerenței intervențiilor. PO ar trebui să fie instrumente pentru implementarea unei direcții strategice, bine integrate în politica națională și procesele bugetare – nu o înlocuire a acestora. Cel mai important, dacă o strategie RT nu este adoptată pentru a oferi o viziune strategică pentru sectorul care integrează cererea și furnizarea de energie termică (inclusiv eficiența energetică în clădiri), finanțarea continuă cu sprijinul UE nu va avea impactul scontat. Mai precis, fondurile UE pot finanța sisteme RT care vor rămâne neviabile sau ineficiente, în timp ce deconectările vor continua. Finanțarea după 2023, inclusiv pentru finalizarea proiectelor neterminate în ciclul actual prin „fazare”, ar trebui alocată numai după ce se asigură capacitatea autorităților locale (București și

celelalte orașe) de a proiecta și implementa o strategie de viabilitate pe termen lung pentru sectorul încălzirii centralizate – inclusiv ajustările tarifare, dezvoltarea și întreținerea infrastructurii – indiferent de schimbările din conducerea politică.

#### **4. În ce măsură intervențiile POIM în sectorul energiei sunt coerente cu strategiile și programele UE (Pachetul UE pentru Energie Curată și alte strategii din domeniul energiei și schimbărilor climatice, după caz)?**

217. *Concluzie:* POIM este în concordanță cu proiectele PNIESC și PNRR, care sunt concepute în mare măsură pentru a se conforma obiectivelor mai ambițioase ale Pactului Verde și modernizării accelerate post-pandemice a sectorului energiei prevăzute de planul de reziliență și redresare.

218. *Recomandare:* Trebuie aplicate standarde mai ridicate pentru intervenții, cum ar fi asigurarea că infrastructura va fi compatibilă cu cea mai recentă tehnologie (contorizare inteligentă, digitalizare pentru integrarea SER) și asigurarea tranziției către o energie mai verde (conductele de gaz să fie compatibile cu hidrogenul, etc.).

### **5.3 Eficiență**

#### **5. În ce măsură sistemul de implementare a intervențiilor POIM în sectorul energiei este funcțional și eficient în raport cu indicatorii de performanță?**

219. *Concluzie:* Beneficiarii cu experiență anterioară în ciclul anterior notează îmbunătățiri în relația cu MA și DRI. Constrângerile majore pentru absorbție constau în: întârzieri în evaluare (cauzate și de procesul lung de contractare a evaluatorilor); interpretarea ajutoarelor de stat (în special în ceea ce privește capacitatea Consiliului Concurenței); și, într-o măsură mai mică, duplicarea documentelor solicitate de la beneficiari și raportarea cauzată de fluctuația personalului în AM/DRI și pierderea memoriei instituționale.

220. *Recomandare:* Schimbul de cunoștințe între beneficiari și între beneficiarii actuali și solicitanții potențiali, de ex. prin organizarea de întâlniri, poate avea beneficii mari în promovarea programului și asigurarea cererilor din partea beneficiarilor din sectoare mai variate.

#### **6. În ce măsură sunt rentabile intervențiile POIM în sectorul energiei?**

221. *Concluzie:* Proiectele contractate în cadrul POIM au ACB ex ante; toate proiectele ar necesita finanțare UE, în timp ce beneficiile sunt corelate cu indicatorii de impact. Având în vedere nivelul actual de implementare, cu puține proiecte finalizate, eficiența costurilor nu poate fi evaluată în această etapă și va fi abordată în următoarea evaluare.

222. *Recomandare:* Datele rezultând din analiza comparativă după finalizarea proiectelor, de ex. dintre tipurile de proiecte pe aceeași OS (în special Axa 6), ar putea fi folosite pentru a stabili prioritatea intervențiilor în următorul ciclu, dacă finanțarea este extinsă pentru intervenții similare.

## 5.4 Impact

### **7. În îndeplinirea obiectivelor stabilite pe program/proiect în sectoarele, zonele geografice și grupurile vizate, ce progrese pot fi observate (și anume, care sunt efectele brute) de la adoptarea intervențiilor?**

223. *Concluzie:* După un început lent, POIM energie are șanse mari să atingă impactul estimat până în 2023 pentru majoritatea OS (cu excepția OS 7.2 – RT București, care nu va fi finalizat până în 2023 și va fi probabil „fazăt” în următorul ciclu de programare). Există de asemenea un risc pentru OS 7.1 și OS 8.1 ca implementarea proiectelor să depășească 2023. Pentru două OS (6.3 și 7.1), indicatorii de rezultat nu vor fi atinși din cauza selecției indicatorilor care, deși monitorizabili, nu surprind impactul real – de ex. eficiența energetică rezultată din contorizarea inteligentă nu va duce la un consum mai mic de energie electrică, deoarece cererea este influențată și de factori exogeni, cum ar fi înlocuirea altor combustibili cu energia electrică (electromobilitate, încălzire) și aparate electrocasnice noi. De asemenea, pierderile în RT vor crește, în general, deoarece câștigurile din intervențiile din OS 7.1 și OS 7.2 sunt înlocuite corespunzător de deteriorarea sectorului în general.

224. Sunt necesare îmbunătățiri majore în pregătirea și monitorizarea capacității pentru a stabili indicatori pentru rezultate finale și rezultate imediate care sunt ușor de măsurat și eficiente în integrarea impactului. Unii indicatori de rezultat imediat nu vor fi realizați deoarece au fost slab concepuți în timpul programării (de ex. economii de energie electrică pentru gospodăriile cu contorizare inteligentă, care vor crește din cauza factorilor exogeni în comparație cu referința din 2014). Alți indicatori, cum ar fi reducerea pierderilor în rețelele RT, surprind nu doar rezultatele (pozitive) ale proiectelor sprijinite, ci și deteriorarea generală (negativă) a sectorului, în afară de intervențiile POIM. De asemenea, datele reale privind implementarea nu ar trebui raportate pe baza angajamentelor contractuale ale beneficiarilor, ci pe progresul fizic și rezultatele imediate; în caz contrar, indicatorii raportați sunt prea optimiști și nu prezintă o imagine exactă a stării.

225. *Recomandare:* Îmbunătățirea capacității de pregătire a indicatorilor de rezultat final și de rezultat imediat. Acest lucru ar necesita consolidarea capacității nu numai la nivelul AM, ci la nivel strategic privind politica energetică (ME) și este strâns legat de capacitatea de planificare strategică.

### **8. În ce măsură progresul observat poate fi atribuit intervențiilor finanțate (care este efectul net)?**

226. *Concluzie:* În toate Axele 6-8, finanțarea UE este folosită pentru a sprijini intervențiile care nu sunt acoperite de alte politici. Intervențiile din Axa 6 sunt mai „demonstrative”, în principal pentru a furniza informații despre costuri și beneficii în aceste domenii pentru a permite extinderea viitoare cu alte surse de finanțare (venituri proprii, finanțare comercială, costuri recunoscute în tarifele reglementate). Cel mai expus riscului este OS 6.3, unde proiectele demonstrative nu pot contribui la introducerea contorizării inteligente dacă introducerea continuă să fie amânată și tehnologia avansează. Axa 7 susține cele mai importante intervenții în RT; investițiile similare finanțate din bugetul național, cum ar fi programul de Termoficare sau din bugetele locale pentru investiții, sunt semnificativ mai mici, limitate de constrângeri bugetare (cum ar fi bugetarea anuală) și de standardele mai mici. OS 8.1



și OS 8.2 constau din „legături lipsă” (sau blocaje existente) fără de care obiectivele integrării și interconectivității SER nu pot fi atinse.

227. *Recomandare:* Extinderea proiectelor demonstrative și îmbunătățirea rezultatelor sectoriale mai largi la nivelul rețelei de termoficare, transportului și distribuției energiei electrice și gazului necesită o planificare strategică îmbunătățită în ME (dincolo de AM).

## **9. Care este efectul de rețea estimat existent al intervențiilor finanțate?**

### **10. În ce măsură efectele ar putea apărea dincolo de aria geografică, sectoarele sau grupurile vizate (efectele de propagare estimate)?**

228. *Concluzie:* Având în vedere nivelul actual de implementare, cu foarte puține proiecte finalizate și operaționale, întrebările 9 și 10 sunt tratate împreună. Nu există niciun impact actual al rețelei și este prea devreme pentru a evalua în detaliu impactul potențial, inclusiv efectele de propagare după finalizarea programului. Estimăm că proiectele vor avea într-adevăr efecte de propagare și de rețea după finalizarea programului în 2023, constând în principal din: cunoștințe sporite din proiecte demonstrative; revitalizarea anumitor industrii locale, cum ar fi producția de conducte; cunoașterea problemelor de infrastructură și a problemelor de operare; sensibilizarea consumatorilor industriali cu privire la beneficiile eficienței energetice; încrederea sporită a investitorilor în energie, în special a SER, că mediul de afaceri se îmbunătățește.

229. *Recomandare:* Dacă intervențiile vor continua după 2023, vor fi necesare standarde mai înalte pentru a asigura compatibilitatea tehnologică. Cel mai important, unele măsuri (sprijin RT, investiții în infrastructură în Transelectrica și Transgaz) ar trebui continuate doar dacă există un angajament clar pentru reforme în aceste sectoare care ar asigura viabilitatea și performanța. RT, în special, trebuie sprijinită numai după adoptarea legii termiei (amendamentele la Legea 325/2006), iar beneficiarilor ar trebui să li se solicite să prezinte o strategie clară, viabilă pe termen lung pentru RT în orașele lor, cu un program de implementare care nu poate fi pus în pericol de ciclurile politice.

## **5.5. Durabilitate**

### **11. În ce măsură se așteaptă ca efectele intervențiilor să fie durabile pe o perioadă mai lungă de timp (respectiv, intervențiile pot fi integrate în planurile naționale de dezvoltare durabilă)?**

230. *Concluzie:* În această etapă, durabilitatea poate fi evaluată în principal în ceea ce privește estimările beneficiarilor și dispozițiile pentru menținerea adecvată a investițiilor. Proiectele finanțate în cadrul POIM vor fi monitorizate timp de cinci ani de la finalizarea și începerea operațiunii, ceea ce oferă o asigurare suplimentară asupra durabilității.

231. Cu toate acestea, proiectele expuse riscului în termeni de durabilitate sunt proiectele pentru care finalizarea ar putea fi prelungită după sfârșitul anului 2023 („fazată” în următorul ciclu bugetar) – în special, RT București. De asemenea, SO 8.1 ar putea fi expus riscului, dacă apar întârzieri în timpul achizițiilor de lucrări și al construcției efective. În special în sectorul public, durabilitatea poate fi

asigurată dacă se traduce prin decizii politice și investițiile sunt accelerate (de ex. ANRE adoptă un calendar pentru introducerea completă a contorizării inteligente; legea RT este aprobată și clarifică responsabilitățile; Transelectrica și Transgaz încep să accelereze implementarea planurilor de dezvoltare a rețelei pe 10 ani).

232. *Recomandare:* Decizia de a finanța în continuare intervențiile ar trebui să fie în mod clar legată de astfel de decizii politice care indică proprietatea pentru proiectele de stat și dorința de a folosi experiența POIM în proiectarea sprijinului pentru eficiența energetică, investițiile din surse regenerabile sau introducerea contorizării inteligente în sectorul privat.

233. Instrumentele financiare pot fi proiectate pentru următorul ciclu de programare pentru a crește sumele disponibile pentru intervenții. Cu toate acestea, acest lucru este posibil numai în măsura în care PO pot fi pe deplin integrate în strategiile naționale globale (energie și climă) și în procesele de bugetare (cum ar fi în Polonia sau Lituania). De exemplu, pe baza modelelor poloneze sau lituaniene, pot fi stabilite fonduri pentru fiecare intervenție care poate fi completată de sprijin suplimentar de la bugetul românesc și împrumuturi private pentru pârghia fondurilor UE; acesta din urmă va fi bineînțeles rambursabil de beneficiari. De exemplu, un astfel de fond poate fi creat pentru a sprijini RT care integrează intervențiile PO și programele naționale, cum ar fi Termoficarea. Integrarea intervențiilor PO cu măsuri similare prevăzute în strategiile și procesele bugetare naționale ar sprijini adoptarea aceluiași nivel de standarde tehnice pentru proiecte, indiferent de sursa de finanțare, asigurând în același timp extinderea.

234. De asemenea, recomandăm includerea eficienței energetice în clădiri în următorul ciclu în același PO cu energia. Acest lucru ar permite coordonarea măsurilor privind cererea și oferta; ar asigura prioritizarea proiectelor pentru furnizarea de energie termică în orașele care au o abordare integrată; și ar facilita procesul de depunere a cererilor pentru beneficiari (municipalități), care s-ar ocupa de un singur sistem de implementare și un set de omologi în loc de doi (POIM și POR).

## **12. În ce măsură ar trebui finanțate în continuare intervențiile POIM din sectorul energiei - de exemplu, pentru a-și menține relevanța pentru următoarea perioadă de programare?**

235. *Concluzie:*

### **Provocările actuale ale programului:**

- Capacitatea de evaluare din AM a condus la întârzieri în contractarea proiectelor pentru finanțare
- Capacitate redusă de interpretare a ajutorului de stat (inclusiv în Consiliul Concurenței)
- Cerințe tehnologice scăzute pentru proiectele actuale – de ex. standardele pentru rețelele de termoficare sau de gaz sunt joase, constând în înlocuirea conductelor existente, cu investiții mici în digitalizare sau tehnologii care ar permite trecerea de la fosilă la SER.
- Capacitatea limitată de a colecta date și de a elabora indicatori de rezultate și de realizare, care să fie în același timp și monitorizabili, și relevanți pentru impactul intervențiilor
- Interpretarea diferită privind autorizațiile și exproprierile între instituțiile publice și autoritățile locale

- Posibile riscuri viitoare legate de următoarea etapă de implementare. Având în vedere nivelul scăzut de implementare (cu puține proiecte mari de infrastructură publică începute), nu există o evaluare clară a riscurilor legate de următoarea etapă a proiectelor. De exemplu, există experiență în ceea ce privește autorizațiile și exproprierile, dar ne putem aștepta la dificultăți în procesele de achiziții care abia încep. Întârzierile în achiziții pot împinge unele proiecte (OS 8.1, OS 7.1, OS 7.2) cu mult peste termenul limită din 2023.

### **Provocări mai largi de programare:**

- PO compensează lipsa unor strategii mai largi din sectorul energiei, în loc să fie un instrument care să susțină o viziune strategică (cum ar fi o strategie energetică și climatică, susținută de mai mulți factori de decizie și finanțată din surse diferite, dintre care PO este doar una). Acest lucru reduce impactul potențial al PO, posibilitatea de a beneficia de sprijinul UE și de a completa cu alte surse financiare; de asemenea, lipsa angajamentului politic față de o strategie mai largă duce la lipsa de proprietate și determinare pentru a rezolva blocajele administrative remarcabile la punerea în aplicare a proiectelor în POIM.

236. *Recomandare:* Un sprijin suplimentar pentru intervențiile energetice POIM ar trebui să ia în considerare atât provocările actuale, cât și cele mai ample ale programului, după cum urmează:

### **Provocările actuale ale programului:**

- Capacitatea de evaluare în AM trebuie să fie mărită, inclusiv procesul de selectare a evaluatorilor. Întârzieri semnificative în majoritatea OS au fost cauzate de procesul îndelungat de evaluare.
- Creșterea capacității de ajutor de stat (inclusiv în cadrul Consiliului Concurenței) poate fi esențială pentru a elimina întârzierile în aprobarea orientărilor pentru cereri, în special pentru proiectele mari care implică monopoluri naturale și companii de stat. Pentru beneficiarii industriali (cum ar fi OS 6.2), ar putea fi necesară o abordare diferită în ceea ce privește ajutorul de stat pentru a oferi companiilor mari posibilitatea de a solicita – mai ales pentru că plafonul sistemului de minimis (și, prin urmare, al sprijinului) este de doar 200.000 EUR, mult sub costurile sistemelor de contorizare inteligentă pentru industrie extrem de sofisticate. De asemenea, intervenția ar putea beneficia de mai multe cereri din partea IMM dacă se organizează o campanie de informare pentru conștientizare. În plus, AM ar putea organiza mese rotunde cu beneficiarii și solicitanții potențiali; acest lucru ar putea contribui la schimbul de cunoștințe și la vizibilitatea programului (astfel de discuții pot fi organizate fără preocuparea schimbului de informații sensibile din punct de vedere comercial) oferind în același timp informații consumatorilor industriali din diferite sectoare cu privire la potențialul economic demonstrabil al eficienței energetice.
- Trebuie reevaluate criteriile de eligibilitate pentru proiectele pe care beneficiarii le consideră riscante. De exemplu, beneficiarii sprijinului pentru resurse geotermale se confruntă cu riscul ca să nu fie eligibile cheltuielile proiectului la sfârșitul proiectului dacă proiectul nu se dovedește a fi viabil (o circumstanță care nu este cunoscută până la finalizarea proiectului).
- Este esențial să se intensifice ambițiile tehnice ale intervențiilor pentru a se asigura că investițiile sunt „adaptate exigențelor viitorului” (de ex. standarde mai înalte pentru

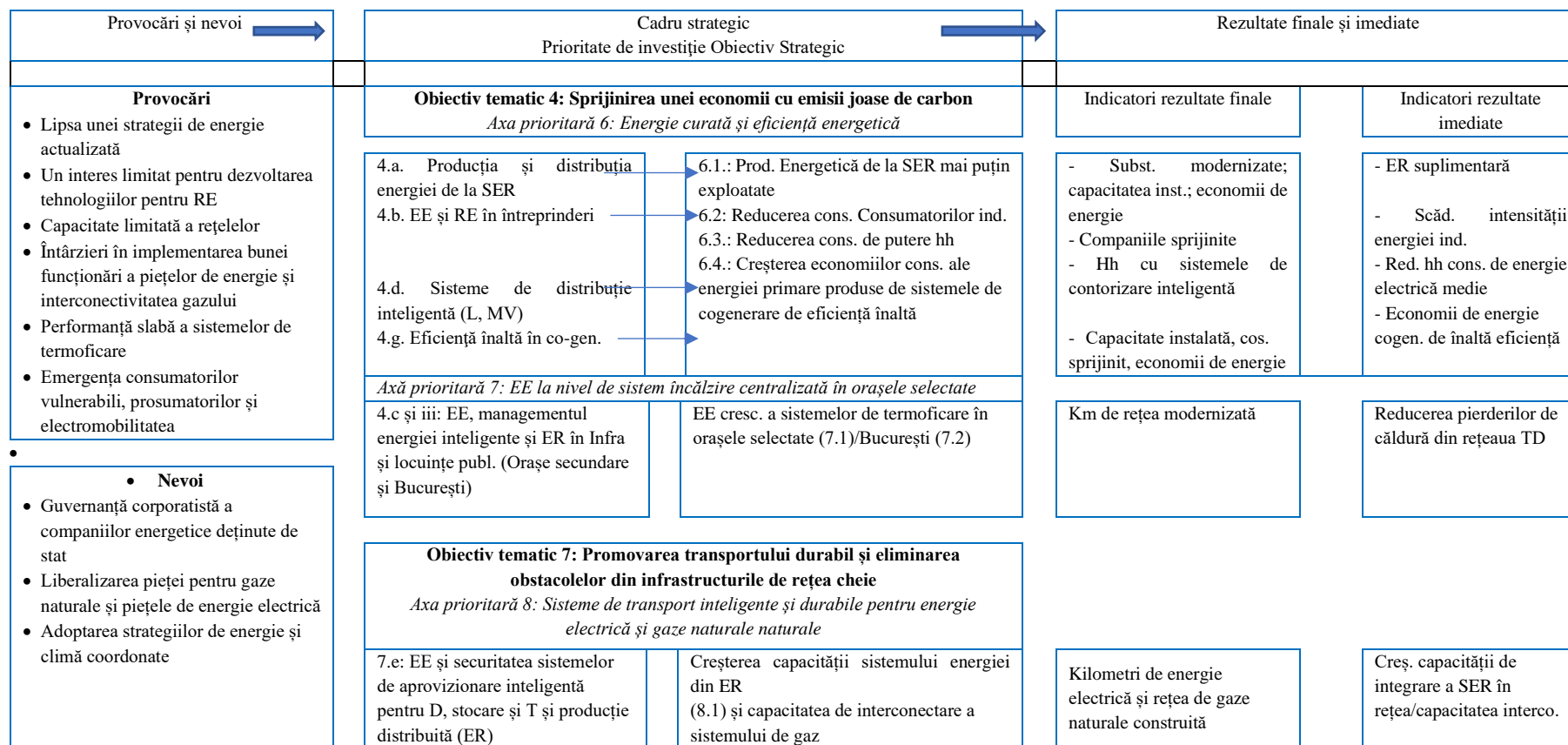
infrastructură; tehnologii noi, digitalizare, stocare; compatibilitatea rețelelor de gaz cu hidrogenul). Acestea trebuie să ia în considerare tipurile de proiecte care sunt sprijinite din fonduri UE în alte state membre.

- Indicatorii pentru rezultatele imediate și rezultatele finale trebuie să fie reglați pentru a măsura efectiv impactul real al intervențiilor (impact direct sau contribuția la obiective mai largi, dar direct atribuibile intervenției).
- Practicile privind autorizațiile și exproprierile trebuie unificate. În prezent, deși legislația privind exproprierile și autorizațiile de construcție este clară, există diferite interpretări ale diferitelor instituții și autorități locale. O întâlnire/masă rotundă cu instituțiile responsabile poate ajuta la realizarea interpretărilor unitare și poate facilita implementarea unor proiecte mari de infrastructură (de ex. liniile de energie electrică sau conducte de gaz) care necesită numeroase aprobări similare de la multe instituții (de ex. autorizații de construcție de la zeci de autorități locale de pe amplasamentul proiectelor).
- Domeniile cu riscuri la achiziții publice (pregătirea caietului de sarcini, contestațiile, etc.), supravegherea lucrărilor, garanțiile de execuție etc. trebuie evaluate pentru a identifica în timp măsurile de atenuare.

#### **Provocări mai largi de programare:**

- Înainte de a decide asupra intervențiilor care ar trebui urmărite în următorul ciclu, cel mai important, trebuie întreprinse reforme semnificative în sectoarele pentru care sunt destinate finanțările. Răspunsul la ultimele recomandări și priorități ale Consiliului din Planurile Naționale de Reformă presupune, printre altele, adoptarea strategiilor și planurilor de acțiune naționale, aliniate cu responsabilități și bugete clare; acestea sunt în prezent principala verigă lipsă dintre PO și documentele strategice ale UE. Acestea s-au dovedit a fi un obstacol semnificativ pentru programarea ciclului curent (de ex. dificultatea în formularea indicatorilor este doar o consecință a necunoașterii modului în care pot fi încorporate intervențiile în POIM în cadrul unor măsuri politice mai largi; lipsa progresului în proiecte mari de infrastructură, cum ar fi RT, Transelectrica și Transgaz este un semn al lipsei de proprietate și a voinței politice de a urmări investiții ambițioase în infrastructuri critice importante la nivel strategic). PO 2014-2020 s-au bazat pe intervențiile și lecțiile învățate din ciclul anterior (concentrându-se pe domenii identificate ca fiind demne de cheltuit, fără priorități clare), dar pentru 2021-2027, nivelul de ambiție estimat este mult mai mare, date fiind direcțiile strategice ale noului Pact Verde și NextGenerationEU. Dacă nu vor exista astfel de reforme, extinderea intervențiilor de până acum, creșterea ambiției intervențiilor similare sau modificarea priorităților nu vor duce lipsă decât de proprietate. Cerința de a pregăti PNIESC și PNRR (și SRTL pentru eficiența energetică în clădiri) este o bună oportunitate de a ancora strategiile naționale la procesele UE; pregătirea planurilor de acțiune este următorul pas. PO trebuie privite drept una dintre sursele de finanțare pentru implementarea acestor strategii și planurilor de acțiune. Finanțarea în următoarele PO ar trebui să fie direcționată către sectoarele în care există dorința de a mobiliza utilizarea fondurilor UE, demonstrate de existența unei strategii naționale și de disponibilitatea altor surse de finanțare.

