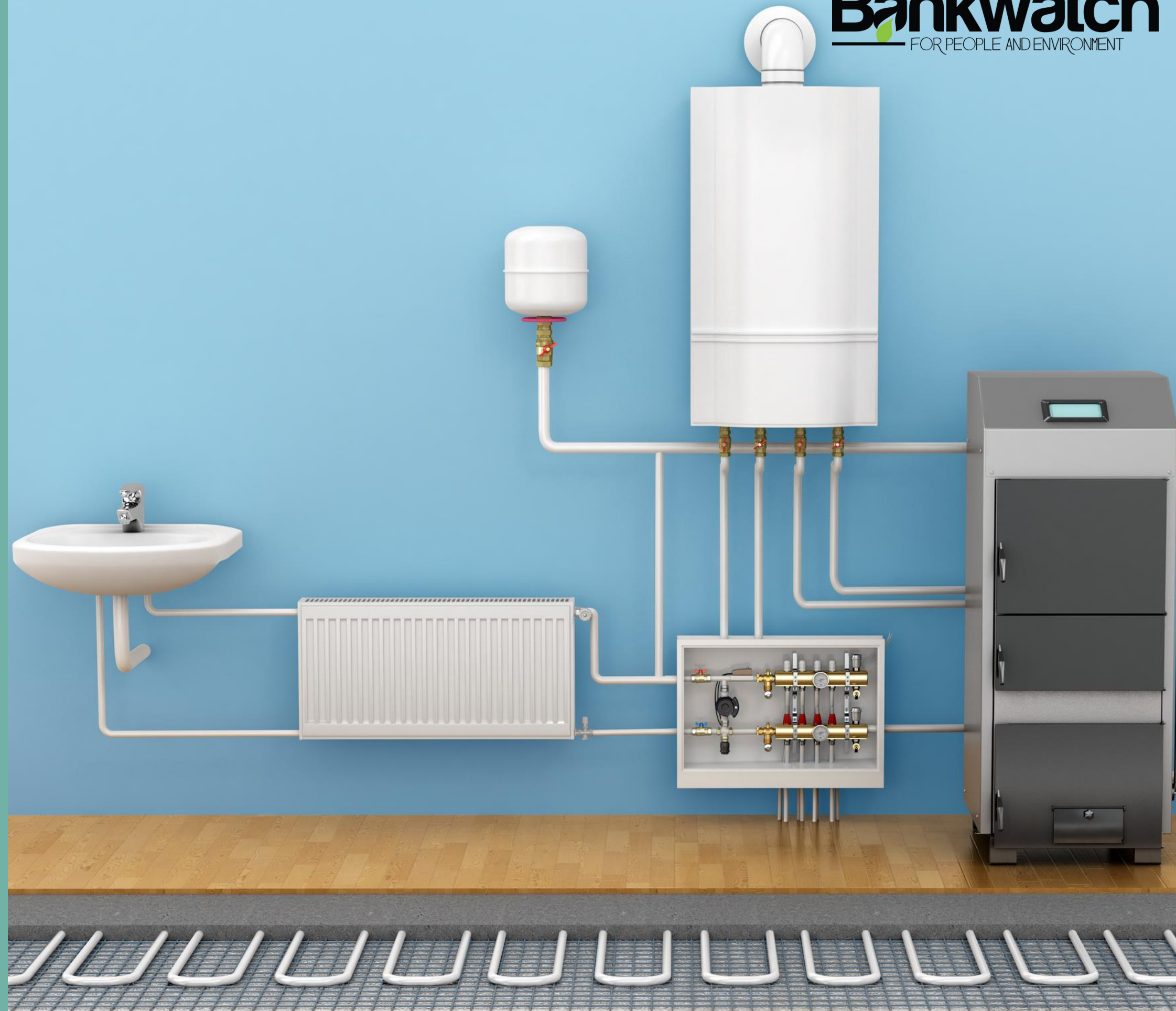


Studiu comparativ privind dezvoltarea rețelei de distribuție de gaze naturale/hidrogen și utilizarea pompelor de căldură