## Anexa A. Teoria Schimbării POIM



## Anexa B. Matricea de evaluare (raport inițial)

Întrebări de Evaluare (ÎE)	Indicatori/descriptori	Metode de colectare a datelor	Metode de analiză a datelor	
<b>EFICACITATE</b>				
ÎE1	<p>În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt efectuate în conformitate cu așteptările și produc schimbarea dorită (OS)?</p>	<p>Contribuții directe și indirecte ale Obiectivului Specific (OS) la obiectivele angajate ale României:</p> <p>OS 6.1: Cota SER</p> <p>OS 6.2, OS 6.4: Eficiență energetică (industrială)</p> <p>OS 6.3: Eficiență energetică (gospodării) și implementarea contorizării inteligente</p> <p>OS 7.1, OS 7.2: Eficiență energetică/reducerea pierderilor din RT</p> <p>OS 8.1: Cota SER</p> <p>OS 8.2: Interconectivitate; accesul gospodăriilor la gaz</p>	<p>Cercetare documentară (inclusiv rapoarte operaționale ale proiectului, acolo unde sunt disponibile, și surse de date secundare)</p> <p>Interviuri semi-structurate</p> <p>Focus grupuri</p> <p>Studii de caz</p>	<p>Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare</p> <p>TS</p> <p>SWOT</p> <p>Analiză comparativă</p> <p>Eșantion estimat de proiecte<sup>14</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proiecte selectate din OS 6.1– OS 6.4, OS 7.1</li> <li>- Proiectele OS 7.2 și OS 8.1</li> <li>- Proiect de interconectare OS 8.2; eșantion de proiecte de distribuție din OS 8.2</li> </ul>
ÎE2	<p>Ce factori influențează rezultatele intervențiilor POIM în energie?</p>	<p>- Economici: creșterea economică duce la creșterea cererii de energie, eforturi suplimentare necesare pentru decarbonarea</p>	<p>Cercetare documentară (inclusiv surse de date secundare)</p> <p>Interviuri semi-structurate</p>	<p>Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare</p>

<sup>14</sup> Astăzi nu este clar dacă eșantionarea proiectelor va fi necesară pentru realizarea evaluării. Echipa de evaluare va lua în considerare stadiul final al implementării programului începând cu 31 decembrie 2020. Aceasta are ca scop, de asemenea, evaluarea celei mai recente realocări potențiale înainte de încheierea programului. Dacă este necesară eșantionarea, metodologia pentru eșantionare va fi inclusă în raportul de evaluare aferent.

		<p>producției și îmbunătățirea eficienței energetice</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Demografici și geografici: nepotrivire între cererea de energie și distribuția teritorială a furnizării; schimbările în structura cererii de energie necesită eforturi pentru eliminarea decalajelor</li> <li>- Cadrul legislativ: instabilitate juridică și de reglementare care afectează interesul beneficiarilor în accesarea fondurilor disponibile prin POIM</li> <li>- Disponibilitatea resurselor complementare: potențial pentru extinderea intervențiilor propuse (în special OS 6.1-6.4)</li> </ul>	<p>Focus grupuri</p> <p>Studii de caz</p>	<p>TS</p> <p>Eșantion de proiecte selectat</p> <p>PEST</p> <p>Analiză comparativă</p>
<b>COERENȚĂ</b>				
ÎE3	În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt coerente cu strategiile, planurile și programele naționale?	Contribuția intervențiilor POIM la obiectivele generale asumate în politicile energetice naționale relevante ale României	<p>Analiza documentară</p> <p>Interviuri semi-structurate</p> <p>Focus grupuri</p> <p>Studii de caz</p>	<p>Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare</p> <p>TS</p> <p>SWOT</p> <p>Analiză comparativă</p> <p>Eșantion de proiecte selectat</p>
ÎE4	În ce măsură intervențiile POIM în energie sunt coerente cu strategiile la nivel european (strategiile	Contribuția intervențiilor POIM la angajamentele României (Europa 2020, dar și noi direcții în Pactul	<p>Analiza documentară</p> <p>Interviuri semi-structurate</p> <p>Focus grupuri</p>	<p>Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice</p>

	UE privind energia și schimbările climatice)?	Verde și Next Generation EU)	Studii de caz	primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat SWOT Analiză comparativă
<b>EFICIENȚĂ</b>				
ÎE5	În ce măsură este funcțional și funcționează eficient sistemul de implementare a intervențiilor POIM?	Nivel de implementare: - Rata de contractare - Stadiul realizării fizice - Rata de finalizare	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat SWOT
ÎE6	În ce măsură sunt rentabile intervențiile POIM în sectorul energiei?	Analiză comparativă între proiecte similare din POIM și alte surse de finanțare	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
<b>IMPACT</b>				
ÎE7	Care sunt progresele observate în îndeplinirea OS ale programului/proiectului în sectoare, teritorii și grupuri	Progrese în implementare deduse din monitorizarea indicatorilor de rezultat imediat și rezultat final	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice



	vizate de la adoptarea intervențiilor (care sunt efectele brute)?		Studii de caz	primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
ÎE8	În ce măsură progresul observat poate fi atribuit intervențiilor finanțate (care sunt efectele nete)?	Contrafactual bazat pe evoluția proiectelor similare din POIM sau din alte surse	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Analiza PEST Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
ÎE9	Care este efectul de rețea existent/estimat al intervențiilor finanțate?	Elemente factuale cu o relevanță deosebită pentru OS 6.1–6.4: efectele de extindere a proiectelor demonstrative/pilot	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
ÎE10	În ce măsură efectele ar putea apărea dincolo de aria geografică sectoarele sau grupurile vizate (efectele de propagare estimate)?	Efecte de propagare în alte sectoare, de exemplu, piața muncii, sectoare conexe, cum ar fi construcțiile, ingineria etc.	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS

				Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
<b>DURABILITATE</b>				
ÎE11	În ce măsură se așteaptă ca efectele intervențiilor să fie durabile pe o perioadă mai lungă de timp (respectiv posibilitatea integrării intervențiilor în planurile naționale de dezvoltare durabilă)?	Lecții învățate/contribuția implementării proiectului la pregătirea și proiectarea altor intervenții	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Analiza SWOT și PEST Eșantion de proiecte selectat Analiză comparativă
ÎE12	În ce măsură ar trebui finanțate în continuare intervențiile POIM în energie (respectiv pentru a-și menține relevanța în următoarea perioadă de programare)?	Nivelul de implementare, cauzele ajustărilor în timpul implementării	Analiza documentară Interviuri semi-structurate Focus grupuri Studii de caz	Analiza cantitativă și calitativă a datelor statistice primare și secundare TS Eșantion de proiecte selectat Analiza SWOT și PEST Analiză comparativă

## Anexa C. Instrumente de colectare a datelor și selectarea proiectelor

Implementarea POIM în energie (AP 6, AP 7 și AP 8) este redusă la momentul evaluării prezente. S-au făcut realocări semnificative între AP și OS din POIM până la sfârșitul anului 2020, pentru a se asigura că pot fi finalizate contractele până la sfârșitul anului 2023, în special pe OS 8.2 – extinderea rețelelor de distribuție, 235 mil. EUR. De asemenea, un număr mare de contracte sunt în curs de evaluare cu privire la alocările existente. Prezenta evaluare se concentrează doar pe proiectele în curs de implementare, respectiv proiectele pentru care a fost semnat un contract de finanțare. Acestea sunt rezumate în Tabelul 1.3 al raportului principal, mai jos:

	<i>Titlul proiectului</i>	<i>Beneficiar</i>	<i>SMIS</i>
SO 6.1 – Creșterea producției de energie din surse regenerabile și mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal)			
1.	Modernizarea liniei electrice aeriene de 20 kV (LEA) Axa Moflești – Melinești și axa ramificativă de 20 kV Fratostita și Pojaru, Județul Dolj pentru creșterea capacității de distribuție pentru preluarea energiei livrate de centralele fotovoltaice	Distribuție Energie Oltenia S.A.	122825
2.	Modernizarea Axei LEA Parângu de 20kV – Sadu și 2B – Novaci și Axa LEA 20kV OHL – Novaci, în scopul creșterii capacității de distribuție pentru preluarea puterii livrate de Centralele Hidroelectrice de Joasă Tensiune din zona N-E a Județului Gorj	Distribuție Energie Oltenia S.A.	127410
3.	Modernizarea stațiilor de transformare sub gestionarea Delgaz Grid pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță de funcționare la stațiile SEN – Huși, Stăniilești, Vetrișoia, Fălcu, Murgeni	Delgaz Grid	127686
4.	Modernizarea stațiilor de transformare ale E.ON Distribuție România S.A. – consolidarea capacității suplimentare a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare pentru a prelua energia electrică produsă din surse regenerabile în condiții de siguranță a S.E.N. – Unitatea 110/20kV Hîrlău, Unitatea 110/20kV Pascani, Unitatea 110/20kV Gorban	Delgaz Grid	105731
5.	Combinarea energiei geotermale cu pompele de încălzire centralizată pentru a produce agent termic pentru încălzire centralizată și apă caldă pentru Zona Nufărul I, Oradea	Municipiul Oradea	115839
6.	Creșterea producției de energie termică pe bază de apă geotermală în Beiuș	Municipiul Beiuș	127641
7.	Construcția unității de producere a energiei termice cu biomasă și a rețelei de distribuție a energiei termice din Maieru	Sat Maieru	119846
8.	Creșterea producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate obținute în perimetrul geotermal Salonta	Municipiul Salonta	125691
SO 6.2 – Reducerea consumului de energie la nivelul consumatorilor industriali			
9.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie (energie electrică, căldură, aer comprimat) la nivelul SC Sortilemn SA	SORTILEMN SA	105740
10.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul Yazaki Component Technology România	Yazaki Component Technology S.R.L.	106581
11.	Aplicație de măsurare inteligentă pentru consumul și producția de utilități	Vel Pitar S.A.	106965
12.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie din Antibiotice SA	Antibiotice S.A.	109717
13.	Reducerea consumului de energie la nivelul SC Zoppas SRL prin implementarea unui sistem de monitorizare performant	Zoppas S.R.L.	111829
14.	Implementarea unui sistem de monitorizare a consumului de energie la AZUR S.A.	AZUR S.A.	116222
15.	Aplicație pentru consumul de utilități cu măsurare inteligentă	COMELF S.A.	117803
16.	Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie în cadrul CIECH Soda Romania S.A.	CIECH Soda Romania S.A.	117977
17.	Dezvoltarea sistemului de monitorizare a consumului de energie la Hammerer Aluminum Industries Santana S.R.L.	Hammerer Aluminum	118591

		Industries Santana S.R.L.	
18.	Studiu de soluție tehnică – sistem de monitorizare a consumului de energie	Infopress	118973
19.	Implementarea unui sistem de contorizare avansat cu monitorizare online pentru a reduce consumul de energie la Takata Romania SRL	Takata Romania SRL	120195
20.	Sistem de monitorizare a consumului de energie inteligentă CEMACON SA	CEMACON SA	127985
21.	Sistem avansat de măsurare pentru reducerea consumului de energie la CELCO SA – Fabrică de Var	CELCO S.A.	128259
22.	Implementarea unor sisteme de monitorizare a consumului de energie pentru consumatori industriali	Heineken S.A.	128334
23.	Sistem de monitorizare a consumului de energie S.C. Industrializarea Cărnii KOSAROM S.A.	KOSAROM S.A.	130415
SO 6.3 – Reducerea consumului mediu de energie electrică la nivelul locuințelor			
24.	Implementarea unui sistem inteligent de măsurare în Craiova, zona centrală (parțial) și Sărari (aprox.10.000 de consumatori din Craiova)	Distribuție Oltenia	114790
25.	Implementarea unui sistem inteligent de monitorizare a distribuției într-o zonă omogenă a consumatorilor de energie electrică menajeri	DELGAZ	117855
SO 6.4 – Creșterea economiilor în consumul de energie primară produsă prin sisteme de cogenerare de înaltă eficiență			
26.	Creșterea eficienței energetice operaționale la SC AMBRO S.A. Suceava prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	AMBRO S.A.	115900
27.	Optimizarea consumului de energie primară în cadrul CEMACON S.A. prin instalarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență	CEMACON S.A.	119391
SO 7.1 – Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate			
28.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028, pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa II	Municipiul Oradea	108460
29.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Focșani pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa II	Municipiul Focșani	114845
30.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Municipiul Iași pentru a respecta standardele de mediu privind emisiile și pentru a crește eficiența energetică în alimentarea cu căldură urbană – Etapa II	Municipiul Iași	115253
31.	Reabilitarea sistemului de termoficare în Municipiul Râmnicu Vâlcea pentru perioada 2009 - 2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice - Etapa II	Municipiul Râmnicu Vâlcea	118892
32.	Reabilitarea sistemului de termoficare din Oradea pentru perioada 2009-2028 pentru respectarea legislației de mediu și creșterea eficienței energetice – Etapa III	Municipiul Oradea	123600
33.	Re-proiectarea sistemului centralizat de termoficare în Municipiul Timișoara pentru a respecta reglementările de protecție a mediului privind emisiile de poluanți atmosferici și a crește eficiența în alimentarea cu căldură urbană – Etapa II	Municipiul Timișoara	127006
SO 7.2 – Creșterea eficienței energetice în sistemul centralizat de furnizare a energiei termice în Municipiul București			
34.	Reabilitarea sistemului de încălzire al Municipiului București	Municipiul București	138142
SO 8.1 – Creșterea capacității sistemului energiei național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile			
35.	LEA 400 KV c.c. Gutinaș-Smârdan	Transelectrica	129245
SO 8.2 – Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gaze naturalelor naturale (SNT) cu alte state vecine			
36.	Dezvoltări ale SNT în zona de nord-est a României pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale naturale a zonei, precum și pentru asigurarea capacităților de transport către Republica Moldova	Transgaz	122972

Având în vedere nivelul actual de implementare (cu puține proiecte finalizate, recent, ceea ce înseamnă că rezultatele și durabilitatea rezultatelor nu pot fi evaluate în această etapă), evaluarea a fost în mare parte calitativă. S-a axat pe studii de caz detaliate – proiecte evidențiate în verde, mai sus; și o imagine de ansamblu generală a proiectelor pentru fiecare OS, pe baza interviurilor și a datelor statistice ale proiectelor din SMIS și rapoartele interne AM. Metodele de colectare a datelor sunt evidențiate mai jos.

**Interviurile și focus grupurile** s-au bazat pe ghidurile detaliate pentru interviu și focus grupuri de mai jos.

- MA – interviu de planificare și contractare (29 ianuarie, 23 februarie)
- SO 6.1 – două interviuri de grup, pentru distribuție și producție (24 februarie)
- SO 6.3 – proiect de interviu 114790 (26 februarie)
- SO 6.2 – focus grup toate proiectele (2 martie)
- SO 7.1 – focus grup toate proiectele (2 martie)
- SO 7.2 – proiect de interviu 138142 (3 martie)
- SO 8.1 – proiect de interviu 129245 (3 martie)
- SO 6.4 – proiect de interviu 115900 (5 martie)

Focus grup-urile au fost relevante în special pentru a colecta informații într-un format comparabil de la un număr mare de respondenți. S-au ales focus grupuri pentru proiecte pentru care există un număr relativ mare de beneficiari potențiali (OS 6.2 și OS 7.1); pentru OS 7.2, OS 8.1 și OS 8.2., precum și OS în care un singur proiect se afla într-o etapă de implementare mai avansată, interviurile aprofundate erau mai potrivite.

#### **Ghidul interviului:**

<b>Context și coerență</b>	<p>1. Care sunt punctele tari, punctele slabe, oportunitățile, amenințările din sectorul energiei din România? (gaz, energie electrică, termoficare și sectorul industrial)</p> <p>2. În ce măsură AP 6, 7, 8 ale POIM sunt complementare sau coerente cu alte intervenții din sectorul energiei finanțate din bugetele naționale, UE sau surse private? Intervențiile propuse sunt compatibile cu alte programe ale UE, în special cu măsurile de eficiență energetică din Programul Operațional Regional și cu programele naționale, cum ar fi programele RT?</p> <p>3. Au existat schimbări în mediul socio-economic sau în politici (naționale; UE) care au afectat relevanța intervențiilor POIM prevăzute inițial? Obiectivele planificate sunt relevante pentru nevoile actuale și nevoile identificate inițial sunt încă relevante?</p>
<b>Eficacitate</b>	<p>4. Care au fost efectele intervențiilor POIM? Au fost realizate în conformitate cu așteptările și au produs schimbările așteptate?</p> <p>5. Care este diferența dintre performanța planificată și cea reală (și anume, în contractare, absorbție, implementare, rezultate)?</p> <p>6. Au existat întârzieri în atingerea rezultatelor și obiectivelor planificate? Dacă da, care a fost cauza? (factori interni vs. externi)</p> <p>7. Au fost implementate în mod eficient AP și domeniile cheie de intervenție, contribuind la obiectivele PO?</p>

<b>Eficiență</b>	<p>8. Sistemul de management este funcțional și operează eficient, cu proceduri interne care susțin implementarea eficientă a POIM?</p> <p>9. Cum sunt relațiile cu beneficiarii pe tot parcursul procesului?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ghidurile solicitanților: durata elaborării, calitatea documentelor</li> <li>• apeluri de proiecte; calitatea proiectelor depuse</li> <li>• procesul de evaluare: selectarea evaluatorilor, durata, motivele respingerilor</li> <li>• contractare și implementare: aprobări, contractele de prelucrare, modificări, rambursare; calitatea proiectării; autorizații; achiziții publice etc.</li> <li>• monitorizare: coerența indicatorilor cu obiectivele generale ale programului, conformitatea etc.</li> <li>• Divulgare: alocările sunt divulgate public și feedback-ul și opiniile cetățenilor și ale părților interesate relevante informează procesul?</li> </ul> <p>10. Intervențiile POIM sunt eficiente în termeni de costuri în comparație cu acțiuni similare finanțate din surse diferite?</p> <p>11. Sunt suficiente resursele disponibile (capacitate instituțională, personal, bugete)?</p>
<b>Rezultatele și efectele de propagare ale intervențiilor</b>	<p>12. Care sunt cauzele la nivel superior ale diferitelor rezultate dintre AP?</p> <p>13. Au fost realizate efectele de rețea prevăzute ale intervențiilor POIM? (de ex. extinderea intervențiilor cu alte surse de finanțare)</p> <p>14. A existat un impact neprevăzut ale intervențiilor POIM, pozitiv sau negativ? (de ex. pozitiv ar include creșterea investițiilor în sectoare conectate etc.; negativ ar include eliminarea investițiilor din sectorul privat etc.)</p> <p>15. Ce modificări au fost necesare pentru intervențiile inițiale POIM și de ce?</p> <p>16. Ce efecte pot fi atribuite direct și exclusiv intervențiilor POIM (spre deosebire de alte acțiuni, politici, evoluția pieței etc.)?</p>
<b>Durabilitate</b>	<p>17. Sunt durabile intervențiile POIM? Beneficiarii vor avea suficientă capacitate și resurse pentru întreținere sau chiar pentru extindere etc.?</p> <p>18. Rezultatele și acțiunile POIM sunt transferabile către alte programe similare; finanțare viitoare UE; finanțare din sectorul privat; bugete locale și naționale?</p>

### Ghid pentru focus grup

<b>Context și coerență</b>	<p>1. Care sunt punctele tari, punctele slabe, oportunitățile, amenințările din sectorul energiei din România?</p> <p>2. În ce măsură AP 6, 7, 8 ale POIM sunt complementare sau coerente cu alte intervenții din sectorul energiei finanțate din bugetele naționale, UE sau surse private?</p> <p>3. Au existat schimbări în mediul socio-economic sau în politici la nivel național și UE care au afectat relevanța intervențiilor POIM prevăzute inițial? Obiectivele planificate sunt relevante pentru nevoile actuale și nevoile identificate inițial sunt încă relevante?</p>
<b>Eficacitate</b>	<p>4. Care au fost efectele intervențiilor POIM? Au fost realizate în conformitate cu așteptările și au produs schimbările așteptate?</p> <p>5. Care este diferența dintre performanța planificată și cea reală (respectiv, în contractare, absorbție, implementare, rezultate)?</p>

	<p>6. Au existat întârzieri în atingerea rezultatelor și obiectivelor planificate? Dacă da, care a fost cauza? (factori interni vs. externi)</p> <p>7. Au fost implementate în mod eficient AP și domeniile cheie de intervenție, contribuind la obiectivele PO?</p>
<b>Eficiență</b>	<p>8. Sistemul de management este funcțional și operează eficient, cu proceduri interne care susțin implementarea eficientă a POIM?</p> <p>9. Cum sunt relațiile cu beneficiarii pe tot parcursul procesului?</p> <p>10. Intervențiile POIM sunt eficiente în termeni de costuri în comparație cu acțiuni similare finanțate din surse diferite?</p> <p>11. Sunt suficiente resursele disponibile (capacitate instituțională, personal, bugete)?</p>
<b>Rezultatele și efectele de propagare ale intervențiilor</b>	<p>12. Care sunt cauzele la nivel superior ale diferitelor rezultate dintre AP?</p> <p>13. Au fost realizate efectele de rețea prevăzute ale intervențiilor POIM?</p> <p>14. A existat un impact neprevăzut ale intervențiilor POIM, pozitiv sau negativ?</p> <p>15. Ce modificări au fost necesare pentru intervențiile inițiale POIM și de ce?</p> <p>16. Ce efecte pot fi atribuite direct și exclusiv intervențiilor POIM (spre deosebire de alte acțiuni, politici, evoluția pieței etc.)? Au fost observate efecte similare fără sprijin POIM?</p>
<b>Durabilitate</b>	<p>17. Sunt durabile intervențiile POIM, cu impact pe termen lung?</p> <p>18. Rezultatele și acțiunile POIM sunt transferabile către alte intervenții de politici publice, inclusiv finanțarea UE?</p>

#### **Date folosite pentru studii de caz:**

- Date despre proiect (cererea de finanțare a beneficiarului, ACB, ultimul raport de progres)
- Detalii despre proiect din bazele de date POIM (SMIS, raportare AM internă)
- Date colectate de la beneficiar pentru proiect – de ex. hărți, lista de achiziții/echipamente finanțate
- Cercetări interne anterioare ale Băncii Mondiale pe teme specifice (de ex. surse regenerabile; rețeaua de termoficare)
- Date de context (de ex. documente de politici și strategii relevante pentru fiecare subsector de intervenție)

## Anexa D. Studii de caz

### **OS 6.1. distribuție - Modernizarea stațiilor de transformare ale E.ON Distribuție - 105731**

#### **1. Scurtă descriere a proiectului**

*Obiectivul general* este creșterea securității preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile prin reducerea numărului de întreruperi, scăderea cantității de energie electrică nedivizată și reducerea costurilor de întreținere a rețelei de distribuție a energiei electrice E.ON România.

*Obiectivul specific* este Modernizarea stațiilor de transformare Hîrlău, Pașcani și Gorban aparținând E.ON Distribuție România pentru creșterea siguranței preluării energiei electrice produse din resurse regenerabile.

*Rezultate așteptate:*

- 1/3 substații de transformare modernizate 110/20 kV: Stația 110/20 kV Hîrlău, substația Pașcani 110/20 kV și stația 110/20 kV Gorban
- 2/1 Unitate Funcțională de Implementare a Proiectului
- 3/1 contract de proiectare și execuție pentru lucrări de construcție și modernizare semnat
- 4/1 proiect tehnic elaborat

*Activități principale:*

În conformitate cu strategia EDRO și luând în considerare datele rezultate din analiza situației producătorilor de energie electrică din surse regenerabile racordate în cele trei substații, la nivelul celor trei stații de transformare de 110/20 kV se efectuează următoarele tipuri de lucrări :

- modernizarea echipamentelor de la celule de 110 kV;
- modernizarea celulelor de 20 kV amplasate în camera de conectare;
- modernizarea serviciilor interne, curent continuu și curent alternativ;
- integrarea în SCADA a instalațiilor modernizate;
- modernizarea cutiilor de borne;
- restaurarea instalației de împământare;
- modernizarea instalației de iluminat exterior și a instalației de protecție împotriva trăsnetului.

*Justificarea proiectului*

Modernizarea stațiilor 100/20 kV Hîrlău, Pașcani și Gorban ale companiei E.ON Distribuție România, stații unde încarcă producătorii de energie SER și care asigură livrarea acesteia în SEN răspunde nevoilor identificate la nivel național cu privire la funcționarea în condiții de siguranță, securitate și eficiența rețelelor de distribuție.

Acțiunile propuse în acest proiect sunt în concordanță cu direcțiile de acțiune stabilite în Strategia Energetică a României pentru perioada 2007-2020 actualizată, contribuind astfel la realizarea obiectivelor stabilite în Strategia Energetică privind Securitatea Energetică și dezvoltarea durabilă.



E.ON Distribuție România S.A. (ERDO), primul distribuitor integrat de gaze naturale naturale și energie electrică din România, asigură distribuția energiei electrice în cele șase județe din zona Moldovei: Bacău, Botoșani, Iași, Neamt, Suceava și Vaslui. Activitatea principală a companiei este distribuția energiei electrice la parametrii solicitați de furnizorii și clienții săi, în conformitate cu Standardul de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și indicatorii de performanță.

Investiția propusă este o componentă a Strategiei de Dezvoltare a Rețelei EDRO, bazată pe obiectivele Planului de perspectivă al dezvoltării rețelei de distribuție electrică a E.ON Distribuție România SA. În conformitate cu prevederile H.G. Nr. 2139 din 2004, durata normală de funcționare a echipamentelor din stațiile de transformare a energiei electrice ar trebui să aibă o vechime cuprinsă între 16 și 24 de ani, în timp ce echipamentele electrice din majoritatea stațiilor sunt în funcțiune de peste 30 de ani.

Analiza principalilor indicatori de performanță ai companiei, precum și prognoza cererii viitoare pe piața de profil relevă potențialul dezvoltării sale, care, totuși, nu poate fi atins în condițiile actuale din cauza următoarelor nevoi identificate la nivelul infrastructurii:

1/Asigurarea unui nivel ridicat de calitate a serviciilor și investițiilor pentru asigurarea conformității standardelor obligatorii de performanță pentru operatorii de distribuție a energiei electrice;

2/Eficientizarea costurilor companiei pentru a asigura un nivel ridicat de competitivitate pe piață;

3/Crearea unei infrastructuri moderne, capabilă să preia și să livreze în SEN energia produsă din surse regenerabile;

4/Asigurarea condițiilor de funcționare cu impact minim asupra mediului, în conformitate cu principiile dezvoltării durabile;

5/Asigurarea unui mediu de lucru sigur angajaților companiei.

*Progresul implementării proiectului:*

Proiectul a început la 01.01.2018 și a fost prelungit până la 31 mai 2021. Până la data limită a celui mai recent raport de progres (31.12.2020) două stații de transformare (Hîrlău și Pașcani) din cele trei acoperite de proiect au fost complet modernizate și au început să funcționeze.

## **2. Motivul selecției proiectului pentru studiul de caz (criterii, importanța cazului selectat)**

Acest proiect este cel mai avansat dintre cele 4 proiecte de distribuție a energiei contractate în temeiul Obiectivului Specific 6.1. din POIM AP 6.

## **3. Metodologia studiului de caz**

Studiul de caz a fost elaborat pe baza revizuirii documentelor de proiect relevante (de ex. contractul de finanțare, raportul inițial de progres și proiectul ACB), detaliile proiectului din bazele de date POIM (SMIS, raportare internă AM POIM) și pe datele primare colectate de la interviul individual cu managerul de proiect, precum și din interviurile cu personalul AM POIM.

#### **4. Buget**

Total buget proiect: 16.838.862,75 lei

Buget eligibil total: 12.804.627,05 lei

Contribuția totală a beneficiarului: 1.024.370,17 lei

Costuri non-eligibile totale: 4.034.235,70 lei

#### **5. Eficacitatea intervenției**

##### *Factori interni și externi care contribuie la obținerea rezultatelor dorite*

Proiectul a început efectiv la începutul anului 2019 și a continuat bine în prima etapă, dar s-a declanșat pandemia și lucrurile au încetinit, deoarece personalul contractantului, constructorului sau al furnizorului de echipamente a fost foarte probabil redus și nu au putut livra servicii și echipamente la timp. Beneficiarul a primit o prelungire a contractului de finanțare și un act adițional pentru o prelungire a perioadei de implementare a proiectului (proiectul trebuia să fie finalizat la sfârșitul lunii noiembrie – începutul lunii decembrie 2020 și, din cauza actului adițional, a fost prelungit până la 31 mai 2021). Implementarea a fost greoaie, investiția implică echipamente mari pentru transformarea a 110 - 120 kilovolți, întrerupătoare, separatoare, transformatoare de curent, etc. Acestea sunt echipamente costisitoare care necesită experți în toate etapele, de la construcție până la instalare și integrare în sistemul SCADA pe care beneficiarul l-a avut doar parțial și ar trebui să facă teste, încercări, verificări și actualizări pentru a se asigura că echipamentul este funcțional la sfârșitul proiectului. În ceea ce privește componenta de construcții, a existat un singur constructor, o companie care oferă toate serviciile, ceea ce explică de ce proiectul a progresat mai lent. Furnizorii de echipamente depindeau de capacitatea constructorului de a livra la timp. În ceea ce privește rambursarea, trimiterea cererilor și legătura cu DRI au decurs fără probleme, colaborarea a fost bună. Cu toate acestea, SMIS mi se pare destul de confuz, ceea ce în opinia beneficiarului ar trebui simplificat.

##### *Dificultăți cu care se confruntă implementarea*

Beneficiarul a întâmpinat mai multe dificultăți în implementare. De exemplu, în procedura de achiziție, reglementările europene impun accesul furnizorilor din afara Uniunii Europene. Beneficiarul a primit o penalitate de 5% pentru că nu menționează „sau echivalent” în caietul de sarcini. Potrivit auditorilor, beneficiarul nu a fost suficient de deschis pentru a permite tuturor entităților internaționale să participe la licitație.

Beneficiarul consideră că este lentă calea de implementare, deoarece a avut un prim proiect SCADA care acoperă aproape 30 de substații și cândva în 2017 – la începutul anului 2018, au gândit aceste proiecte care sunt în prezent în curs de implementare. Beneficiarul a efectuat studii de fezabilitate (SF) pentru proiectele lor, care au reprezentat o cheltuială neeligibilă care a durat peste 4-5 luni. Așadar, au început să lucreze la aceste proiecte cândva în primăvara anului 2018 și cândva în septembrie au reușit să finalizeze SFS-urile, le-au aprobat, au primit acordurile, autorizațiile, au scris proiectele și au pregătit documentația propunerii în octombrie - noiembrie și au trimis în decembrie 2018. Beneficiarul

a pregătit studiul de fezabilitate colaborând cu un consultant specializat.

În plus, anul 2020 a fost dificil, au trebuit să tragă tare de constructor și să facă să se respecte toți factorii care influențează această parte a execuției și finalizării. În stații, furnizarea consumatorilor nu poate fi redusă la zero, iar beneficiarul a trebuit să aibă grijă de siguranța exploatarei, precum și de propriul personal. Cooperarea cu entitățile interne și externe complică procesul de implementare.

## **6. Eficiență**

Beneficiarul consideră că energia din surse regenerabile are un viitor, prin urmare, compania trebuie să îmbunătățească serviciile de distribuție, pentru a reduce disconfortul cauzat de perturbări/întreruperi, pentru a reduce timpul de întrerupere și pentru a reuși să-și automatizeze echipamentele astfel încât să poată asigura, să facă manevre eficiente, astfel încât clienții, producătorii și consumatorii să fie afectați cât mai puțin posibil. Prin modernizarea echipamentelor din substații prin care energia este livrată direct, beneficiarul consideră că pot furniza servicii de calitate, pot reduce pierderile de energie, pot reduce numărul de întreruperi și pot crește eficiența. În general, modernizarea stațiilor implică o eficiență sporită a resurselor umane și echipamentelor beneficiarului.

## **7. Durabilitate**

### *a/Sustenabilitatea financiară*

În perioada de investiții, durabilitatea financiară a proiectului va fi asigurată din următoarele surse: asistență financiară nerambursabilă în valoare de 11.524.164,34 lei și contribuția proprie a beneficiarului în valoare de 4.985.825,20 lei.

Conform analizei financiare întreprinse pentru acest proiect, va fi sustenabil din punct de vedere financiar, deoarece fluxul de numerar net cumulat al beneficiarului este pozitiv pentru fiecare an al întregii perioade de referință luate în considerare, ceea ce demonstrează capacitatea beneficiarului de a asigura lichiditatea necesară pentru finanțarea corespunzătoare a proiectului.

Pentru o funcționare optimă a acestei investiții, compania va aloca personalul necesar, caracterizat de profesionalism și experiență în acest sector.

### *b/Durabilitatea tehnică*

Sustenabilitatea tehnică a investiției este garantată de achiziționarea de echipamente moderne, cu un nivel ridicat de fiabilitate care nu necesită costuri de întreținere. Aceste elemente creează premisele eficienței costurilor operaționale ale companiei și asigură continuitatea livrării de energie, contribuind la asigurarea durabilității pe termen lung a investiției. Proiectul propus produce efecte după implementarea sa prin îmbunătățirea indicatorilor SAIFI, SAIDI și ENS, precum și prin reducerea pierderilor tehnologice.

## 8. Concluzii

- Beneficiarul este încrezător că proiectul lor își vor spori într-adevăr capacitatea de integrare a capacităților regenerabile nou construite în regiunea lor, odată ce implementarea proiectului este finalizată.
- Un factor important pentru implementarea cu succes a proiectului este experiența beneficiarului din alte proiecte implementate. În cazul acestui beneficiar, în 2018, au finalizat un proiect SCADA, a existat un alt proiect privind dezvoltarea resurselor umane ale companiei și implementează un proiect de contorizare inteligentă în zona Iași. Se pare că impactul estimat crește atunci când acest tip de proiect este combinat cu proiecte de contorizare inteligentă în aceeași regiune, acoperind atât zonele urbane, cât și cele rurale.
- Utilizarea sistemului automat de control de la distanță SCADA (SCADA) contribuie la creșterea eficienței în ceea ce privește reducerea timpului de intervenție al operatorului. Sistemul SCADA implică efectuarea de operațiuni la distanță fără a necesita prezența personalului din partea consumatorului sau generatorului. Operațiunile de control se efectuează de la expediere care monitorizează calitatea energiei. Această tehnologie nu necesită personal la stație sau la client. În cele din urmă, aceasta implică o reducere a cheltuielilor și un beneficiu pentru producătorii de energie, clienți și distribuitori.
- Conform cunoștințelor și experienței beneficiarului din ultimii ani, numărul entităților care caută independența energetică a crescut, mai mulți oameni doresc să producă energie fotovoltaică, astfel încât anul trecut beneficiarul a primit sute de cereri de la potențiali prosumatori. Programul „Casa Verde” (Green House) pentru fotovoltaice a generat un val de cereri, dar Ministerul și managerii programului par să nu sprijine. Birocrația este mare și pentru anul 2020 au fost aprobate mai puțin de o treime din numărul total al cererilor depuse la minister.

## **OS 6.1. – Utilizarea energiei geotermale combinate cu pompele de încălzire centralizată, pentru a produce agent termic pentru încălzire centralizată și apă caldă pentru zona Nufărul I, Oradea-115839**

### **1. Scurtă descriere a proiectului**

*Obiectivul general* este creșterea producției de energie din surse regenerabile (geotermale) prin modernizarea și realizarea capacităților de producție a energiei termice pe bază de energie geotermală în cartierul Nufărul 1 din Oradea și realizarea rețelei de distribuție pentru preluarea energiei produse. Scopul proiectului este de a produce energie curată și de a crește eficiența energetică în sistemul centralizat de termoficare.

*Obiectivele specifice* ale proiectului sunt următoarele:

1. Creșterea gradului de utilizare a energiei geotermale (regenerabile) din zăcămintul situat la subsolul Municipiului Oradea prin investiții în sistemul de termoficare din Districtul Nufărul 1 Oradea.
2. Îmbunătățirea calității vieții în Municipiul Oradea prin reducerea anuală a gaze naturalelor cu efect de seră cu 9.859 tone de CO<sub>2</sub>/an după implementarea proiectului.
3. Creșterea capacității de producere a energiei din surse regenerabile (geotermale) cu 12,85 MW prin modernizarea sistemului de termoficare din districtul Nufărul 1 din Oradea.

*Rezultate așteptate:*

1. Conducte de transport apă geotermală/agent de încălzire centralizată realizate la 22 Km
2. A fost construită o stație termică geotermală „Nufarul 1”
3. O producție de puț de foraj Nufărul 1- construit
4. 277 „Mini puncte termice” instalate

*Activități:*

- Pregătirea proiectului
- Elaborarea fazei de documentare tehnico-economică a Studiului de Fezabilitate (SF)
- Elaborarea cererii de finanțare și depunerea proiectului
- Activitatea de implementare a proiectului
- Pregătirea documentației de achiziție pentru lucrări, elaborarea procedurilor, încheierea contractelor
- Elaborarea proiectului tehnic, obținerea Autorizației de Construire și executarea lucrărilor
- Furnizarea de servicii de asistență tehnică – management la fața locului și verificare tehnică a proiectului
- Recepție la finalul lucrărilor
- Managementul proiectului și monitorizarea contractelor de achiziții publice
- Informații și publicitate în cadrul proiectului
- Auditul extern al proiectului
- Monitorizarea și rambursarea proiectului.

## **Justificarea proiectului**

Energia este un element esențial al dezvoltării la nivelul UE, iar instabilitatea piețelor internaționale de energie și tendința de a monopoliza resursele de hidrocarburi de către un grup mic de proprietari, a condus la concentrarea politicilor europene către dezvoltarea producției de energie din surse regenerabile resursele disponibile în Europa, precum și punerea în aplicare a economiilor și a politicilor pentru utilizarea adecvată a resurselor existente. În același timp, prin transpunerea acquis-ului comunitar, România a acceptat și a adoptat noi legi și standarde privind calitatea mediului. Implementarea directivelor europene reprezintă o schimbare radicală a politicilor naționale și a modului de abordare a problemei mediului, schimbare care implică costuri de investiții consistente și pe termen lung. În acest context, autoritățile locale devin un actor important pentru abordarea și rezolvarea problemelor de mediu specifice cu care se confruntă propriile comunități și pentru satisfacerea nevoilor comunității prin furnizarea de servicii publice la un nivel de calitate mai înalt în acest domeniu.

Implementarea proiectului contribuie la realizarea obiectivelor asumate de România cu privire la prevederile Directivei 2009/28/CE - promovarea utilizării energiei din surse regenerabile și a Directivei 2012/27 UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică și răspunde condițiilor locale conform direcțiilor stabilite la nivel național prin Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă 2013 - 2020 - 2030 și Strategia Energetică a României 2016 - 2030, cu perspectivă pentru 2050.

În ceea ce privește documentele strategice locale, prin Strategia de Dezvoltare Urbană Integrată - SIDU, Oradea urmărește în mod clar o politică în domeniul eficienței energetice, cu prioritizarea portofoliului de proiecte pe domenii de intervenții, proiectul propus poate fi găsit la poziția 225 - în lista proiectelor din SIDU. Acest proiect vizează: Politică VIII. EFICIENȚA ENERGETICĂ, Programul P25: Ponderea creșterii utilizării energiei regenerabile, măsură specifică/obiectiv 25.1. Utilizarea potențialului energiei al resurselor termice de apă.

În contextul existenței zăcămintului geotermic ca resursă disponibilă la nivel local cu potențial de utilizare superior, Municipality Oradea a decis să investească, să modernizeze și să aducă sistemul de alimentare cu energie termică centralizată (ET) la un nivel de calitate mai înalt, urmărind și îmbunătățirea serviciului public de termoficare oferit consumatorilor. Având în vedere faptul că existența și funcționalitatea adecvată a sistemului ACC depinde de asigurarea ACC și de confortul termic în timpul sezonului rece pentru aproximativ 70% din populația orașului, reabilitarea completă a sistemului centralizat de alimentare cu ET al orașului este o opțiune strategică, atât prin integrarea în componenta producției de surse regenerabile de energie (în acest caz apă geotermală), prin îmbunătățirea și eficientizarea modului în care energia este gestionată din punct de vedere al eficienței, precum și prin creșterea gradului de siguranță operațională a tuturor componentele sistemului. În același timp, investițiile care vizează sistemul centralizat vor avea ca efect reducerea pierderilor în reducerea consumului de combustibili fosili și creșterea eficienței energetice, contribuind astfel la reducerea emisiilor de gaze naturale cu efect de seră și a poluanților din atmosferă.

Energia termică este asigurată în prezent pentru a produce ACC din apă geotermală din forajele existente (4797 și 4081) și pentru încălzire centralizată a din rețeaua termică a SACET.

Obiectul prezentei investiții este dezvoltarea exploatării apei geotermale din perimetrul hidrogeotermal din Oradea pentru a o înlocui la o scară cât mai mare posibilă de producție convențională de ET - obținută prin arderea combustibililor fosili (cu emisii în atmosferă) - cu energie geotermală - obținută prin extragerea celor mai mari debite posibile de apă geotermală. Soluția tehnică pentru protecția simultană a aerului și a apei de suprafață, în cazul creșterii cantității de energie geotermală, este exploatarea apei geotermale în sistem „dublu” – producție de puț + puț de injecție - care presupune extragerea apei prin puțurile de producție, dirijarea acestuia în stații termice geotermale cu schimbătoare de căldură și, după eliberarea de căldură a agentului termic din circuitul secundar, injecția în câmp prin sondele de injecție.

Elementul de noutate este dat de utilizarea pompelor de căldură care permit recuperarea energiei suplimentare din apa geotermală. Diferența ET va fi acoperită de un link către CET, pe linia M5. Energia termică furnizată de CET pentru sarcina maximă de acoperire este ET produsă prin cogenerare cu randament ridicat. PT-urile existente în cartier vor fi închise, vor fi înlocuite cu module complet automatizate, instalate la nivelul consumatorilor aflați în cartierul Nufărul I (6217 apartamente, spații comerciale, grădiniță și liceu, centru de îngrijire pentru bătrâni, aproximativ 11.870 locuitori) și vor beneficia de servicii energetice îmbunătățite. În același timp, întreaga rețea din cartier va fi înlocuită cu o nouă rețea preizolată. Conductele de transport pe apă geotermale de la forare la/de la punctul geotermal vor fi, de asemenea, înlocuite.

Conform soluției tehnice din Studiul de Fezabilitate, investiția propusă este o parte integrantă a SACET Oradea, respectiv Stația Termică Geotermală de producție a agentului termic necesar pentru pregătirea ACC și a încălzirii furnizate pentru a funcționa în tandem cu o nouă sursă de producție de energie prin cogenerare de înaltă eficiență - CET Oradea, instalația care folosește gaz natural ca combustibil și care a fost instalată printr-un proiect finanțat de POS Mediu 2007-2013.

Astfel, se propune ca Stația Termică Geotermală (locația în care este produs agentul termic pentru consumatori) să fie conectată la transportul termic M5 de unde va primi energie, pentru regimul de vară, pentru a acoperi necesarul în perioada de vârf de consum din sezonul de iarnă și pentru a putea prelua, tot prin intermediul acestuia, toată energia necesară cartierului în cazul apariției unor incidente în sistemul de alimentare cu energie geotermală.

Realizarea proiectului va contribui semnificativ la îndeplinirea obiectivelor specifice axei prioritare și a obiectivelor programului în general. Astfel, reducerea dependenței de combustibilii fosili, protecția mediului, diversificarea surselor de producere a energiei, crearea de noi locuri de muncă în domeniu precum și implicarea activă a Oradei, dar și a mediului privat în utilizarea resurselor regenerabile de energie. Implementarea acestui proiect va contribui prin intermediul propriilor indicatori la realizarea indicatorilor programului. Reducerea costurilor de producție a energiei va contribui la scăderea tarifului energiei pe piața locală (pentru energia produsă din resursa geotermală - mai ieftină, parte a coșului comun pentru stabilirea PLR pentru ET) și va contribui la eliminarea subvenției locale, stimulând astfel dezvoltarea economică locală.

## **Progresul implementării proiectului:**

Proiectul este întârziat substanțial. Contractul de finanțare a fost semnat la 17 decembrie 2020. Așa cum este prezentat în Secțiunea 5 a acestui studiu de caz, activitățile preponderent pregătitoare au fost efectuate până la data interviului (a doua jumătate a lunii februarie 2021).

### **2. Motivul selecției proiectului pentru studiul de caz (criterii, importanța cazului selectat)**

În cadrul Obiectivului Specific 6.1. din POIM AP 6 există patru proiecte contractate în domeniul producției de energie. Toți tocmai au început implementarea și printre aceste patru proiecte, cel implementat de Municipiul Oradea are bugetul mai mare. Municipiul Oradea este cel mai experimentat beneficiar al proiectului.

### **3. Metodologia studiului de caz**

Studiul de caz a fost elaborat pe baza revizuirii documentelor de proiect relevante (de ex. contractul de finanțare, raportul inițial de progres și proiectul ACB), detaliile proiectului din bazele de date POIM (SMIS, raportare internă AM POIM) și pe datele primare colectate de la interviul de grup cu managerul de proiect, coordonatorul de proiect tehnic, precum și din interviurile cu personalul AM POIM.

### **4. Buget**

Total buget proiect: 86.764.146,71 lei

Buget eligibil total: 66.118.312 lei

Contribuția totală a beneficiarului: 1.322.366,23 lei

Costuri non-eligibile totale: 20.645.834,65 lei

### **5. Eficacitatea intervenției**

Implementarea proiectului a început recent. Până în prezent, au fost implementate trei activități principale, inclusiv următoarele: 1/o conferință video pentru începutul activității de monitorizare a proiectului a fost organizată de AM POIM și DRI Cluj, 2/a avut loc o conferință video pentru a clarifica problemele referitoare la necesitatea actualizării valorii proiectului prin aplicarea metodologiei Hotărârii Guvernului nr. 379/07.05.2020, și 3/s-a întocmit documentația aferentă procedurii de achiziție publică pentru executarea lucrărilor.

În ciuda întârzierilor și a faptului că proiectul este o etapă timpurie a implementării proiectului, beneficiarul proiectului are o înțelegere clară a ceea ce trebuie făcut. Astfel, potrivit reprezentanților beneficiarului, Municipality face investiția, la finalul lucrărilor Municipality face recepția și după aceasta rezultatele lucrărilor sunt predate operatorului sistemului de încălzire centralizată. Municipality a cooperat cu operatorul încă de la început, de la ideea de proiect și implică în mod constant operatorul în validarea progresului proiectului. Această strânsă cooperare asigură premise bune pentru o implementare eficientă, continuitate în furnizarea serviciilor și menținerea investiției pentru a se desfășura corect până la sfârșitul ciclului său de viață.



## **Dificultăți cu care se confruntă implementarea**

Beneficiarul consideră că investiția acoperită de acest proiect este ambițioasă. Contextul este astfel încât, în loc să fie treaba făcută și să se afle într-un stadiu mai avansat, momentan nu au partener contractual. Găsirea unui astfel de partener pentru realizarea lucrărilor este dificilă. Există prea puține investiții în sistemele de căldură din toată țara și, din păcate, proiectele care au fost demarate nu au fost finalizate. Beneficiarul a căutat exemple de practici, de exemplu în Iernut. Țării îi lipsesc companiile capabile să efectueze lucrări complexe în domeniul energiei, care au experiența necesară de 5 ani - conform cerințelor legislației privind achizițiile - în sistemele de încălzire centralizată sau furnizarea de energie. Cererea pieței este prea mică și acest lucru denaturează piața și pune beneficiarul într-o poziție de risc. Din punct de vedere financiar, aceste proiecte nu sunt interesante pentru un contractant străin. În consecință, singurii parteneri posibili sunt români și sunt puțini. Dar nici ei nu au depus oferte. Au cerut clarificări cu privire la cele două oferte, s-au arătat interesate, au solicitat clarificări suplimentare, dar nu au depus o ofertă.

De asemenea, ar trebui să existe o abordare națională a energiei geotermale. Pe toată perioada 2019-2020, pe lângă discuțiile cu ministerul, au existat apeluri de la alte municipalități interesate să depună cereri, punând întrebări, fără să știe dacă să accepte un astfel de proiect (de exemplu, comunități mai mici din județele Arad și Timiș). Ei ridicau întrebări legate de costurile de foraj, care sunt semnificative: 2 milioane de euro pentru forarea unei găuri de 250 m adâncime. Pentru o comună care poate avea un buget total de 4-500.000 de euro, pentru a acoperi costurile de foraj de la bugetul local poate fi problematic. Conform Ghidului Solicitantului și al contractului de finanțare, costurile legate de foraj sunt eligibile dacă, până la sfârșitul proiectului, beneficiarul obține o licență de funcționare, nu o licență de explorare. Municipiul Oradea a acceptat acest risc deoarece există aproximativ 13.000 de persoane care riscă să aibă probleme cu alimentarea cu căldură. O comună mică nu își poate asuma acest risc de faliment ca administrație publică doar pentru că este contractual legată de acțiunea sau lipsa de acțiune a unei terțe părți, care în acest caz poate fi foarte bine Agenția Națională pentru Resurse Minerale (ANRM). Poate că ar putea exista un mecanism care ar putea permite acestor beneficiari să obțină polițe de asigurare comune, un mecanism care ar putea debloca aceste situații. Pentru beneficiari, este dificil să stabilească ceva în această direcție. Cu toate acestea, se percepe că la nivel național ar putea fi proiectate unele mecanisme de acest tip.

În general, componenta geotermală este mai riscantă decât instalarea unor echipamente cunoscute 100% care funcționează pe combustibili fosili. Beneficiarul face forajul, evaluează ceea ce este cunoscut istoric în ceea ce privește proprietățile, unde este rezerva; există informații geologice, dar totuși există riscul. Mai mult de atât nu se poate face.

## **6. Eficiență**

Evaluarea proiectului a durat mult, iar regulile de evaluare s-au schimbat în timp ce acest proces era în desfășurare. O parte din costurile eligibile la început s-au transformat în neeligibile, inclusiv TVA. În plus, a existat o problemă a ajutorului de stat care a fost dificil de abordat de către beneficiar, ceea ce a condus la obținerea contractului de finanțare cu întâzieri și, în cele din urmă, cu costuri suplimentare pentru beneficiar. În prezent, există legislație care permite beneficiarilor să actualizeze valoarea

proiectelor pentru care au fost deja semnate contracte de finanțare. Există o decizie a Guvernului care o permite și beneficiarul a început să negocieze cu AM POIM în acest sens.

## **7. Durabilitate**

În ceea ce privește veniturile, acestea vor fi reprezentate de venituri din bugetul local (subvenție) și venituri din vânzarea de energie termică. Subvenția de la bugetul local va scădea față de nivelul actual, dar nu va fi eliminată deoarece energia utilizată va continua să fie o combinație (de la CET 1 Oradea și energia geotermală). Trebuie remarcat faptul că proporția de energie din resurse regenerabile, respectiv apă geotermală) va crește. Veniturile vor crește și cheltuielile vor crește în aceeași măsură, pe parcursul analizei fluxul de numerar fiind 0. Existența unui preț reglementat contribuie la sustenabilitatea acestui proiect.

Implementarea proiectului generează economii în ceea ce privește costurile operaționale (energie electrică la pompe și foraj, apă rece) din cauza reducerii pierderilor din rețeaua de termoficare și a reducerii intervențiilor reactive în rețea. Aceste economii sunt echivalente cu reducerea simultană a veniturilor provenite din căldură și a subvențiilor de preț datorită reducerii cantității de energie termică livrată. Fenomenul se explică prin caracterul social și de mediu pe care îl au majoritatea investițiilor în sistemele de termoficare, respectiv abordarea conform căreia costurile sunt recuperate integral numai pe baza tarifelor plătite de populație. Se estimează că subvențiile acordate de municipalitate pentru a acoperi diferența dintre prețul producției, transportului, distribuției și furnizării de energie termică livrată populației și prețul local al energiei termice vor fi asigurate până la sfârșitul implementării proiectului. Conform analizei cost-beneficiu a acestui proiect, fluxul de numerar net cumulat este egal cu 0 pentru fiecare an al perioadei de referință a proiectului datorită intervenției bugetului local prin mecanismul de subvenționare.

În al doilea rând, pentru a asigura continuitatea și sustenabilitatea proiectului din punct de vedere instituțional, sunt luate în considerare resursele umane, precum și cadrul organizațional pentru operarea investiției. Conform previziunilor ACB, municipiul Oradea are capacitatea de a asigura funcționarea și întreținerea investițiilor, precum și resursele umane necesare pentru implementarea proiectului datorită alocării anuale a sumelor necesare pentru acoperirea cheltuielilor respective.

Resursa umană care va fi pusă la dispoziție pe parcursul funcționării investiției este reprezentată de 7 angajați (5 dispeceri și 2 persoane în echipele de intervenție). Personalul pentru operarea investiției va fi asigurat de SC Termoficare Oradea SA și va fi instruit pentru a desfășura cu succes tipul de activități necesare implementării operațiunilor. SC Termoficare Oradea SA este operatorul delegat pentru gestionarea serviciului, transportului, distribuției și furnizării de energie termică într-un sistem centralizat, în conformitate cu Contractul nr. 196/1/06.08.2013. Echipa responsabilă cu implementarea și monitorizarea proiectului de investiții include și specialiști ai operatorului, aceștia împreună cu reprezentanții inginerului (care vor fi numiți prin procedura de achiziții publice din cadrul proiectului) vor monitoriza și evalua calitatea execuției în timpul dezvoltării proiectului, asigurând astfel premisele pentru o funcționare eficientă a instalațiilor încă din faza de proiectare.

Studiul de Fezabilitate realizat pentru această investiție menționează entitatea responsabilă de investiție, pentru fiecare componentă a investiției, funcționarea și întreținerea acestora și că responsabilitatea a fost clar alocată. Astfel, componentele 1, 2 și 4 vor fi operate de operatorul SACET, SC Termoficare Oradea SA, în timp ce componenta 3 va fi operată de Municipality Oradea prin SC Termoficare Oradea SA în colaborare cu SC Transgex SA.

Municipality Oradea prin SC Termoficare Oradea SA va avea următoarele responsabilități în ceea ce privește funcționarea investiției:

- a) va asigura transportul energiei geotermale de la puțurile de extracție la punctul termic și la mini-punctele termice, pentru ca energia termică obținută să fie livrată populației;
- b) va asigura producerea de energie geotermală din apa geotermală extrasă din zăcământul de apă geotermală de care dispune orașul Oradea;
- c) va efectua întreținerea;
- d) vor efectua lucrări de reparații de orice fel, precum și lucrări de investiții care sunt necesare pentru buna funcționare a sistemului de operare a infrastructurii, în care nu există blocaje în furnizarea de energie termică pentru încălzire și apă caldă, iar veniturile nu sunt afectate de societate;
- e) va avea un departament dedicat funcționării acestei investiții.

În al treilea rând, pentru a asigura sustenabilitatea proiectului din punct de vedere tehnic, vor fi necesare resurse financiare. Resursele financiare care vor fi utilizate în perioada de funcționare vor fi alocate de SC Termoficare Oradea SA. În plus, pentru a asigura sustenabilitatea investiției din punct de vedere tehnic și operațional, Municipality Oradea face investiții în sistemul de termoficare pentru a reduce costul furnizării energiei termice. Astfel, Municipality Oradea are în implementare investiții în reabilitarea rețelei prin Axa Prioritară 7 POIM. În același timp, Municipality Oradea a depus mai multe proiecte în cadrul axei 3.1B din POR pentru creșterea eficienței energetice a instituțiilor publice subordonate (spital județean, spital municipal și 4 unități de învățământ). Prin aceste proiecte, cota de energie termică rezultată din surse va crește cota regenerabilă din energia totală produsă, acest lucru fiind posibil prin continuarea programului de creștere a eficienței energetice a clădirilor din Municipality Oradea prin programul POR Axa 3.1.

Municipality Oradea intenționează să depună proiecte pentru finanțare în domeniul energiilor regenerabile și în special al energiei geotermale inclusiv prin Mecanismul Financiar al Spațiului Economic European. Prin această sursă de finanțare în anul 2017 a fost finalizat proiectul „Utilizarea energiei geotermale, pentru producția de agent termic pentru consumatori la punctul termic PT 902 cu re-injecția apei geotermale folosite în bazin „prin care s-a făcut un foraj pentru reinjecția apei geotermale uzată prin acest tip de proiect s-a asigurat durabilitatea depozitului geotermal în Oradea și, implicit, durabilitatea acestui proiect deoarece investiția depinde de depozitul geotermal din Oradea. În același timp, Municipality Oradea va folosi fondurile de la bugetul local pentru dezvoltarea sistemului de termoficare și pentru creșterea utilizării energiei produse din surse regenerabile.

## 8. Concluzii

- În ciuda întârzierilor în implementarea proiectului, ceea ce face ca orice considerare asupra eficacității proiectului să fie prematură, beneficiarul estimează că proiectul va crește cota de energie termică regenerabilă în termoficare, contribuind la obiectivele angajate. Cu toate acestea, beneficiarul a evidențiat riscuri semnificative de implementare, deoarece viabilitatea proiectului ar fi clară numai după finalizarea lucrărilor.
- Factorii economici afectează mai puțin producerea de energie geotermală pentru rețeaua de termoficare, deoarece acest lucru este conceput pentru a înlocui sursa de energie existentă (fossilă) pentru o cerere de căldură în mare măsură constantă pentru uz rezidențial, care, prin urmare, nu este influențată de factori economici.
- În timp ce potențialul geotermal este cunoscut numai în general înainte de forarea puțului, potențialul economic (dacă temperatura și presiunea reală a apei permite utilizarea sa economică pentru DH) este descoperit pe deplin numai după finalizarea puțului. Astfel, există un risc ridicat pentru beneficiari să acceseze fondurile UE și să descopere la final că întreaga investiție este neeligibilă, deoarece potențialul economic nu este realizat.
- Investițiile în geotermal pot avea efecte de propagare semnificative asupra furnizării sistemelor RT cu energie redusă, curată și regenerabilă. Măsurile pot fi încă finanțate în următorul ciclu de programare pe baza lecțiilor învățate în actualul PO 2014-2020 (în principal schema de ajutor de stat).
- Unele investiții nu pot fi concepute dacă nu există o viziune și o strategie la nivel național. Până în prezent, României îi lipsește o strategie coerentă privind energia în general și cu atât mai puțin cu privire la energia termică geotermală. Dacă nu există o astfel de strategie, beneficiarii vor continua să aibă dificultăți de a propune proiecte bune, de a adapta ideile posibile la oportunități și de a face proiecte cu impact puternic.

## **OS 6.2. Sistem inteligent de monitorizare a consumului de energie, Antibiotice SA - 109717**

### **1. Scurtă descriere a proiectului**

*Obiectivul general* a fost reducerea consumului specific de energie (kgep/1000 euro) la nivelul companiei ANTIBIOTICE S.A. în medie cu 1%, pe o perioadă de 5 ani de la implementarea proiectului, ca urmare a monitorizării consumului prin implementarea unui sistem inteligent de măsurare a consumului de energie.

Obiectivul specific al proiectului a fost asigurarea implementării unui sistem de măsurare inteligent funcțional pentru a monitoriza consumul de energie electrică și gaz la nivelul ANTIBIOTICE S.A.

#### *Rezultate așteptate:*

1. Proiectul înaintat pentru finanțare în conformitate cu cerințele Ghidului Solicitantului
2. Un sistem inteligent de măsurare a consumului de energie cumpărat și implementat
3. Un proiect implementat în conformitate cu Acordul de finanțare
4. Un raport de audit extern al proiectului realizat
5. Măsuri de informare și publicitate implementate.

#### *Activități principale:*

- Activități de lansare a proiectului
- Activități de implementare a sistemului inteligent de măsurare
- Activități de management de proiect
- Activități de audit de proiect
- Activități de informare și publicitate ale proiectului.

#### *Justificarea proiectului*

Principalele probleme care au justificat implementarea proiectului de investiții și implementarea intervențiilor specifice au fost următoarele:

a/Consum ridicat de energie la nivelul Antibiotice SA (5.203,17 tep în 2015) - un nivel ridicat de consum necesită măsuri de reducere a consumului de energie pe platforma companiei cu scopul de a reduce impactul asupra mediului. În prezent, în cadrul companiei, monitorizarea consumului de energie electrică este realizată de contoare de inducție vechi, cu clasa de precizie 5, între 20 și 35 de ani, cu probleme de funcționare (cauzate de frecare mecanică), racordate prin intermediul transformatoarelor de putere vechi (15-35 ani), majoritatea nu mai sunt adecvate consumului de energie pe care îl măsoară.

b/Imposibilitatea implementării măsurilor de creștere a eficienței energetice - dată fiind lipsa unui control eficient al modului în care echipamentele principale, secțiunile și procesele tehnologice utilizează resursele, imposibilitatea identificării pierderilor de energie și a variațiilor de consum date de vechimea echipamentelor de monitorizare a consumului de energie existente. Identificarea punctelor slabe ale proceselor sau echipamentelor tehnologice în ceea ce privește consumul de energie prin implementarea sistemului de contorizare inteligentă va aduce economii semnificative de energie și va reduce impactul asupra mediului asociat cu consumul ridicat de energie.

Analizând principalele probleme întâmpinate în ceea ce privește eficiența energetică, este necesară implementarea unui sistem de măsurare inteligentă a energiei și a unui software specializat pentru obținerea datelor în timp real legate de consumul de energie și producerea automată de rapoarte, analize și bilanțuri pe diferite contururi de consum a fabricii.

Astfel, în urma implementării proiectului de investiții, rețeaua de contoare pentru monitorizarea consumului de energie existent va fi înlocuită și extinsă cu altele noi, cu un grad de precizie mai mare decât cele existente, care au capacitatea de a colecta și furniza date exacte privind consumul de energie până la nivelul centrelor de cost (contoare electrice) și până la nivelul echipamentelor (contorizarea gaze naturalele naturale și electrice pentru aer comprimat) și a componentelor software și hardware necesare pentru colectarea și prelucrarea datelor pentru a furniza date pentru preluarea optimă a măsurii de eficiență energetică la nivel de întreprindere.

*Progresul implementării proiectului:*

Proiectul a început la 18 noiembrie 2016 și a fost finalizat pe data de 21 decembrie 2018. Proiectul de investiții nu a implicat lucrări de construcție și nu a conținut elemente de infrastructură, implicând doar activități de achiziții și instalarea de echipamente care compun un sistem inteligent de măsurare a consumului de energie. Echipamentul care alcătuiește sistemul inteligent de măsurare se bazează pe BAT (cele mai bune tehnici disponibile). Această soluție tehnică a fost indicată printr-o analiză pe mai multe criterii. Analiza inclusă în Studiul de Fezabilitate a avut în vedere două scenarii tehnico-economice, dintre care s-a decis Scenariul 2 de implementare a unui sistem inteligent de măsurare care include echipamente de tip BAT cu capacitatea de a monitoriza consumul de energie electrică până la consumatori mari și consumul de gaze naturale naturale până la nivel de consumator.

## **2. Motivul selecției proiectului pentru studiul de caz (criterii, importanța cazului selectat)**

Acest proiect a fost cel mai selectat dintre cele 14 proiecte finalizate în cadrul Obiectivului Specific 6.2. din POIM AP 6. Printre criteriile de selecție s-au numărat stadiul proiectului (perioadă mai lungă de la data de finalizare) și locul (într-o regiune mai puțin dezvoltată, respectiv Regiunea de Nord-Est).

## **3. Metodologia studiului de caz**

Studiul de caz a fost elaborat pe baza revizuirii documentelor de proiect relevante (de ex. contractul de finanțare, raportul inițial de progres și proiectul ACB), detaliile proiectului din bazele de date POIM (SMIS, raportare internă AM POIM) și pe datele primare colectate de la interviul individual cu managerul de proiect, precum și din interviurile cu personalul AM POIM.

## **4. Buget**

Total buget proiect: 1.286.158,30 lei

Buget eligibil total: 1.080.805,28 lei

Contribuția totală a beneficiarului: 173.305,28 lei

Costuri non-eligibile totale: 205.353,02 lei

## 5. Eficacitatea intervenției

### *Factori interni și externi care contribuie la obținerea rezultatelor dorite*

Deși proiectul a acoperit doar o anumită categorie de contoare de energie electrică, gaze naturale și aer comprimat, rezultatele sunt foarte bune. Pe lângă monitorizarea consumului, datorită investiției proiectului, este posibil să se monitorizeze mai mulți parametri, cum ar fi consumul specific al anumitor echipamente, pe care le puteți compara cu alte tipuri de echipamente și să vedeți dacă este necesar să investiți în echipamente noi și să faceți toate calculele pentru rentabilitate. Pe de altă parte, sistemul de monitorizare include mai multe alarme care avertizează personalul beneficiarului cu privire la diferite evenimente care ar putea fi dăunătoare pentru funcționarea echipamentului. Acest lucru este considerat foarte valoros de beneficiar.

Acest tip de proiect de contorizare inteligentă se adresează companiilor mari care se adaptează permanent cerințelor pieței; prin urmare, fac schimbări constante la instalație și consum și acest lucru ar trebui luat în considerare în alte proiecte. Asta înseamnă că proiectele viitoare ar trebui să aibă cât mai multă flexibilitate încorporată de la bun început în ceea ce privește mutarea contoarelor de la o instalație la alta. Aceasta înseamnă flexibilitatea sistemului de monitorizare. Este important ca toate contoarele prevăzute în proiect să fie în funcțiune. Beneficiarul mută anumite contoare de la o linie de alimentare la alta, deoarece pe o linie de alimentare consumatorii se schimbă. Monitorizarea consumului permite luarea unor acțiuni de îmbunătățire a eficienței. Astfel, cunoscând și analizând consumul, beneficiarul poate identifica măsuri de îmbunătățire a eficienței și decide ce investiții sunt necesare, recuperând în același timp și alte aspecte economice. Software-ul este inima sistemului de monitorizare. Astfel, depinde de modul în care factorii de decizie doresc rezultatul, consumul care trebuie arătat și mai mult cui. În cazul beneficiarului, sistemul permite șefilor de departamente și șefilor centrelor de cost să primească automat rapoarte Excel cu consumul orar din ziua precedentă în cifre și grafice. De asemenea, consumul poate fi monitorizat de la începutul lunii până în prezent, iar valorile consumului pot fi comparate. Este necesar să se implice cât mai multe persoane în analiza datelor înregistrate de sistemul de monitorizare, iar beneficiarul este pe deplin conștient de acest lucru și îl aplică în practică.

### *Dificultăți cu care se confruntă implementarea*

În cazul acestui tip de proiecte, potrivit beneficiarului, este dificil să se investească într-un sistem de monitorizare a consumului și să se determine toți indicatorii economici precum rata deprecierei capitalului, deoarece este dificil să se determine economiile de consum în procente. Așadar, din acest motiv este dificil să convingi conducerea să investească într-un sistem de monitorizare (de ex. costă 100.000 de euro și această investiție va fi recuperată în trei ani).

Beneficiarul părea îngrijorat de faptul că nu are posibilitatea de a avea alte proiecte finanțate din Instrumente Structurale în același domeniu, în special din perspectiva utilizării mai bune a personalului care se specializează în proiectarea și gestionarea acestor proiecte și nu este utilizat economic (sarcină de lucru insuficientă în acest domeniu pentru o perioadă mai lungă).

## **6. Eficiență**

Semnarea contractului de finanțare este supusă anumitor legi, există anumite anexe care trebuie respectate în relația cu MIEP. Beneficiarul a întâmpinat anumite blocaje care au cauzat o scădere a eficienței implementării proiectului din cauza modificărilor cerințelor de raportare. De asemenea, fluctuația personalului ministerului a avut un efect negativ asupra eficienței administrării proiectului la nivelul beneficiarului, deoarece de cele mai multe ori personalul nou solicita din nou documente care au fost deja depuse.

Cu toate acestea, beneficiarul a apreciat că odată ce cererea de plată a fost aprobată, plata a fost procesată în câteva zile, în ciuda faptului că Ghidul Solicitantului indică faptul că cererea de plată este aprobată mai întâi și apoi banii vor fi plățiți atunci când sunt disponibili. Această practică eficientă de procesare a plăților a contribuit la un bun flux de numerar al proiectului.

## **7. Durabilitate**

Auto-susținerea financiară a proiectului în perioada de durabilitate este asigurată de fluxul de numerar pozitiv al companiei, proiectul fiind viabil din punct de vedere financiar ținând seama de costurile investiționale și de toate resursele financiare ale companiei.

Rezultatele proiectului sunt exploatate de compania Antibiotice S.A. Sistemul inteligent de contorizare este utilizat pentru a crește eficiența energetică la nivel de întreprindere prin măsuri de reducere a consumului luate pe baza analizei datelor furnizate de acest sistem.

Antibiotice SA a luat toate măsurile fezabile pentru reducerea consumului, pe baza datelor furnizate de sistemul de monitorizare, indiferent dacă se referă la măsuri de conștientizare a personalului, eficiență energetică (măsuri non-cost), fie pentru măsuri de realizare a investițiilor în echipamente/utilaje noi, mai eficiente energiei sau îmbunătățirea/aducerea la o stare tehnică îmbunătățită a celor existente pentru a obține o performanță energetică superioară (măsuri de investiții) și o instalație de producție optimizată din punct de vedere energiei folosind investiția cât mai eficient posibil.

Pentru a asigura sustenabilitatea proiectului de investiții, compania Antibiotice SA a stabilit următoarea întreținere pentru a asigura funcționarea investiției pe toată durata proiectului (cinci ani de la finalizarea proiectului), în conformitate cu planul de întreținere stabilit în Studiul de fezabilitate. Aceste măsuri includ:

a/Întreținerea contoarelor de energie electrică, gaz natural și aer comprimat este asigurată anual și include următoarele operațiuni minime, conform manualelor de întreținere și specificațiilor producătorului:

- inspecția anuală a stării aparatelor;
- analiza indicațiilor;
- intervenții locale (de exemplu: înlocuirea bateriilor de putere, verificarea nivelului de ulei și acționarea ungerii mecanismului contorului de gaz, contorului de deblocare, traductoarelor de presiune cu purjare, etc.);



- curățarea contoarelor interne și mecanisme de verificare.

b/Pentru întreținerea sistemelor de comunicații și a calculatoarelor, următoarele operațiuni sunt furnizate anual, în conformitate cu recomandările producătorului:

- inspecția anuală a stării aparatelor;

- intervenții locale (de ex.: înlocuirea bateriilor UPS, verificarea pieselor în mișcare: ventilatoare, HDD, etc.);

- curățarea prafului.

c/Întreținerea software este asigurată prin următoarele operațiuni anuale:

- aplicarea patch-urilor;

- actualizarea versiunilor ulterioare.

Costurile medii anuale de întreținere sunt: 39.300 lei cu TVA.

Datele colectate din sistemul de monitorizare sunt folosite pentru a valorifica rezultatele proiectului și pe baza analizei acestor date sunt identificate posibile îmbunătățiri care conduc la o reducere a consumului specific de energie al companiei. Această acțiune se realizează prin accesarea datelor de pe serverul de sistem de către orice personal printr-un browser web care generează informațiile necesare printr-o interfață ușor accesibilă, datele fiind stocate pe o perioadă de cel puțin doi ani, pentru punctele de măsurare. Astfel, factorii de decizie au posibilitatea de a lua măsuri optime pentru creșterea eficienței energetice la nivel de întreprindere.

La identificarea posibilităților de eficiență energetică, au fost definite două categorii de măsuri:

a/Măsuri care nu implică resurse financiare - aceste măsuri se caracterizează prin conștientizarea personalului cu privire la economiile de energie prin monitorizarea consumului online și luarea măsurilor imediate de prevenire și corectare (utilizarea eficientă a energiei pe tot parcursul ciclului procesului tehnologic, aducând parametrii echipamentelor ineficiente, încărcare optimă pentru a obține o eficiență maximă în condiții specifice de lucru); analiza consumului monitorizat și luarea deciziilor pentru a reduce consumul (compararea parametrilor de funcționare pentru același tip și compararea consumurilor în diferite etape ale proceselor tehnologice); calculul consumurilor specifice folosite drept suport și consultanță în stabilirea strategiilor/proiectelor de modernizare, cu eficiență energetică mai bună, achiziționarea de echipamente cu consum specific mai mic.

b/Măsuri care implică resurse financiare (măsuri de investiții):

- aducerea parametrilor de eficiență energetică superioară a echipamentelor existente, ineficiente din punct de vedere al consumului de energie, ca urmare a analizei consumului și a comparării parametrilor de funcționare a consumatorilor de același tip și a comparării consumului în diferite etape ale tehnologiei procese;

- înlocuirea mașinilor sau echipamentelor existente cu cele de nouă generație, cu eficiență energetică ridicată, ca urmare a analizei consumului specific și luarea de măsuri pentru creșterea economiilor de energie.

Măsurile care implică resurse financiare au fost stabilite printr-un Plan de Investiții care include toate măsurile de eficientizare a consumului de energie electrică și gaze naturale naturale la nivelul întreprinderii, cu resursele aferente alocate. Planul de Investiții pentru creșterea eficienței energetice a fost stabilit în urma implementării sistemului inteligent de contorizare și a obținerii datelor de consum pentru stabilirea celor mai eficiente măsuri, pe măsură ce datele sunt prelucrate, pentru creșterea eficienței energetice. Măsurile sunt furnizate din sursele proprii ale beneficiarului.

## **8. Concluzii**

- Se pare că beneficiarul proiectului este încrezător că sistemele de contorizare inteligente instalate vor contribui la optimizarea proceselor și vor fundamenta achizițiile viitoare de consumabile eficiente din punct de vedere energetic.
- Pentru beneficiarii industriali, ar putea fi necesară o abordare diferită în ceea ce privește ajutorul de stat pentru a oferi companiilor mari posibilitatea de a solicita, mai ales pentru că plafonul sistemului de minimis și, prin urmare, al sprijinului este de doar 200.000 EUR, mult sub costurile sistemelor de contorizare inteligentă pentru industrie extrem de sofisticate.
- Introducerea contorizării inteligente nu conduce în sine la reducerea consumului de energie, ci oferă mai degrabă informații adecvate și detaliate despre consum, permițând companiilor să optimizeze procesele de producție și să investească în echipamente eficiente din punct de vedere energetic în domeniile prioritare. Măsurile de urmărire pentru reducerea consumului de energie trebuie încă puse în aplicare și beneficiarul declară că investițiile de măsurare inteligentă au produs într-adevăr informații valoroase pentru optimizarea proceselor industriale viitoare.
- Pentru marile companii care nu sunt nou înființate, ar fi bine să aibă acces la fonduri pentru proiecte care vizează digitalizarea centralelor electrice. Mai precis, aceste companii au sisteme de distribuție de joasă, medie și înaltă tensiune, cu componente mai vechi care ar putea fi înlocuite cu altele noi, inclusiv un sistem de control asistat de computer din care se pot vedea toate navetele, se fac toate comutările de pe computer, fără a fi nevoie personal din stații. Totuși, astfel de proiecte sunt costisitoare, de cel puțin 1 milion de euro.

## **OS 6.3. Implementarea unui sistem inteligent de măsurare în Craiova, zona centrală - parțial și Sărari - aprox. 10.000 de consumatori din Craiova - 114790**

### **1. Scurtă descriere a proiectului**

*Obiectivul general* este asigurarea implementării unui sistem inteligent de măsurare a energiei electrice pentru aproximativ 10.000 de consumatori casnici și non-domestici mici într-o zonă omogenă a Craiovei, pentru a reduce consumul mediu de energie la nivelul gospodăriilor.

*Obiectivele specifice* ale proiectului sunt următoarele:

1/Pentru a crește cu 10.000 numărul de utilizatori racordați la rețele electrice inteligente prin montarea și conectarea la rețea de aprox. 10.000 de contoare inteligente.

2/Creșterea calității serviciilor de distribuție a energiei electrice ale Distribuție Energie Oltenia S.A. ca rezultat al implementării sistemului MDM (managementul datelor de măsurare) prin producția de rapoarte predefinite.

3/Modernizarea/reconstrucția a 7,54 km de rețea de distribuție de joasă/medie tensiune aferentă zonei omogene a proiectului propus (inclusiv 985 de racorduri adaptate la rețeaua modernizată), pentru a asigura condițiile optime de funcționare a sistemelor inteligente de măsurare.

4/Pentru a reduce consumul mediu anual de energie electrică pe gospodărie de la 1,42 Mwh în 2018 la 1,35 Mwh în 2023 în perioada de durabilitate a proiectului.

5/Contribuția calculată la nivelul zonei omogene de 0,05% la indicatorul POIM, pentru a reduce consumul mediu pe gospodărie de la 1,35Mwh/an în 2013 la 1,2Mwh/an în 2023.

*Rezultate așteptate:*

1/1 subsistem pentru măsurarea și transmiterea informațiilor (inclusiv 10.000 de contoare inteligente) implementat în zona omogenă

2/1 infrastructură hardware necesară pentru funcționarea aplicației MDC achiziționate

3/1 infrastructură hardware necesară pentru funcționarea aplicației MDM achiziționate

4/1 subsistem de gestionare a datelor măsurate implementat

5/1 subsistem de achiziție de date de la contoare implementate

6/rețea modernizată de joasă/medie tensiune de 7,54 km, inclusiv 985 de racorduri adaptate la infrastructura modernizată

7/1 proiect implementat conform condițiilor contractului de finanțare.

*Activități principale:*

Proiectul are următoarele două componente de activitate:

C1- Sistemul inteligent de măsurare, care include următoarele trei subcomponente:

C11: Subsistem pentru măsurarea și transmiterea informațiilor/datelor de la contoare (include grup de măsurare, filtre, repetoare, concentratoare de date, sistem de achiziție de date de la contoare)

C12: Subsistemul de achiziție/colectare de date (HES), care include o aplicație software și servicii numită și aplicația HES, precum și infrastructura hardware necesară pentru a opera aplicația HES

C13: Subsistemul de gestionare a informațiilor/datelor contorului, care include o aplicație software și servicii, denumită și Managementul Datelor de Măsurare (Aplicația MDM) și Infrastructura Hardware necesară pentru a opera Aplicația MDM.

C2 - Modernizarea/renovarea rețelei JT/MT, care include următoarele trei subcomponente:

C21: Modernizarea Punctelor de Transformare (PT) - partea de construcție - 21 de piese și partea electrică 12

C22: Modernizarea rețelelor JT (aeriene, subterane) - 7,4 km de rețea de joasă tensiune vor fi modernizate (6,86 km rețea aeriană și 0,68 km rețea subterană);

C23: Adaptarea racordurilor existente la rețeaua modernizată - 985 de racorduri vor fi adaptate, prin executarea următoarelor operațiuni: deconectarea racordurilor de la rețeaua existentă, dezasamblarea racordului, instalarea racordului, racordarea la rețeaua modernizată.

## **Justificarea proiectului**

### *Justificarea proiectului la nivel național*

Politica energetică europeană are în centrul său un set de diverse măsuri, care sunt menite să realizeze o piață integrată a energiei și să asigure securitatea aprovizionării cu energie și durabilitatea sectorului energiei. Îmbunătățirea eficienței energetice este unul dintre elementele prioritare ale strategiei energetice a României pentru asigurarea aprovizionării cu energie a consumatorilor, dezvoltarea durabilă și competitivitatea, economisirea resurselor energetice și reducerea emisiilor de gaze naturale cu efect de seră.

Acest proiect este coerent cu următoarele planuri și strategii în domeniul energiei, eficienței energetice și dezvoltării durabile:

a/Strategia Energetică a României pentru perioada 2007-2020 actualizată pentru perioada 2011 - 2020

Proiectul contribuie la realizarea obiectivului strategic național privind dezvoltarea durabilă și creșterea eficienței energetice prin îmbunătățirea eficienței energetice pe tot parcursul lanțului: surse - producție - transport - distribuție - consum. Proiectul este în concordanță cu una dintre principalele direcții de acțiune ale strategiei energetice a României, convergând cu cele ale politicii energetice a Uniunii Europene, respectiv „transformarea rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice și implementarea pe scară largă a sistemelor de contorizare inteligentă”.

b/Planul Național de Acțiune pentru Eficiența Energetică

Reglementările europene privind creșterea eficienței energetice ca urmare a implementării sistemelor inteligente de măsurare a eficienței energetice (Directiva 2009/72/CE) au fost transpuse în legislația națională privind energia. Proiectul contribuie la îndeplinirea obiectivului național de eficiență energetică de reducere a consumului de energie primară și asigurarea alinierii la legislația națională privind energia, prin creșterea numărului de consumatori care au contorizare inteligentă.

Inițial, până în 2020, 80% dintre consumatori ar trebui să aibă sisteme de contorizare inteligentă. Conform unui proiect de ordin al ANRE privind implementarea la nivel național a sistemelor inteligente de măsurare a energiei electrice și programul de implementare a acestuia, toți consumatorii

vor trebui să fie integrați în SIM (Sistem Inteligent de Măsurare) până în 2026 și până în 2020 în fiecare zonă de concesiune a serviciului de distribuție SIM a fost planificat să fie instalat pentru cel puțin 30% din numărul total de consumatori.

Proiectul contribuie la realizarea acestui obiectiv național, implementarea acestuia ducând la o creștere a numărului de contoare inteligente instalate de aproximativ 10.000.

#### *Justificarea proiectului la nivelul beneficiarului*

Beneficiarul (Distribuție Energie Oltenia - DEO) furnizează energie electrică către 1.421.297 clienți din 7 județe din regiunea Oltenia, cu o suprafață de acoperire de aproximativ 42.134 km pătrați. Misiunea principală a companiei este de a furniza servicii de distribuție a energiei electrice către toți clienții, la parametri de calitate stabiliți de ANRE și în conformitate cu standardele internaționale care operează pe piața energiei electrice. Activitățile serviciului de distribuție includ funcționarea, întreținerea și dezvoltarea echipamentelor electrice, pentru a distribui energia electrică de la producători către consumatori, în condiții de funcționare sigură a instalațiilor electrice, asigurând parametri de calitate și reducând costurile de întreținere și reparații.

Investiția propusă (respectiv SIM) face parte dintr-un program complex al DEO denumit Transformare Inteligentă care are ca scop implementarea unei strategii de dezvoltare pe termen mediu (5 ani), inclusiv implementarea rețelelor inteligente de distribuție, pentru a spori eficiența gestionării resurselor, o mai bună ajustare la posibilele modificări ale reglementărilor interne, inclusiv liberalizarea pieței.

În contextul strategiei de investiții descrise mai sus, dezvoltată în conformitate cu obiectivele de dezvoltare ale companiei, s-au identificat următoarele nevoi specifice zonei omogene:

- 1/Alinierea la reglementările naționale privind implementarea sistemelor inteligente de măsurare
- 2/Creșterea capacității de procesare a datelor
- 3/Asigurarea condițiilor optime de funcționare a sistemelor inteligente de măsurare
- 4/Asigurarea condițiilor de funcționare cu impact minim asupra mediului, în conformitate cu principiile dezvoltării durabile
- 5/Asigurarea unui mediu de lucru sigur angajaților companiei.

Proiectul a abordat aceste nevoi prin propunerea unei investiții care vizează implementarea unui sistem de măsurare inteligentă și modernizarea/recondiționarea infrastructurii energetice din zona omogenă, pentru a asigura funcționarea optimă a sistemului de măsurare.

#### **Progresul implementării proiectului:**

Proiectul a început la 01.01.2018 și a fost prelungit până la 30.04.2021, din cauza restricțiilor impuse în timpul stării de alertă COVID-19 care a generat dificultăți în derularea contractelor comerciale.

## **2. Motivul selecției proiectului pentru studiul de caz (criterii, importanța cazului selectat)**

Criteriul general pentru selecția studiilor de caz a fost să acopere toate obiectivele specifice legate de energie ale POIM și acesta este singurul proiect contractat în cadrul Obiectivului Specific 6.2., nu au fost aplicate alte criterii de selecție.

## **3. Metodologia studiului de caz**

- Studiul de caz a fost elaborat pe baza revizuirii documentelor de proiect relevante (de ex. contractul de finanțare, raportul inițial de progres și proiectul ACB), detaliile proiectului din bazele de date POIM (SMIS, raportare internă AM POIM) și pe datele primare colectate de la interviul individual cu managerul de proiect, precum și din interviurile cu personalul AM POIM.

## **4. Buget**

Total buget proiect: 37.725.264,21 lei

Costuri eligibile totale: 28.190.632,41 lei

Contribuția totală a beneficiarului: 5.400.632,41 lei

Costuri non-eligibile totale: 9.534.631,80 lei

## **5. Eficacitatea intervenției**

Proiectul este complex, pe lângă contorizarea inteligentă, beneficiarul modernizează rețeaua de distribuție a energiei electrice pentru a primi semnalele de la contoare care comunică numai prin intermediul rețelei de distribuție. Pe lângă cei 10.000 de metri instalați, este implementat și un software pentru datele furnizate de cei 10.000 de metri. Zona țintă este relativ omogenă: orașul Craiova și unele zone adiacente mai mici. Există peste 10.000 de contoare inteligente care sunt instalate în prezent, nu există probleme de implementare. Există doar două contracte eligibile în curs de desfășurare pentru aplicațiile MDM (Managementul Datelor de Măsurare) și CDM (Colectarea Datelor de Măsurare) care au cea mai mare valoare din proiect.

Cele 10.000 de contoare inteligente deja instalate și care trimit date și întregul sistem de prelucrare a datelor achiziționat și scalabil pot fi utilizate în introducere. Funcționalitatea este cea care contează: colectarea, prelucrarea și validarea datelor. Așadar, am achiziționat sistemul care gestionează toate datele, inclusiv echipamentul. Această inițiativă se referă la ceilalți beneficiari, toate programele sunt interconectate. Beneficiarul a implementat, de asemenea, sistemul GIS, un sistem de măsuri inteligente care colectează anumite date și procese, inclusiv, printre altele, sistemele de gestionare a forței de muncă (respectiv pentru automatizarea fluxurilor de lucru ale electricienilor). Proiectul este integrat într-o Arhitectură Orientată pe Sistem, în care lucrurile rulează în paralel și comunicarea tuturor sistemelor este mai eficace și mai eficientă.

### *Dificultăți cu care se confruntă implementarea*

A existat un decalaj de timp deosebit de important între momentul în care a fost lansat apelul de AM și momentul în care aceștia primesc asistența tehnică necesară pentru evaluarea proiectelor. Ceea ce a generat majoritatea întârzierilor. Beneficiarul a depus proiectele și apoi a așteptat ca AM să atribuiască contractul de asistență tehnică pentru consultanții necesari evaluării proiectelor. Cu toate acestea,

trimiterea unei cereri necesită efectuarea unui studiu de fezabilitate, luarea în considerare a cotelor de piață, a funcționalităților disponibile, planificarea cheltuielilor suplimentare neeligibile care ar trebui acoperite de beneficiar. Dacă durează mai mult de un an până la semnarea și începerea contractului, tot ceea ce a fost planificat devine depășit și, în principiu, întregul proces de planificare și pregătire trebuie început din nou.

În ceea ce privește rambursarea, beneficiarul a depus șase cereri de rambursare. Fiecare aplicație a fost urmată de o verificare aleatorie a echipamentelor, rețelelor electrice și contoarelor care au fost instalate. Cea mai mare problemă din timpul pandemiei a fost accesul la gospodăria pentru instalarea contoarelor. În martie-aprilie 2020, accesul beneficiarului nu a fost acordat. Mai târziu, oamenii au înțeles că dacă toată lumea poartă echipament de protecție și lucrurile pot continua.

## **6. Eficiență**

Acesta este un proiect de investiții pe termen lung pentru care se planifică introducerea până în 2028, cu aproximativ jumătate din clienții din sistem. Beneficiarul se așteaptă ca sistemul implementat să dureze încă vreo cinci ani fără probleme, deoarece sistemul a trecut constant la ultima versiune, ca și pentru Windows. Există unele îngrijorări cu privire la tehnologia la sol a contoarelor inteligente, deoarece tehnologia comunicațiilor urmează anumite tendințe și ia în considerare indicatorii pieței. De exemplu, comunicarea celulară este cea mai bună, dar și cea mai scumpă în prezent. Dacă prețul scade, tehnologia respectivă va fi de preferat în viitor. În prezent, se folosește o altă tehnologie, cea care utilizează cabluri electrice, care este accesibilă din punct de vedere financiar. Cu toate acestea, celelalte sisteme achiziționate prin acest proiect sunt mai avansate și de viitor.

În ceea ce privește furnizorii, în ofertele lansate de beneficiar cu bugetele disponibile în proiect, nu au existat probleme. Potrivit beneficiarului, a existat o concurență dură, pentru toate ofertele au existat destui concurenți și, chiar dacă erau puțini, erau serioși și puternici.

## **7. Durabilitate**

Durabilitatea proiectului și a rezultatelor obținute în urma implementării sistemului inteligent de măsurare vor fi asigurate din mai multe perspective:

- Sustenabilitatea financiară

În perioada de investiții, sustenabilitatea financiară a proiectului va fi asigurată, conform bugetului proiectului, din următoarele surse: asistență financiară nerambursabilă în valoare de 22.830.000,00 lei și contribuție proprie (contribuție la cheltuieli eligibile + contribuție la cheltuieli neeligibile) a Distribuție Energie Oltenia în valoare de 14.942.691,68 lei.

După cum rezultă din analiza financiară a proiectului, proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar, fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) fiind pozitiv pentru fiecare an al întregii perioade de referință luate în considerare, ceea ce demonstrează capacitatea solicitantului de a asigura lichiditatea necesară pentru o finanțare adecvată a proiectului.

- Acțiuni necesare pentru a asigura continuitatea proiectului - durabilitatea proiectului va fi asigurată prin UIP care va urma, timp de 5 ani de la finalizarea implementării proiectului, realizarea indicatorilor propuși de Cererea de Finanțare și de structura personalului Solicitantului care se caracterizează prin

profesionalism și experiență în acest sector. Prin proiect se asigură infrastructura necesară pentru dezvoltarea serviciilor oferite de Solicitant clienților săi; sistemul implementat de proiect trebuie dezvoltat prin investiții ulterioare ale Solicitantului prin adăugarea unei aplicații Analytics, care îi va permite să dezvolte o strategie coerentă care să poată determina schimbarea comportamentului de consum al clienților, la nivelul locuințelor individuale.

#### Durabilitatea tehnică

Durabilitatea tehnică a investiției este garantată de achiziționarea de echipamente moderne, cu un nivel ridicat de fiabilitate care nu necesită costuri de întreținere. Aceste elemente creează premisele pentru eficiența costurilor operaționale ale companiei și creează premisele necesare pentru a alinia activitatea companiei la cerințele naționale și internaționale.

Proiectul propus produce efecte după implementarea sa prin creșterea numărului de utilizatori conectați la rețele inteligente de energie.

### **8. Concluzii**

- În timp ce indicatorii de rezultate selectați ar putea fi suboptimi pentru a capta câștigurile de eficiență energetică din contorizarea inteligentă în distribuția de energie electrică, creșterea estimată a consumului de energie electrică face de fapt mai urgentă modernizarea distribuției de energie electrică și introducerea contorizării inteligente, care susține optimizarea operațiunilor de rețea și producția de date detaliate (în timp real) despre consum și producție de prosumatori).
- Legea energiei nr. 123 a fost ulterior modificată și termenul limită de introducere a fost amânat până în 2028 (deși beneficiarii se așteaptă ca până în 2028 introducerea să poată fi de până la 50%, deoarece legea permite o perioadă semnificativă pentru ca ANRE să decidă chiar și după acea dată). În consecință, există riscul ca toate proiectele de contorizare inteligentă, ca acesta, implementate în ultimii ani (de la POIM și mai multe proiecte pilot promovate de ANRE) să nu fie compatibile cu echipamentele care ar fi instalate până la introducerea completă în 2028 sau chiar dincolo, pe măsură ce tehnologia se schimbă.
- Indicatorul de rezultat (care arată consumul de energie electrică pe gospodărie, cu linia de bază 2014 și obiectivul pentru 2023) este puțin probabil să fie atins, mai ales pentru că există și alți factori, în afară de eficiența energetică, care influențează consumul. Acestea includ înlocuirea electricității cu alte surse de energie (de ex. schimbarea sursei de încălzire, electromobilitate) și utilizarea sporită a aparatelor de uz casnic.
- Acesta este un proiect demonstrativ care sprijină compania de distribuție să câștige experiență în instalarea și funcționarea contorizării inteligente, care pot fi apoi extinse.
- Beneficiarul planuiește să asigure integrarea fără probleme a acestui proiect demonstrativ aflat în prezent în introducere completă, ceea ce necesită ca echipamentele instalate acum (cu finanțare POIM) să fie compatibile cu echipamentele folosite pentru întregul sistem. Durabilitatea va scădea dacă introducerea completă a contorizării inteligente este întârziată mai mult, deoarece schimbările tehnologice ar putea limita compatibilitatea cu soluțiile tehnice care ar putea deveni principale prin introducerea completă până în 2028.



## **OS 6.4. Creșterea eficienței energetice operaționale la S.C. AMBRO S.A. Suceava prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență - 115900**

### **1. Scurtă descriere a proiectului**

*Obiectivul general* este creșterea eficienței energetice la nivelul AMBRO SA prin reducerea consumului de energie (implicit reducerea consumului de resurse de energie primară) și reducerea emisiilor de carbon prin achiziționarea, instalarea și utilizarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență.

*Obiectivele specifice* ale proiectului sunt următoarele:

1. Achiziționarea unei unități de cogenerare de înaltă eficiență cu turbină cu gaz și cazan de recuperare a aburului fără ardere suplimentară, în limita de 19,99 MWt de intrare combustibil și în conformitate cu restricțiile impuse de ghidul solicitantului. Realizarea acestui indicator, respectiv sprijinul unei companii pentru o investiție productivă, contribuie la indicatorul CO01 (indicator de nivel al programului).
2. Instalarea și punerea în funcțiune a unei capacități de cogenerare de înaltă eficiență de 17.139 MW, din care 6.407 MW pentru producția de energie electrică și 10.732 MW pentru producția de energie termică. Acest obiectiv specific contribuie la indicatorul 2S58 (indicator de nivel al programului).
3. Pentru a îmbunătăți eficiența energetică globală a AMBRO SA prin obținerea unor economii anuale de energie primară de 30.765 MWh (respectiv o economie de 2.645 mii tep), un obiectiv specific care contribuie la 2S57 (indicator de nivel al programului).
4. Reducerea impactului negativ asupra mediului (ca efect al producției de energie în cogenerare) prin reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> cu 6.305.303 tone/an ca efect al producției de energie de cogenerare, luând în considerare energia primară. Acest obiectiv specific contribuie la indicatorul 2S118 (indicator de nivel al programului).
5. Pentru a reduce impactul negativ asupra mediului prin reducerea gaze naturalelor cu efect de seră, respectiv scăderea anuală estimată a gaze naturalelor cu efect de seră cu 12.683 tone CO<sub>2</sub>. Acest obiectiv specific contribuie la indicatorul CO34 (indicator de nivel al programului).

*Rezultate așteptate:*

1. Achiziționarea unei unități de cogenerare de înaltă eficiență cu turbină cu gaz și cazan de recuperare a aburului fără combustie suplimentară, în limita de 19,99 MWt de combustibil și cu respectarea restricțiilor impuse de ghidul solicitantului. Un alt rezultat obținut ca urmare a realizării OS 1 constă în construirea celor 2 clădiri (conform celor prezentate în studiul de fezabilitate) care nu s-ar fi realizat fără a ajunge la OS 1.
2. Creșterea puterii instalate în AMBRO SA și instalarea și punerea în funcțiune a unei capacități de cogenerare de înaltă eficiență de 17.139 MW, din care 6.407 MW pentru producția de energie electrică și 10.732 MW pentru producția de energie termică.

3. Obținerea unei îmbunătățiri a eficienței energetice generale a AMBRO SA prin obținerea unei economii anuale de energie primară de 30.765 MWh.
4. Reducerea cantității de emisii de CO2 cu 6.305.303 tone/an ca efect al producției de energie de cogenerare, luând în considerare economia de energie primară.
5. Reducerea impactului negativ asupra mediului prin reducerea gaze naturalelor cu efect de seră, respectiv scăderea anuală estimată a gaze naturalelor cu efect de seră cu 12.683 tone CO2.

#### *Activități:*

- Achiziționarea unității de cogenerare (turbină cu gaz plus mașini și echipamente conexe)
- Realizarea de construcții și instalații (cele 2 clădiri în care vor fi montate turbina cu gaz și echipamentele aferente)
- Instalarea echipamentelor tehnologice.
- Aranjamente pentru protecția mediului și restaurarea la starea inițială
- Realizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție
- Asistență tehnică de la proiectant
- Managementul site-ului
- Lucrări de construcții și instalații legate de organizarea șantierului
- Instruirea personalului de operare
- Teste și încercări tehnologice.

#### *Justificarea proiectului*

În conformitate cu „Planul Național de Acțiune 2016-2020 privind schimbările climatice”, România își propune să reducă cantitatea de emisii de CO2 cu 20% și să sprijine investițiile care vizează instalarea de noi eficiențe ridicate ale capacităților de cogenerare pentru consumatorii industriali. Implementarea acestui proiect contribuie la realizarea acestui obiectiv prin reducerea cantității de emisii de CO2 cu 6.305.303 tone/an ca efect al producției de energie de cogenerare, având în vedere economia de energie primară.

Conform „Strategiei energetice a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050”, „eficiența energetică este una dintre cele mai puțin costisitoare reduceri ale emisiilor de gaze naturale cu efect de seră, reducerea sărăciei energetice și creșterea securității energetice. Obiectivul de eficiență energetică al UE pentru 2020 este reducerea consumului de energie primară cu 20% comparativ cu nivelul de referință stabilit în 2007 (MDRAP 2015). Pentru România, obiectivul este de 19%, corespunzând unei cereri de energie primară de 500 TWh în 2020. Până în 2030, UE urmărește o reducere cumulativă de cel puțin 27% a consumului de energie.”

Implementarea acestui proiect contribuie la realizarea acestui obiectiv stabilit în cadrul strategiei energetice naționale menționate atât prin obținerea unei economii anuale de energie primară de 30.765 MWh, cât și prin reducerea impactului negativ ca urmare a reducerii emisiilor de gaze naturale cu efect de seră, respectiv prin scăderea anuală estimată a gaze naturalelor cu efect de seră 12.683 tone de CO2/an.

Implementarea acestui proiect face parte, de asemenea, din „Planul Național de Acțiune în domeniul eficienței energetice” care prevede că „Sectorul industrial este complex, cuprinzând industrii mari consumatoare de energie cu intensitate energetică ridicată (siderurgie, materiale de construcții, chimie), industrii mici consumatoare de energie, dar cu intensități energetice mari (industria alimentară și a băuturilor, industria tutunului, industria prelucrării lemnului, fabricarea hârtiei și a produselor din hârtie etc.).”

În ceea ce privește guvernanta energetică a României, în conformitate cu „Strategia Energetică a României 2016-2030, în vederea anului 2050”, este necesară modernizarea sistemului de guvernanta energetică. Creșterea calității sistemului de guvernanta energetică din România constituie baza pentru realizarea tuturor celorlalte obiective strategice”. Acest obiectiv poate fi atins prin îmbunătățirea eficienței corporative a guvernantei companiilor prin eficientizarea, profesionalizarea și modernizarea tehnologică a acestor companii pentru a fi competitive la nivel regional și european.

Implementarea acestui proiect care vizează creșterea eficienței energetice operaționale la AMBRO SA prin implementarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență contribuie la eficiența, profesionalizarea și modernizarea tehnologică a AMBRO SA, contribuind în acest mod la creșterea calității sistemului de guvernanta energetică din România.

Ca urmare a analizei situației existente și a identificării deficiențelor (capitolul 2.3 al Studiului de Fezabilitate), se pare că AMBRO SA se confruntă în prezent cu deficiențe de natură energetică (respectiv modul de furnizare a energiei electrice și termice) și de natură economică (respectiv costul energiei în produsul final). Aceste deficiențe au fost identificate în contextul creșterii producției de hârtie, o creștere care implică necesitatea aprovizionării cu energie eficientă din punct de vedere energetic, optim din punct de vedere economic, sigur și continuu.

Prin implementarea acestui proiect menit să monteze o instalație de cogenerare de înaltă eficiență recent instalată (cogenerare cu turbină cu gaz și cazan de recuperare a aburului fără combustie suplimentară în limita de 19,99 MWt de intrare combustibil și mai mică de 8MWe de ieșire), AMBRO SA intenționează să producă în sistemul de cogenerare atât aburul tehnologic necesar desfășurării activităților de producție, cât și o parte a energiei electrice, restul energiei electrice necesare va fi furnizat de la SEN.

Dimensionarea instalației de cogenerare consideră, pe de o parte, cerințele care vor fi stipulate în caietul de sarcini conform cerințelor ghidului solicitantului (pentru axa prioritară 6, obiectivul specific 6.4) și, pe de altă parte, de evoluția prognozată a cererii prezentate în studiul de fezabilitate.

Prin realizarea acestei investiții, scopul este de a asigura continuitatea și siguranța aprovizionării cu energie (electrică și termică) a AMBRO SA din punct de vedere al eficienței tehnice și economice. Ca urmare a implementării proiectului, reducerea consumului de energie din Sistemul Energiei Național (SEN) prin utilizarea energiei electrice și a căldurii în procese de producție 100% obținute prin cogenerare de înaltă eficiență.

Practic, implementarea acestui proiect de investiții va duce la o creștere a eficienței necesare producției de energie electrică și termică, va îmbunătăți procesele tehnologice de producție în cadrul AMBRO SA și va contribui la reducerea emisiilor poluante pentru mediu.

### **Progresul implementării proiectului:**

Proiectul se află într-un stadiu avansat de implementare (rata de plată de 80% la sfârșitul lunii ianuarie 2021) și este planificat să fie finalizat (pe baza extinderii proiectului aprobat de AM POIM) la 30 iunie 2021. Din cauza condițiilor create de pandemie, beneficiarul a avut dificultăți în a atrage experți străini pentru dezafectare și punere în funcțiune. Din acest motiv, beneficiarul a solicitat o prelungire a termenului de finalizare, care a fost aprobat pentru 30 iunie 2021. În prezent, lucrările sunt finalizate și dezafectarea efectuată; după 15 martie, beneficiarul a planificat să înceapă testele de punere în funcțiune și estimările pentru a finaliza implementarea proiectului la sfârșitul lunii mai.

### **2. Motivul selecției proiectului pentru studiul de caz (criterii, importanța cazului selectat)**

În cadrul Obiectivului Specific 6.4. din POIM AP 6 există două proiecte contractate. A fost selectat proiectul mai mare, într-un stadiu mai avansat de implementare.

### **3. Metodologia studiului de caz**

Studiul de caz a fost elaborat pe baza revizuirii documentelor de proiect relevante (de ex. contractul de finanțare, raportul inițial de progres și proiectul ACB), detaliile proiectului din bazele de date POIM (SMIS, raportare internă AM POIM) și pe datele primare colectate de la interviul individual cu managerul de proiect, precum și din interviurile cu personalul AM POIM.

### **4. Buget**

Total buget proiect: 51.496.635,72 lei

Buget eligibil total: 37.416.177,85 lei

Contribuția totală a beneficiarului: 14.966.471,14 lei

Costuri non-eligibile totale: 14.080.457,87 lei

### **5. Eficacitatea intervenției**

Beneficiarului i-a fost foarte greu să găsească un furnizor bun. Proiectul nu a fost la cheie în sensul că același furnizor, același constructor, montator trebuia să facă toată munca. Potențialii furnizori de la care beneficiarul a avut cotații atunci când au realizat Studiul de Fezabilitate nu s-au angajat să facă și lucrări de construcție. Prin urmare, proiectul a fost dezvoltat cu furnizarea separată de echipamente, lucrări de instalare, lucrări de construcție și montarea racordării externe. În cele din urmă, furnizorului de echipamente atribuit i s-a atribuit contractul pentru componenta de construcție în parteneriat cu alte companii, plus și componenta de instalare. Prin urmare, furnizorul a oferit alte componente în parteneriat cu alte companii.

În ceea ce privește procesul de pregătire a propunerii de proiect, beneficiarul a considerat tot procesul ca fiind greoi. Pentru partea inițială – cererea de finanțare și Studiul de Fezabilitate – beneficiarul a lucrat cu consultanți. Studiul de fezabilitate, cu o companie tehnică și cererea de finanțare și studiul au fost depuse la o consultanță specializată în Fonduri Europene. Beneficiarul a realizat partea de implementare, inclusiv managementul proiectului și pregătirea termenilor de referință pentru licitație. Acest lucru a fost o provocare pentru beneficiar din cauza supraîncărcării cu cerințe birocratice, chiar dacă Ordinul 1594 simplifică și permite mai multă libertate companiilor private/beneficiarilor privați.

De asemenea, vine cu anumite restricții, iar beneficiarul trebuie să acorde o atenție deosebită detaliilor pentru a evita sancțiunile. DRI Bacău a efectuat vizite periodice la fața locului. Beneficiarul a avut, de asemenea, vizite de la Curtea de Conturi, pe probleme financiare și de la DRI pe probleme tehnice. În general, nu au existat observații, plățile au fost plătite foarte rapid în comparație cu alte experiențe pe care le-a avut beneficiarul cu implementarea proiectelor finanțate de UE (SOPIEC<sup>15</sup>), care au fost mult mai dificile.

### **Dificultăți cu care se confruntă implementarea**

În camera termică a existat o limitare la 20 megawați, ceea ce înseamnă că beneficiarul a fost limitat la 6,5 kW pe partea electrică, conform Ghidului Solicitantului. Este aceeași limită aplicabilă emisiilor de CO<sub>2</sub>. Pentru beneficiar ar fi fost mai relevant și mai util dacă ar putea genera mai mult. De mulți ani, beneficiarul se gândea să construiască o fabrică de cogenerare – atunci au reușit să obțină finanțare.

O altă dificultate a fost aceea că au planificat trei ani pentru implementarea proiectului, dar timpul s-a pierdut din cauza pandemiei. Odată cu actul adițional la contract, perioada de timp a proiectului a ajuns la trei ani, ceea ce a fost inițial prevăzut, ceea ce a permis implementarea optimă a majorității activităților. Cel mai dificil a fost efectuarea testelor și punerea în funcțiune a instalației. La acea vreme erau restricții; trebuiau să vină experți din Elveția, Turcia și Italia – era greu să-i aduci peste tot. În cele din urmă, la începutul anului, beneficiarul a reușit să depășească această problemă și să efectueze verificările înainte de punerea în funcțiune.

## **6. Eficiență**

Beneficiarul a reușit să implementeze proiectul în limita sumei bugetate. Cu toate acestea, raportul dintre cheltuielile eligibile și neeligibile s-a modificat ușor. În procedura de atribuire, beneficiarul a reușit să obțină un preț mai mic decât a fost menționat în Studiul de fezabilitate, a alocat din nou o anumită sumă de fonduri de la instalare la construcții pe baza notificărilor, dar, în general, există economii pentru cele două componente. Pot exista mici diferențe în ceea ce privește construcțiile între estimările SF și planul final, acestea depășind bugetul pe de o parte, iar pe de altă parte au economii și mai mari. Beneficiarul a depășit cheltuielile neeligibile – în general, au planificat în acest proiect să înlocuiască substația de racordare, stația de aprovizionare din care compania este furnizată de distribuitorul zonal – EOn și respectiv DelGaz – și de acolo au toate sucursalele de 6kW în fabrică și generatorul este, de asemenea, racordat acolo. Estimarea a fost mai mică decât costul final, dar au fost necesare unele extra, în plus față de ceea ce a fost planificat inițial. Impozitele au fost ceva suplimentar – nu au fost prevăzute în etapa inițială: aprobările ANRE, un nou acord de conectare la distribuitorul de gaze naturale și toate acestea au durat ceva timp și au venit cu costuri suplimentare. Dar toate acestea au fost cheltuieli neeligibile de la început. În general, având în vedere aceste cheltuieli neeligibile destul de mari, beneficiarul estimează că vor depăși bugetul total cu 2-3%, dar vor rămâne sub bugetul cheltuielilor eligibile.

---

<sup>15</sup> Programul operațional sectorial „Creșterea competitivității economice”

## 7. Durabilitate

Conform analizei financiare (prezentate în Studiul de Fezabilitate), se pare că atât în timpul implementării proiectului (36 de luni), cât și în perioada post-implementare corespunzătoare perioadei de referință (17 ani), fluxul de numerar net cumulat este pozitiv pentru în fiecare an de analiză. Acest lucru demonstrează sustenabilitatea proiectului atât în perioada de implementare, cât și în post-implementare. Prin urmare, după încheierea sprijinului financiar, proiectul se va susține din punct de vedere financiar, fără lacune sau blocaje.

Capacitatea de a opera și de a menține această investiție după implementarea acesteia va fi asigurată atât cu ajutorul fluxurilor de numerar nete, fluxurilor de numerar pozitive generate de activitățile de producție ale companiei (fluxuri de numerar care vor ajuta la acoperirea tuturor costurilor implicate în operarea și întreținerea acestei investiții), precum și cu ajutorul angajaților AMBRO SA care își vor deservi investiția după finalizarea implementării sale.

Activitățile care vor fi desfășurate/continuate după finalizarea proiectului constau în asigurarea bunei funcționări a întregului echipament de cogenerare de înaltă eficiență care face obiectul acestui proiect, în întreținerea și revizuirea periodică a tuturor mașinilor și echipamentelor care vor să fie cumpărate prin proiect. Aceste activități vor fi realizate de specialiștii AMBRO SA care vor opera investiția.

În ceea ce privește posibilitatea de a obține fonduri suplimentare după finalizarea proiectului, beneficiarul depune eforturi pentru a accesa astfel de fonduri (dacă vor apărea oportunități), dar pentru alte investiții/tipuri de investiții care nu sunt legate de investiția care face obiectul acestui proiect (respectând principiul care afirmă că nu poate fi obținută dubla finanțare pentru același proiect).

După finalizarea implementării proiectului, utilajele și echipamentele care determină eficiența ridicată a instalației de cogenerare vor fi utilizate de specialiștii AMBRO SA în locația în care acest proiect va fi implementat eficient.

## 8. Concluzii

- În timp ce beneficiarul este optimist cu privire la eficiența investiției, unitatea de cogenerare nu este încă în funcțiune pentru a măsura economiile reale. Intervenția ar putea fi sub-optimală: având în vedere restricțiile pentru eligibilitatea proiectului (capacitate maximă - 20 MWt, 6,5 MWe), beneficiarul a instalat o capacitate mai mică decât ar fi fost optimă pentru procesul său industrial.
- Cogenerarea industrială susținută de OS 6.4 ar fi putut fi implementată probabil fără sprijinul ESCO, resurse proprii, împrumuturi comerciale, dar recuperarea investițiilor ar fi fost mult mai lungă.
- Politica României a fost de a sprijini cogenerarea de înaltă eficiență, dar sprijinul actual acoperă doar cogenerarea pentru RT; o nouă schemă poate fi introdusă pentru a sprijini cogenerarea industrială cu condiția de a livra o anumită parte din energie electrică pe piață (nu numai pentru autoconsum). Deoarece beneficiul economiilor de energie este realizat în orice proces de cogenerare, indiferent dacă energia este consumată „în casă” sau vândută pe piață, finanțarea UE ar putea continua să sprijine cogenerarea de înaltă eficiență care nu este acoperită de alte scheme, pentru a evita denaturările pieței cât mai mult posibil.

Trebuie remarcat faptul că reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> este estimată pe baza caracteristicilor echipamentului, care nu sunt măsurate efectiv, ceea ce înseamnă că indicatorul va fi raportat automat ca atins odată cu instalarea capacității.

## **OS 7.1. – Reabilitare termoficare în municipiul Oradea pentru anii 2009-2028, faza II - 108460**

### I. Scurtă descriere a proiectului

Obiectivul general al proiectului este creșterea eficienței energetice prin dezvoltarea sistemului centralizat RT (rețele de transport și distribuție) în Oradea, inclusiv reducerea pierderilor de rețea. Scopul este de a contribui la creșterea competitivității și eficienței întregului sistem centralizat de RT. Proiectul face parte dintr-o strategie consecventă de modernizare a sistemului RT și pe care Oradea a implementat-o în mod consecvent în ultimii ani. În cadrul proiectului, vor fi făcute investiții pentru reabilitarea a 20 km de rețele de transport primare (40 km de conductă), care reprezintă aproximativ o treime din rețeaua totală de transport. Intervențiile vor spori eficiența energetică a sistemului și calitatea serviciului public prin reducerea pierderilor din transportul de căldură, emisiile de CO<sub>2</sub> și detectarea rapidă a scurgerilor pentru intervenții rapide. Pierderile ar fi reduse cu 370 TJ (reducere de 26,7% față de 2015, de la 1387 TJ în 2015 la 1017 TJ până la sfârșitul proiectului); contribuția la reducerea pierderilor de căldură naționale în rețelele RT este de 2,42%. Beneficiile suplimentare includ reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> (cu 22.558 t/an); NO<sub>x</sub> (cu 17,09 t/an); OS<sub>2</sub> (cu 3,98 t/an) și praf (0,56 t/an); reducerea energiei primare (gaz) ar fi de 12.766.000 m<sup>3</sup> (sau 10.277 tep).

Oradea este un sistem RT de dimensiuni medii, cu aproximativ 67.000 de utilizatori finali conectați (gospodării și clădiri publice; aproximativ 70% din încălzirea orașului este asigurată de RT). Municipality a beneficiat de fonduri UE în ciclul anterior 2007-2013, care s-a axat pe respectarea mediului de producție de căldură (turbină cu gaz nouă și cazan de recuperare a căldurii) și aproximativ 17,5 km de rețea de transport prioritară. Orașul are o capacitate puternică de planificare strategică și un ghid consistent pentru îmbunătățiri ale sistemului RT și eficiență energetică. Trebuie remarcat faptul că Oradea este considerată o poveste de succes în sectorul RT din România: din 2013, municipality s-a întors de la faliment; a modernizat CHP pe bază de gaz și cărbune; a introdus energia geotermală în rețeaua RT (furnizată de o companie privată, Transgex, în timp ce municipality implementează în prezent un alt proiect geotermal în cadrul POIM); a eliminat subvențiile tarifare în perioada 2015-2020 prin îmbunătățiri treptate ale calității serviciilor fără a crește tarifele pentru utilizatorii finali; și este singurul sistem RT care reușește să atragă noi consumatori (inclusiv prin reglementări locale, dar și consumatorii sunt mulțumiți de calitatea serviciului). Abordarea strategică consecventă pe termen lung este vizibilă și în capacitatea municipală de a atrage toate sursele de finanțare disponibile pentru proiectele sale (bugetul UE, elvețian, norvegian, dar și național). Municipality a aprobat o strategie pentru 2009-2028, pregătită în POS Mediu 2007-2013, care este încă urmată și constă din 3 etape – prima a fost finanțată în cadrul POS Mediu, a doua de la POIM și a treia este de 20 km de rețea și 43 de stații pentru care a fost semnat un nou contract pe POIM. Strategia generală include investiții estimate la 192 de milioane EUR, include o nouă turbină cu gaz, două centrale noi de apă caldă, reabilitarea rețelei T&D și explorarea noilor resurse geotermale. O treime din bani ar trebui să fie direcționați către instalația de producție și două treimi către modernizarea conductelor T&D. În 2013-



2018, Oradea a investit 104 milioane EUR în sistemul RT (88 milioane în fonduri UE, 6 milioane buget național, 6 milioane buget local și 4 milioane alte subvenții internaționale).



Sursa: Primăria Oradea. POIM a susținut intervențiile în roșu.

## II. Motivul selectării cazului

Proiectul este singura intervenție finalizată în conformitate cu OS 7.1. Orașul Oradea a semnat recent un alt contract de finanțare pentru modernizarea sistemului RT și are și un proiect pe OS 6.1 privind energia geotermală ca sursă de căldură regenerabilă pentru RT.

## III. Metodologia studiului de caz

Datele și informațiile colectate pentru acest studiu de caz constau din:

- Date despre proiect (cererea de finanțare a primăriei Oradea, ACB, ultimul raport de progres)
- Detalii despre proiect din bazele de date POIM (SMIS, raportare AM internă)
- Date colectate de la primărie asupra proiectului - hărți ale intervențiilor prioritare în rețea și lista secțiunilor de rețea
- Cercetări interne anterioare ale Băncii Mondiale privind rețeaua de termoficare în România



#### IV. Buget

Costul total eligibil al proiectului este estimat la 22,2 milioane EUR (din care 18,8 milioane EUR finanțate din fonduri UE; 2,9 milioane EUR contribuție națională și 4,6 milioane EUR contribuție din bugetul municipalității). Conform OS 7.1, finanțarea este de 85% fonduri UE, 13% buget național și 2% buget local.

#### V. Eficacitatea intervenției

Proiectul a fost finalizat și municipalitatea raportează că a atins reducerea țintă a pierderilor din rețeaua RT. Achizițiile au inclus 3 contracte separate (proiectare-construcție pentru lucrări, supraveghere și audit). În ceea ce privește municipiul, proiectul a fost gata până în 2015, dar întârzie la aprobarea liniilor directe pentru solicitanți (care a fost lansat abia în 2017, în urma discuțiilor privind aprobările de ajutor de stat necesare pentru întreaga Axă 7) și restructurarea RT operatorul a cerut municipalității să înceapă lucrările cu finanțare proprie și să solicite rambursări după semnarea contractului în 2018. În timp ce achizițiile și aprobările au mers relativ ușor (datorită unităților administrative bine organizate din primărie și capacității de planificare strategică), compania se poate confrunta cu constrângeri legate de disponibilitatea materialelor, mai ales a țevilor, pentru contractul care are doar recent semnat pentru a treia fază de modernizare a rețelei. Operatorul RT a făcut, de asemenea, investiții simultan la nivel de consumator (rețea de distribuție și conexiuni la nivelul clădirilor multifamiliale), ceea ce a permis parțial dimensionarea corectă a rețelei; totuși, deconectarea dintre prioritățile de izolare termică a clădirilor (finanțate din POR) și furnizarea și modernizarea rețelei (finanțată de POIM) au permis municipiului să coordoneze doar parțial cele două măsuri (prin prioritizarea clădirilor de apartamente multifamiliale izolate termic racordate la RT).

#### VI. Eficiență

Proiectul nu este eficient din punct de vedere al ACB, inclusiv cu finanțare din partea UE, dat fiind faptul că municipiul încă mai avea tarife subvenționate în timpul implementării proiectului (deși municipiul intenționează să crească treptat prețul pentru utilizatorul final și să elimine complet subvenția, cu tarife care acoperă costurile de întreținere și operaționale). RT rămâne singura opțiune viabilă în ceea ce privește eficiența climatică și energetică pentru oraș, iar sistemul are perspective bune de a deveni durabil din punct de vedere economic dacă se menține capacitatea de planificare strategică și se continuă implementarea proiectelor prioritare din strategie.

#### VII. Durabilitate

Proiectul este durabil, deoarece planul de investiții RT este urmat în mod constant în Oradea, iar orașul reușește să conecteze noi consumatori. Viabilitatea sistemului RT va fi consolidată în continuare de utilizarea sporită a energiei regenerabile (geotermale), atât de la furnizori privați (Transgex), cât și fântâna geotermală în curs de finalizare de către municipiu cu privire la finanțarea POIM la OS 6.1.

## VIII. Concluzii

Proiectul a fost singura intervenție finalizată până acum în OS 7.1. și municipiul Oradea a obținut o altă finanțare pentru a accelera modernizarea rețelei RT. Acest lucru evidențiază capacitatea superioară de planificare și implementare a proiectului municipiului.

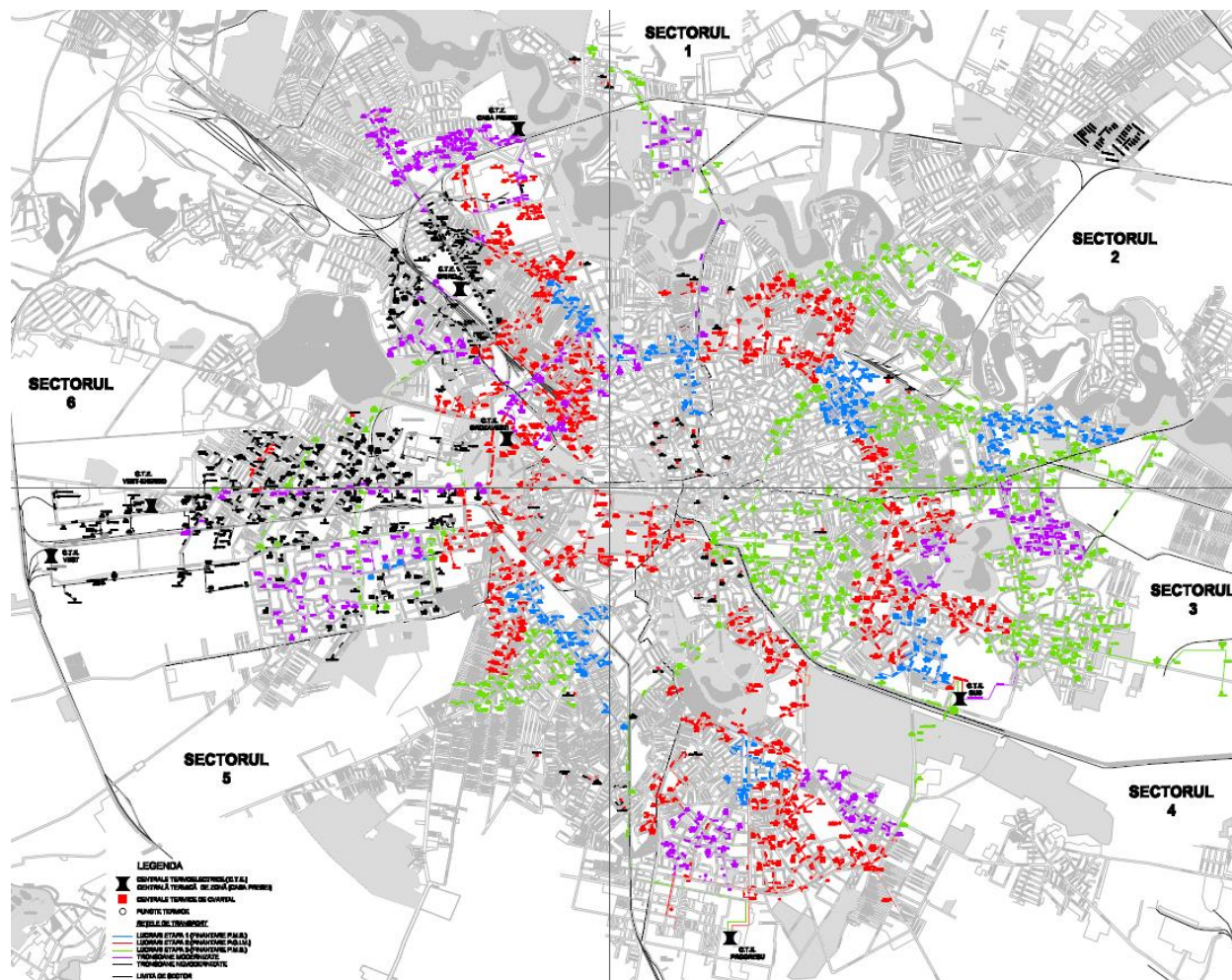
Întârzierile apărute între finalizarea pregătirii proiectului (2015) și semnarea finală a contractului de finanțare (2018) sugerează că este necesară creșterea capacității de interpretare a ajutoarelor de stat la Consiliul Concurenței pentru a evita întârzierile în finalizarea orientărilor pentru solicitanți. După cum este evidențiat de succesul relativ al absorbției fondurilor UE de către Oradea, investițiile majore în infrastructura RT necesită un angajament clar la nivel municipal pentru furnizarea continuă de energie termică dincolo de un ciclu electoral (o strategie acționabilă, pusă în aplicare constant și orientată către menținerea consumatorilor racordați la rețea, atât prin reglementare, cât și prin îmbunătățirea calității serviciilor).

### **OS 7.2. – Reabilitarea rețelei de termoficare în municipiul București – 138142**

#### I. Scurtă descriere a proiectului

Obiectivul general al proiectului este creșterea eficienței energetice prin reducerea pierderilor de căldură din rețelele de transport; reducerea impactului negativ al poluării RT pentru îmbunătățirea calității vieții populației din București până în 2028 și respectarea angajamentelor de mediu din Tratatul de Aderare la UE. Proiectul își propune să asigure un sistem de termoficare durabil, la prețuri accesibile, prin modernizarea a 212 km de rețea de transport prioritară (106x2), așa cum este ilustrat în roșu pe harta de mai jos. Rețeaua abordată în cadrul proiectului reprezintă secțiuni ale conductei în care modernizarea este critică, axată pe zone din jurul sursei de căldură (CHP mari) și secțiuni ale conductelor care trebuie modernizate pentru a asigura funcționarea inelului RT. Inelul permite ca orice parte a orașului să poată fi furnizată de la mai multe CHP.

Orașul București are cel mai mare sistem RT din țară, care deservește aproximativ 1,2 milioane de consumatori (560.000 de apartamente); majoritatea celor 4000 km de rețea (1000 km transmisie, 3000 km distribuție) sunt învechite și supradimensionate în comparație cu cererea rezidențială. Sursa de căldură este furnizată în principal (aproximativ 93%) de ELCEN, care are 4 CHP principale și se află sub Ministerul Energiei; rețeaua (transport și distribuție) aparține municipiului și este administrată de o companie locală, Termoenergieia. Intervenția sprijinită de POIM pentru modernizarea secțiunilor prioritare ale rețelei de transport ar reduce pierderile de căldură cu 7,1%, de la 29,8% în 2018 sau 1.479.129 Gcal, la 22,7% în 2023 sau 1.150.330 Gcal. Întrucât orașul București are cel mai mare sistem RT din țară, proiectul ar reprezenta aproximativ 58,8% din câștigul total de eficiență energetică dacă toate sistemele RT rămase ar fi modernizate pentru a atinge obiectivul de 15% pierderi. Obiectivele specifice constau în reducerea pierderilor din rețea (la 22,7%, 505.086 GCal/an); reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> (195.873 t/an); reducerea cererii de căldură de la sursă (446.015 GCal/an); reducerea NO<sub>x</sub> (179 t/an); reducerea consumului de gaz pentru sursa de căldură (969.670 MWh/an); reducerea pierderilor de apă (5.876.314 m<sup>3</sup>/an).



Sursa: Municipiul București. Intervenția POIM acoperă secțiunile rețelei de transport în roșu.

Cei 212 km (106x2) ar fi împărțiți în 25 de contracte. Lucrările constau în redimensionarea rețelei (înlocuirea conductelor existente cu diametru mai mic, conducte izolate pentru a reduce pierderile), inclusiv gestionarea rețelei. Conductele vor fi izolate și prevăzute cu senzori pentru a detecta scurgerile – acest lucru ar asigura, de asemenea, un răspuns mai rapid în caz de avarii. Costurile eligibile totale sunt de 278,3 milioane EUR fără TVA.

## II. Motivul selectării cazului

Proiectul acoperă 100% din OS 7.2.

## III. Metodologia studiului de caz

Datele și informațiile colectate pentru acest studiu de caz constau din:

- Date despre proiect (cererea de finanțare a primăriei București, ACB, ultimul raport de progres)
- Detalii despre proiect din bazele de date POIM (SMIS, raportare AM internă)

- Date colectate de la primărie asupra proiectului - hărți ale intervențiilor prioritare în rețea și lista secțiunilor de rețea
- Cercetarea internă anterioară a Băncii Mondiale pe rețeaua de termoficare din București

#### IV. Buget

Costul total eligibil al proiectului este estimat la 278,3 milioane EUR (din care 236,6 milioane EUR finanțate din fonduri UE; 36,2 milioane EUR contribuție națională și 5,6 milioane EUR contribuție din bugetul municipității). Conform OS 7.2, finanțarea este de 85% fonduri UE, 13% buget național și 2% buget local.

#### V. Eficacitatea intervenției

În prezent, contractul de finanțare a proiectului a fost semnat abia recent și construcțiile vor începe probabil în 2022 la cea mai timpurie dată (având în vedere că sezonul de construcții este limitat la lunile de primăvară-toamnă pentru a evita întreruperile majore ale alimentării cu căldură în timpul iernii). Proiectul a fost amânat din mai multe motive. Inițial, s-a estimat că proiectul acoperă modernizarea a 250x2 km de conducte. Studiul de fezabilitate, pregătit pentru proiectul inițial, a trebuit refăcut în 2017 deoarece Jaspers a considerat că opțiunile analizate erau insuficient de bine justificate și că totalul de 250 km de conductă dublă depășea cu mult capacitatea de implementare a municipiului (primăria reușește să modernizeze aproximativ 20km/an, în timp ce constrângerea majoră nu este atât finanțarea disponibilă, cât capacitatea de contractare și implementare a lucrărilor). Jaspers a sprijinit echipa de proiect a primăriei în timpul pregătirii celui de-al doilea studiu de fezabilitate și pentru pregătirea proiectului pentru depunerea la POIM. Pentru fundamentarea privind viabilitatea sprijinului din fondurile UE, Jaspers a întreprins, de asemenea, o evaluare instituțională a viabilității sistemului RT din București, care a evidențiat disfuncționalitățile majore ale sistemului, în special lipsa de coordonare între diferitele instituții responsabile de părți ale RT (sursa de căldură aparține Ministerului Energiei, în timp ce rețeaua aparține municipiului; tarifele acoperă doar o treime din costurile totale de căldură la consumatorul final; municipiul a suportat restanțe în subvenționarea RT, ceea ce a provocat un lanț de restanțe către ELCEN, furnizorii de gaze naturale Romgaz și Engie și autoritățile fiscale ANAF). Reorganizarea sistemului RT prin fuziunea ELCEN și a companiei RT RADET, discutată încă din 2013, nu a avut loc. Întârzierile suplimentare au rezultat din interpretările ajutoarelor de stat și din procesul de notificare către CE, care în cele din urmă a urmat două piste separate pentru subvenția operațională și finanțarea investiției. În prezent, municipiul așteaptă decizia finală privind ajutorul de stat din partea CE. Studiul de fezabilitate, evaluarea instituțională și ACB au necesitat ajustări, deoarece municipiul a făcut mai multe modificări semnificative în ceea ce privește compania RT (a înființat două companii, care au fost contestate în instanță și, în cele din urmă, a înființat o companie nouă în noiembrie 2019, Termoenergieia, care a preluat conducerea operațiunilor de la RADET, declarate falimentare). Fuziunea preconizată a ELCEN și Termoenergieia (prin preluarea ELCEN de către municipiu) poate necesita o nouă lumină verde de la CE în timpul implementării proiectului sprijinit de POIM. Având în vedere procesul îndelungat de configurare instituțională, costurile totale au trebuit modificate din cauza modificărilor legislative care au avut loc între timp (de ex. Ordonanța

nr. 114/2018); și pentru că lucrările întreprinse cu fonduri proprii ale municipiului pentru alte secțiuni ale rețelei au identificat intervenții suplimentare (de ex. galeriile pentru conducta subterană aveau nevoie de o consolidare care nu a fost estimată la pregătirea studiului de fezabilitate original). Deși majoritatea lucrărilor constau în înlocuirea țevilor subterane introduse în galerii (fără exproprieri necesare), accesul va provoca, de asemenea, întârzieri în implementare, deoarece acordul cu proprietarii este o condiție prealabilă pentru începerea lucrărilor pe fiecare secțiune; pot fi avute în vedere mici realinieri dacă accesul la teren este deosebit de dificil pe anumite secțiuni.

Având în vedere toate întârzierile, municipalitatea se așteaptă să organizeze primele licitații până la jumătatea anului 2021 (lucrări, supraveghere, sprijin pentru gestionarea proiectelor) și speră să semneze contractele până la sfârșitul anului. Este foarte puțin probabil ca cei 212 km de rețea să fie finalizați până în 2023 (având în vedere capacitatea de implementare care până acum era de aproximativ 20 km/an și că lucrările ar atrage perturbări considerabile pentru traficul pe rute majore). Prin urmare, este probabil ca proiectul să fie „etapizat” (respectiv, împărțit în lucrări efectuate până în 2023 și lucrări care ar putea fi finalizate ulterior, pentru care municipalitatea va căuta finanțare din următorul ciclu bugetar al UE). Cu toate acestea, decizia de „etapizare” va fi luată în a doua jumătate a anului 2023. Între timp, sistemul RT din București se confruntă cu întreruperi tot mai mari ale aprovizionării în timpul iernii, ceea ce sugerează că extinderea proiectului dincolo de 2023 ar putea necesita o reevaluare a viabilității sistemului și a angajamentului municipalității de a se asigura că RT rămâne o preocupare continuă.

#### VI. Eficiență

Proiectul nu este eficient în termeni de ACB, inclusiv cu finanțarea UE, având în vedere tariful redus (deși municipalitatea intenționează să crească treptat prețul pentru utilizatorul final). RT ar fi singura opțiune viabilă în ceea ce privește eficiența climatică și energetică pentru oraș și sistemul ar putea fi durabil din punct de vedere economic dacă este bine gestionat pe o perioadă mai lungă (există un interes privat semnificativ pentru o concesiune a RT București, cu condiția că politica tarifară să permită recuperarea investițiilor și a costurilor operaționale).

#### VII. Durabilitate

Durabilitatea proiectului (care poate fi finalizat cu mult peste termenul 2023) este discutabilă în absența unui plan de acțiune și a unei politici clare pentru încălzirea durabilă în București. În prezent, tarifele reprezintă mai puțin de o treime din prețul total la încălzire, ceea ce nu permite întreținerea rețelei și investițiile să ajungă din urmă cu restanța în modernizare.

#### VIII. Concluzii

Proiectul a fost ajustat semnificativ de la programarea din 2013-2014 și de la studiul de fezabilitate original înainte de 2017; schimbările majore în structura instituțională, lipsa unei politici consistente pentru revitalizarea și modernizarea sistemului RT a dus la o deteriorare a calității aprovizionării. Deși deconectările din București sunt oficial scăzute (și pentru că Bucureștiul are una dintre cele mai ieftine încălziri din țară), există un risc substanțial ca sistemul să se prăbușească din cauza pierderilor masive de căldură și apă din conducte. În prezent, părți ale orașului (în special N-E) se confruntă cu întreruperi lungi din cauza închiderii producătorilor de căldură din apropierea zonei și a perspectivelor reduse de

îmbunătățiri, care pot accelera deconectările care au fost până acum scăzute (mai puțin de 10% din 1990).

Întârzierile de până acum sugerează că este necesar:

- Să se dezvolte capacitatea de interpretare a ajutorului de stat, inclusiv la nivel municipal pentru proiectele majore care necesită ajutor de stat pentru fonduri UE, pentru a evita întârzierile în finalizarea orientărilor pentru solicitanți
- Să se asigure împărțirea lucrărilor în secțiuni care pot fi finalizate până în 2023 și secțiuni care necesită o implementare mai lungă, pentru a permite o posibilă „etapizare”
- Investițiile majore în infrastructura RT necesită un angajament clar la nivel municipal pentru furnizarea continuă de energie termică dincolo de un ciclu electoral (o strategie acționabilă, pusă în aplicare în mod constant); în caz contrar, dacă calitatea serviciului se deteriorează rapid cu puține perspective de îmbunătățiri, deconectările se pot accelera și pot face sistemul neviabil. În același timp, orașul s-a extins cu noi cartiere de clădiri de apartamente multifamiliale care nu sunt conectate la RT; și RT ar necesita redimensionare și modernizare semnificative pentru a se potrivi cu modelele actuale ale cererii. Acest lucru necesită ajustări majore ale sistemului fără de care finanțarea poate fi slab prioritizată pentru conductele care pot deveni active blocate.

## **OS 8.1. - LEA 400kV Gutinaș-Smârdan - Transelectrica**

### **I. Scurtă descriere a proiectului**

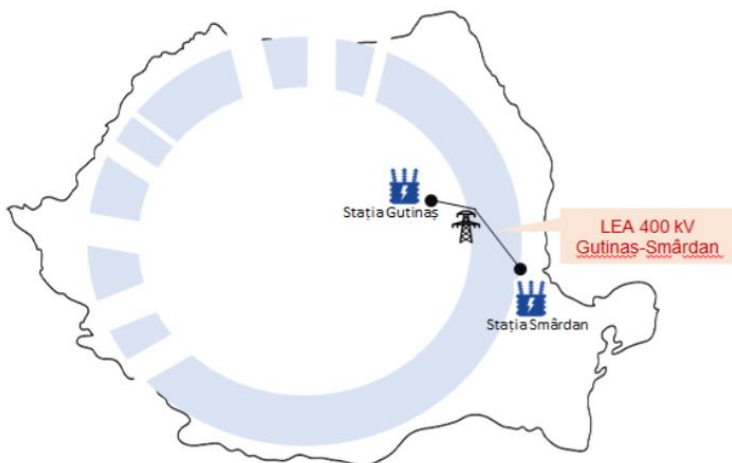
Obiectivul larg al finanțării pentru acest OS este de a îmbunătăți eficiența energetică și securitatea aprovizionării prin dezvoltarea de distribuție inteligentă, stocare și transport de energie și prin integrarea producției de energie regenerabilă. Proiectul constă în construcția unei linii de 400kV între Gutinaș și Smârdan și a stațiilor în Gutinaș. Crește în mod specific capacitatea Sistemului Național de Energie de a integra producția de energie regenerabilă prin:

- consolidarea rețelei, foarte necesară, deoarece dezvoltarea capacităților de producție a SER în SE România. Permite preluarea energiei electrice produse de centralele eoliene din Dobrogea
- integrarea producției de energie regenerabilă din noile capacități instalate în Dobrogea și Moldova
- creșterea securității aprovizionării pentru consumatorii din Moldova și eliminarea congestiunilor rețelei.

De asemenea, proiectul contribuie la coridorul prioritar Nord-Sud privind energia electrică: „Interconectări nord-sud la energia electrică în Europa Centrală, de Est și de Sud-Est („INS Energie Electrică de Est”), creșterea capacității de interconectare România-Bulgaria.

Construcția liniei este o prioritate, deoarece după 2010 Dobrogea a devenit o zonă foarte aglomerată, cu noi capacități semnificative de SER (cea mai mare parte eoliană; din totalul de 2500 MW eolian instalat, 80% sunt în Dobrogea). În același timp, Moldova este insuficient deservită cu puțină producție de energie electrică; iar Transilvania este o regiune în curs de dezvoltare rapidă, cu o cerere crescută de energie electrică. În prezent, există o linie de 400kV Gutinaș-Smârdan, care este învechită (construită în 1969) și nu mai îndeplinește criteriile de securitate energetică. În cadrul proiectului, va fi înlocuită și apoi racordul va fi consolidat în continuare în proiectele ulterioare pentru interconectarea cu Bulgaria.

În cadrul proiectului, ar fi construiți 140 km de linie (2 km subteran, 138 km LEA) și punctul de legătură din stația Gutinaș. La finalizarea construcției, capacitatea sistemului energiei de integrare a surselor regenerabile de energie ar crește de la 2200 MW (2013) la 3200 MW (2023). Linia ar traversa 25 de localități din 3 județe (Bacău, Vrancea, Galați). Inițial, valoarea totală a proiectului eligibilă pentru finanțarea UE a fost estimată la 23,5 milioane EUR, din care 20 milioane EUR fonduri UE (85%).



Sursa: Prezentare Transelectrica, disponibilă la: <https://financialeintelligence.ro/wp-content/uploads/2019/04/Adrian-Suta-Transelectrica.pdf>

## II. Motivul selectării cazului

Proiectul acoperă 100% din OS 8.1.

## III. Metodologia studiului de caz

Datele și informațiile colectate pentru acest studiu de caz constau din:

- Date despre proiect (cererea de finanțare a Transelectrica, ACB, ultimul raport de progres)
- Detalii despre proiect din bazele de date POIM (SMIS, raportare AM internă)
- Interviu (ofițeri de proiect Transelectrica; AM)

## IV. Buget

Finanțarea totală eligibilă a proiectului este de 152.168.390 RON, din care contribuția UE ar fi de 129.343.132 RON. Proiectul are un singur contract mare de lucrări care cuprinde proiectarea și construcția; cheltuielile eligibile mai mici constau în principal din consultanțe (de ex. supravegherea lucrărilor). Valoarea proiectului a fost modificată din estimările inițiale din cauza criteriilor de eligibilitate a cheltuielilor și a creșterii costurilor cauzate de inflație și de modificările legislative (cum ar fi OUG nr. 114/2018).

## V. Eficacitatea intervenției

Proiectul s-a confruntat cu mai multe întârzieri în implementare și începând din martie 2021 contractul principal pentru lucrări este în curs de licitație (oferțele financiare erau în curs de evaluare). Transelectrica se așteaptă să finalizeze lucrările în 18 luni de la contractare. Principalele întârzieri au fost cauzate de:

- Interpretarea ajutorului de stat. Orientările inițiale pentru cerere emise în 2017 s-au bazat pe o evaluare preliminară a normelor aplicabile privind ajutoarele de stat, care sugerează că sprijinul este un ajutor de stat compatibil cu piața internă și a fost exceptat de la notificarea către CE. În urma clarificărilor CE privind ajutorul de stat, analiza a arătat că Transelectrica



se încadrează în criteriile de monopol natural, ceea ce a condus la ajustări (creșteri) ale cheltuielilor eligibile și aprobări din partea Consiliului Concurenței. Contractul de finanțare a fost semnat Octombrie 2018.

- Autorizații de construcție și expropriere. În timp ce există legislație care permite exproprierea (o Hotărâre specifică a Guvernului pentru proiectul Transelectrica în 2017), cele mai dificile achiziții de terenuri au fost de la alte instituții de stat, în principal Agenția pentru Domeniul de Stat și compania forestieră Romsilva (aceasta din urmă are 15 terenuri externe din cele 445 necesare Transelectrica pentru linie). Autorizația de construcție, realizată de fiecare localitate pe care o traversează proiectul, nu este unitară, deși există legislație națională (L120) care impune ca autorizațiile să fie valabile nu pentru un an, ci până la finalizarea proiectului.
- În această etapă, poate exista riscul ca problemele tipice pentru achizițiile publice (de ex. contestațiile la licitație) să întârzie și mai mult proiectul dincolo de termenul limită pentru construcția 2023.

## VI. Eficiență

Analiza în această etapă poate fi examinată numai din ACB ex ante, întrucât costurile finale ar fi cunoscute numai după finalizarea procesului de achiziție. Pe baza ACB ex ante, proiectul nu este rentabil (investițiile nu ar fi putut fi recuperate din tarifele de transport preconizate); cu toate acestea, este justificată de beneficii economice și sociale mai largi, cum ar fi o integrare sporită a surselor regenerabile de energie, o securitate energetică sporită și o interconectivitate. Trebuie remarcat faptul că au fost pregătite calculele pentru ACB în 2013, când a existat un boom al energiei regenerabile în Dobrogea, care ulterior s-a diminuat în urma ajustării bruște a schemei de sprijin în 2013-2014 (certIFICATE VERZI). Multe capacități SER au obținut autorizațiile de racordare de la Transelectrica, deși între timp este posibil să fi fost abandonată construcția de parcuri eoliene suplimentare. În același timp, începând cu 2021, investițiile eoliene ar fi viabile din punct de vedere economic fără certificate verzi, dar sunt constrânse de capacitatea limitată de racordare a Transelectrica. Proiectul ar fi și mai relevant dacă ar exista investiții în eoliene offshore de la Marea Neagră (care au perspective bune).

## VII. Durabilitate

Menținerea investiției este asigurată prin includerea activelor în baza de active reglementate (RAB) odată ce construcția este finalizată și pusă în funcțiune. Tariful de transport aprobat de ANRE este calculat pe baza RAB. De asemenea, este foarte probabil ca să fie mai necesar- dacă proiectul este finalizat - să se asigure conectivitatea între zonele aglomerate cu capacitate mare de producție a energiei electrice și cerere redusă și zonele cu cerere mare și producție redusă de energie electrică instalată.

## VIII. Concluzii

Proiectul a fost conceput în 2013, când a existat un boom al SER, în urma unei scheme de sprijin foarte favorabile cu certificate verzi care au încurajat investițiile în centralele eoliene și solare. Beneficiile proiectului ar fi realizate pe deplin dacă mediul de afaceri pentru capacitățile energetice devine mai stabile și mai propice pentru noi investiții, în special în eoliene offshore de la Marea Neagră. Investițiile în SER au scăzut temporar din cauza ajustării bruște a ajutorului de stat (certificate verzi); deși între timp tehnologiile SER au devenit viabile fără a avea nevoie de ajutor de stat, în prezent sunt îngreunate de alte bariere legislative și tehnice – acestea din urmă includ capacitatea limitată a Transelectrica de a conecta SER noi în zone foarte aglomerate, cum ar fi Dobrogea. Astfel, proiectul rămâne extrem de relevant și este probabil să fie durabil mult dincolo de finalizarea POIM. Cu toate acestea, există mai multe riscuri legate de posibile întârzieri de implementare după 2023 (de ex. dacă există întârzieri în contractarea lucrărilor, cum ar fi cele cauzate de contestații la licitație). Întârzierile de până acum sugerează că este necesar:

- Creșterea capacității de interpretare a ajutoarelor de stat (cel mai important la Consiliul Concurenței), pentru a evita întârzierile la finalizarea liniilor directe pentru solicitanți
- Simplificarea interpretării diferitelor instituții cu privire la autorizații și exproprieri. De exemplu, pentru un proiect precum Transelectrica, o masă rotundă cu reprezentanți din cele 25 de localități ar putea asigura interpretări unitare ale autorizațiilor de construcție; o întâlnire de coordonare cu Romsilva, MMAP (ce coordonează Romsilva); Secretariatul General al Guvernului (ce coordonează Transelectrica), Agenția pentru Domeniul de Stat etc. ar putea ajuta la accelerarea exproprierilor, mai ales că toate instituțiile de stat implicate se află în guvernul central și pregătirea documentației pentru expropriere necesită o decizie a guvernului.

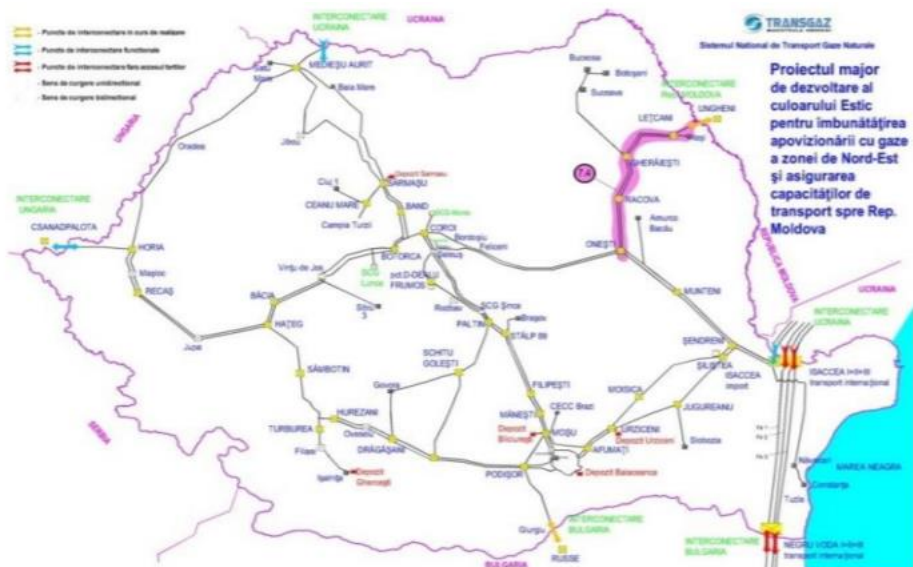
## OS 8.2. – Dezvoltarea Rețelei Naționale de Transport în Nord – Estul României pentru a îmbunătăți aprovizionarea cu gaze naturale din regiune și a asigura capacitatea de transport către Republica Moldova - Transgaz

### I. Scurtă descriere a proiectului

Obiectivul specific al proiectului este de a spori capacitatea de interconectare a gaze naturalelor cu Republica Moldova. Se compune din două secțiuni de conductă (Onești-Gherăești și Gherăești-Lețcani) și două stații de compresoare în Onești și Gherăești, cu o capacitate de 1,5-2,2 bcm/an. Proiectul are două avantaje: finalizează interconectarea cu Republica Moldova (începută odată cu conducta Iași-Ungheni finalizată în 2014 și conducta Ungheni-Chișinău finalizată în 2020); și consolidează rețeaua de gaze naturale din N-E România, înlocuind o conductă învechită existentă. Componentele proiectului sunt astfel:

- Construirea unei noi conducte de transport DN 700 de gaz, Pn 55 bar, între Onești – Gherăești, 104,1 km. Traseul acestei conducte va fi paralel, în principal, cu conductele existente DN 500 Onești – Gherăești
- Construcția unei noi conducte de transport DN 700 de gaz, Pn 55 bar, între Gherăești – Lețcani, 61,05 km. Această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești – Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani
- Construirea unei noi stații de compresoare de gaz la Onești cu o capacitate instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW fiecare (unul activ și unul de rezervă)
- Construirea unei noi stații de compresoare de gaz la Gherăești cu o capacitate instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW fiecare (unul activ și unul de rezervă).

Valoarea estimată a proiectului este de 174,25 mil EUR.



### II. Motivul selectării cazului

Proiectul acoperă 100% din OS 8.1.

### III. Metodologia studiului de caz

Datele și informațiile colectate pentru acest studiu de caz constau din:

- Date despre proiect (cererea de finanțare Transgaz, ACB, ultimul raport de progres)
- Detalii despre proiect din bazele de date POIM (SMIS, raportare AM internă)
- Site-ul web Transgaz – TYNDP 2020-2029, fișa proiectului, prezentarea la bursă și raportarea către investitori

### IV. Buget

Costul total al proiectului este estimat la 174,25 milioane EUR (din care 44 milioane EUR eligibili în cadrul POIM, cu 38 milioane finanțate din fonduri UE), detaliate după cum urmează:

- Suma estimată pentru achiziționarea de materiale: 64,95 mil. EUR
- Construcția conductei de transport gaz Onești – Gherăești: 17,32 mil. EUR
- Construcția conductei de transport a gaze naturalelor Gherăești – Lețcani: 15,19 mil. EUR
- Stația de compresoare Onești: 48,46 mil. EUR
- Stația de compresoare Gherăești: 37,06 mil. EUR
- Automatizarea și securizarea conductelor: 8,37 mil. EUR
- Alte activități (achiziție de terenuri, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică): 28,32 mil. EUR

### V. Eficacitatea intervenției

În prezent, proiectul este în construcție. Transgaz a finalizat 5 proceduri de achiziție pentru diferitele componente ale proiectului (compresoare; materiale pentru conducte; construcție; alte echipamente pentru compresoare și conducte). Există 14 contracte, dintre care 13 au fost semnate până la sfârșitul anului 2020. Contractanții execută în prezent lucrările și se așteaptă ca proiectul să fie finalizat în vara anului 2021 (în decembrie 2020, implementarea fizică a fost de 24,18%). Întârzierile la implementare s-au produs la aprobarea ajutorului de stat (similar cu Transelectrica); aprobarea autorizației de mediu și a autorizațiilor de construcție; și utilizarea terenului (terenul a trebuit exclus temporar din utilizarea agricolă până la finalizarea construcției conductei subterane). La fel ca în cazul Transelectrica, proiectul a fost declarat proiect de importanță națională prin Hotărâre de Guvern, care a facilitat aprobările.

Proiectul ar crește capacitatea de interconectare cu Moldova de la practic zero la începutul programului la un teoretic 1,5 bcm. În realitate, conducta ar putea fi folosită la jumătate din capacitate deoarece, în absența capacității de stocare în Republica Moldova, gazul ar curge doar în timpul iernii. Utilizarea ar putea fi totuși optimizată după finalizarea din 2021 din cauza unor factori externi (disponibilitatea conductelor de gaz care tranzitează Ucraina după construirea TurkStream care a devenit operațională în 2020, ceea ce ar permite accesul capacității de stocare ucrainene). Conducta ar concura totuși cu Isaccea Negru Vodă pentru livrarea de gaze naturale către Republica Moldova. Utilizarea efectivă a conductei ar depinde și de alți factori externi (de ex. competitivitatea gazului românesc, regulile pieței din Republica Moldova care permit concurența efectivă).

## VI. Eficiență

Proiectul nu este eficient în ceea ce privește ACB, inclusiv cu finanțarea UE; cu toate acestea, beneficiile proiectului sunt în mare parte legate de securitatea energetică pe piața regională (disponibilitatea unei rute de gaz către Republica Moldova, având în vedere incertitudinile privind aprovizionarea cu gaz rusesc).

## VII. Durabilitate

Menținerea investiției este asigurată prin includerea activelor în baza de active reglementate (RAB) odată ce construcția este finalizată și pusă în funcțiune. Tariful de transport aprobat de ANRE este calculat pe baza RAB. De asemenea, este foarte probabil ca să fie mai necesar- dacă proiectul este finalizat - să se asigure conectivitatea între zonele aglomerate cu capacitate mare de producție a energiei electrice și cerere redusă și zonele cu cerere mare și producție redusă de energie electrică instalată.

## VIII. Concluzii

Proiectul a fost proiectat în 2013, când interconectarea gaze naturalelor cu Republica Moldova fusese prevăzută ca un proiect în 3 etape (Iași-Ungheni, Ungheni-Chișinău și proiectul analizat în prezent). Accesul la conducta Transbalkan (controlată de Gazprom) pentru fluxul invers la Isaccea nu a fost prevăzut în acel moment și UE a sprijinit ruta alternativă. Trecerea tranzitului de gaze naturale rusești de la ruta ucraineană la noua construcție TurkStream poate reduce viabilitatea economică a proiectului și utilizarea infrastructurii pentru aprovizionarea cu gaze naturale a Republicii Moldova, dar ar putea oferi și acces suplimentar la gaz din Marea Neagră în viitor și utilizarea depozitului ucrainean pentru gazul cumpărat în timpul verii din România.

Întârzierile de până acum sugerează că este necesară creșterea capacității de interpretare a ajutoarelor de stat (cel mai important la Consiliul Concurenței), pentru a evita întârzierile în finalizarea liniilor directe pentru solicitanți.

## Anexa E. Documente de analiză documentară

- „Principiile de Evaluare ale Grupului Băncii Mondiale”, Grupul Băncii Mondiale, aprilie 2019 (disponibil la <https://ieg.worldbankgroup.org/sites/default/files/Data/reports/WorldBankEvaluationPrinciples.pdf>).
- „Document Orientativ privind Monitorizarea și Evaluarea – Fondul European de Dezvoltare Regională și Fondul de Coeziune – Concepte și Recomandări”, Comisia Europeană, martie 2014 (Revizuire 2018).
- „Planul de Evaluare a Programului Operațional de Infrastructură Mare 2014-2020”, Ministerul Fondurilor Europene, Guvernul României, versiune preliminară, mai 2016.
- „POIM: Evaluarea ex-ante a programului operațional al României”, Ministerul Fondurilor Europene, Guvernul României, 31 mai 2015.
- „Programul operațional pentru investițiile Fondurilor Uniunii Europene în 2014-2020”, Republica Lituania, august 2014.
- „Programul Operațional Polonia pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii și realizarea coeziunii economice, sociale și teritoriale, 2014-2020” Ministerul Dezvoltării Economice, 16 decembrie 2014.
- „Evaluare calitativă și cantitativă a realizării scopurilor și obiectivelor stabilite în programele operaționale pentru 2007–2013: 2007–2013 Investiții din fondurile structurale ale UE pentru Lituania” pregătită pentru Ministerul Finanțelor din Republica Lituania de către Visionary Analytics UAB.
- „Eficiența energetică în clădirile publice și rezidențiale, evaluarea ex post a programelor de Politică de Coeziune 2007-2013, cu accent pe Fondul European de Dezvoltare Regională (FEDR) și Fondul de Coeziune (FC)”, Comisia Europeană, octombrie 2015.
- „Evaluarea bonusului de cogenerare”, Banca Mondială, 2015.
- „Analiza Impactului Reglementărilor în contorizarea inteligentă a energiei electrice”, Banca Mondială, 2016–2017.
- „Raport final de implementare, 2007-2013” (disponibil la [www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport\\_Final\\_de\\_Implementare\\_POS\\_CCE\\_2007-2013-revizuit\\_1.pdf](http://www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport_Final_de_Implementare_POS_CCE_2007-2013-revizuit_1.pdf)).
- „Raport Final de Implementare pentru POS Competitivitate”, 2007–2013, March 2017, (disponibil la: [https://www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport\\_Final\\_de\\_Implementare\\_POS\\_CCE\\_2007-2013-revizuit\\_1.pdf](https://www.fonduri-ue.ro/images/files/programe/COMPETITIVITATE/POSCCE/2018/Raport_Final_de_Implementare_POS_CCE_2007-2013-revizuit_1.pdf))
- „Dezvoltarea unui sistem de indicatori comuni pentru intervențiile din Fondul European de Dezvoltare Regională și Fondul de Coeziune după 2020”, elaborat de consorțiul SWECO pentru CE, 26 iulie 2018.
- „Evaluarea impactului intervențiilor în energie - o revizuire a dovezilor”, Banca Asiatică pentru Dezvoltare din Asia, 2019.
- „Recomandările Consiliului privind Programul Național de Reformă al României 2020 și opinia Consiliului privind Programul de Convergență al României 2020”, 20 mai 2020 (disponibil la:

[https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/2020-european-semester-csr-comm-recommendation-romania\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/2020-european-semester-csr-comm-recommendation-romania_en.pdf)).

*Programul Național de Reformă 2020*, Guvernul României, așa cum este disponibil la:

<https://sgg.gov.ro/new/wp-content/uploads/2020/05/ANEXA-5.pdf>.

*Programul de Evaluare a Sectorului Infrastructurii din România (Raportul InfraSAP)*, Grupul Băncii Mondiale, 2020.

*Pactul Verde European*, disponibil la: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)

*2021-2030 Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice din România*, Aprilie 2020, disponibil la:

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ro\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ro_final_necp_main_en.pdf).

*Raport de Evaluare Intermediară a Lituaniei pentru Programul Operațional pentru Investițiile Fondurilor Uniunii Europene în 2014-2020*, disponibil la <https://www.visionary.lt/wp-content/uploads/2019/05/3-mid-term-evaluation-synthesis-report.pdf>.

*Raport de Evaluare Intermediară a Poloniei pentru Programul Operațional pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii și realizarea coeziunii economice, sociale și teritoriale 2014-2020*, disponibil la: [https://www.ewaluacja.gov.pl/media/75771/01\\_RK\\_Midterm\\_POiS2014-2020\\_I\\_VII.pdf](https://www.ewaluacja.gov.pl/media/75771/01_RK_Midterm_POiS2014-2020_I_VII.pdf).

UAB Ekotermija „*Potențial pentru eficiența energetică în întreprinderile industriale și măsuri pentru promovarea eficientă a consumului de diferite tipuri de energie*”, 2015.

*Orientările CE privind „Ajutorul de stat pentru protecția mediului și energie 2014–2020”*, disponibile la: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).

„*Analiză comparativă a desfășurării contorizării inteligente în UE-28*”, Comisia Europeană (CE) și Tractebel, decembrie 2019, disponibilă la:

[https://www.buildup.eu/sites/default/files/content/mj0220176enn.en\\_.pdf](https://www.buildup.eu/sites/default/files/content/mj0220176enn.en_.pdf).

\*\* Studiile Routledge în Politica Energetică, „*Evaluarea economiei contoarelor inteligente: Costuri și Beneficii*”, Jacopo Torriti, 2020, disponibil la: <https://www.routledge.com/>

*Contorizarea inteligentă în România*, AT Kearney, 2012, disponibil la:

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj4j8KmhpzwAhUSA2MBHahzApwQFjAAegQIBBAD&url=https%3A%2F%2Fwww.anre.ro%2Fdownload.php%3Ff%3DgKp%252Bhg%253D%253D%26t%3Dvdeyut7dlcecrLbbvbY%253D&usg=AOvVaw2oXXPCbxoL-eeikXIPOFTO>.

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze naturale cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, disponibilă la:

<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/87/2020-01-01>.

## **Anexa F. Lista instituțiilor membre CCE POIM**

1. Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene - Direcția Analiză și Programare
2. Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene - Direcția Generală Programe Europene Infrastructură Mare
3. Direcția Generală Organismul Intermediar pentru Transport, Ministerul Transporturilor și Infrastructurii
4. Direcția Generală Management și Strategie, Ministerul Transporturilor și Infrastructurii
5. Centrul de Studii Tehnice Rutiere și Informatică (CESTRIN)
6. Compania Națională de Administrare a Infrastructurii Rutiere (CNAIR – S.A.)
7. Compania Națională de Căi Ferate CFR
8. Institutul Național de Statistică (INS)
9. Primăria Municipiului București (PMB)
10. METROREX S.A
11. Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
12. Departamentul pentru Situații de Urgență
13. Ministerul Economiei, Antreprenoriatului și Turismului
14. Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor
15. Ministerul Sănătății
16. Ministerul Energiei
17. Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE)
18. Consiliul Concurenței
19. Uniunea Națională a Consiliilor Județene din România (UNCJR)
20. Asociația Municipiilor din România
21. Asociația Aeroporturilor din România
22. Asociația Română a Inginerilor Consultanți (ARIC)
23. Asociația Consultanților în Management din România (AMCOR)
24. Societatea Română Geoexchange
25. Asociația WWF Programe Dunărea Carpați România
26. Societatea Academică Română (SAR)
27. Asociația Română a Apei
28. Camera de Comerț și Industrie a României (CCIR)
29. Institutul pentru Politici Publice (IPP)
30. ANAF - Direcția Generală a Vămilelor



**Acord de Asistență Tehnică pentru Sprijinirea Ministerului Fondurilor Europene în Evaluarea utilizării  
Fondurilor Europene Structurale și de Investiții în sectorul energetic din România (P174407)**

**Raport intermediar de evaluare a proiectelor selectate cu finanțare FESI finalizate și recomandări privind  
implementarea în perioada de programare 2014-2020 și proiectarea perioadei de programare 2021-2027**

Acest raport a fost elaborat în baza unei evaluări independente efectuate de Banca Mondială. Opiniile exprimate în raport sunt cele ale echipei de evaluare și nu reprezintă neapărat punctul de vedere al Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene.

Proiect cofinanțat din Fondul European pentru Dezvoltare Regională prin Programul Operațional Asistență Tehnică 2014-2020

Banca Mondială

Aprilie 2021

Conținutul acestui material nu reprezintă în mod obligatoriu poziția oficială a Uniunii Europene sau a Guvernului României