Realizat cu sprijinul Energy Policy Group

EPG



Cuprins

1. Introducere	3
<hr/>	
2. Partea I – Analiza dezvoltării rețelei de distribuție de gaze naturale/hidrogen, racordarea consumatorilor la aceasta și consumului de energie preconizate	4
<hr/>	
3. Partea a II-a - Analiza costurilor instalării a 78.540 de pompe de căldură și impactul acestora asupra reducerii consumului de energie și a emisiilor de CO2	20
<hr/>	
4. Concluzii	40
<hr/>	

Introducere

Reforma 4 din Planul Național de Redresare și Reziliență include dezvoltarea unui cadru legislativ și de reglementare favorabil tehnologiilor viitorului, în special hidrogen și soluții de stocare prevede:

- construirea a cel puțin 1.870 km de rețea de distribuție a hidrogenului verde în regiunea Oltenia care va transporta cel puțin 20 % hidrogen verde (în volum) la punerea în funcțiune până la 30 iunie 2026 și 100 % hidrogen verde și/sau alte gaze regenerabile în 2030. Se vor construi 78.540 de racorduri. Buget: 400 mil. EUR.
- instalarea capacităților de producție de hidrogen verde de cel puțin 100 MW în electrolizoare, producând cel puțin 10.000 de tone de hidrogen din surse regenerabile până la 31 decembrie 2025. Buget: 115 mil. EUR.

Deși construcția rețelei de distribuție a fost eliminată din PNRR, astfel de proiecte există și în alte programe de finanțare europene.

Obiectivul acestui studiu este de a evalua costurile privind dezvoltarea rețelei de distribuție, racordarea consumatorilor la aceasta și consumului de energie preconizate prin investiția I2 din Reforma 4 a PNRR, comparativ cu costurile instalării pompelor de căldură.

Partea I

Analiza dezvoltării rețelei de distribuție de gaze naturale/hidrogen, racordarea consumatorilor la aceasta și consumului de energie preconizate

Metodologie

În cadrul Părții I a analizei au fost folosite asumptiile prevăzute în cadrul Componentei 6 a Planului Național de Redresare și Reziliență (PNRR):

- Consum anual per racord de 20 MWh;
- 78.540 de racorduri;

S-a luat în considerare un mix volumetric de 20% hidrogen în cele 78.540 de racorduri se va consuma anual o cantitate de aproximativ 3239 t de hidrogen. Estimările din PNRR prevăd un consum anual de hidrogen de 9330 t de hidrogen, dar care în realitate corespunde unui mix energetic de 20% hidrogen și 80% gaze naturale, iar volumetric aceste valori s-ar traduce în 46% hidrogen și 54% gaze naturale.

Partea a II-a a analizei a fost realizată independent de asumptiile din PNRR și s-a bazat pe scenariile elaborate de către EPG privind consumurile anuale a diferite tipuri de locuințe.

I. Costul proiectului (1/2)

Costul mediu pentru 1 km rețea distribuție gaze naturale/hidrogen

- Majoritatea rețelelor moderne de distribuție a gazelor naturale care se construiesc în prezent sunt **făcute din polietilenă sau polimer întărit cu fibre, care în teorie pot transporta hidrogenul în proporție de până la 100% cu anumite ajustări**, conform rapoartelor organizațiilor internaționale*. Însă, **reconversia rețelelor actuale ar putea presupune costuri mult mai mari care sunt greu de estimat** în prezent și pot prezenta multe provocări tehnice.
- Astfel, au fost considerate costurile pentru construirea unui kilometru de rețea de distribuție de gaze naturale ca fiind echivalente cu cele pentru rețeaua de hidrogen. În această analiză nu au fost luate în considerare costurile pentru reconversia rețelei de transport sau distribuție existente în alte zone ale țării.
- Întrucât nu au fost identificate date cu privire la costul mediu de construire al unui kilometru de rețea de distribuție a gazelor nici la ANRE, nici în rândul companiilor de distribuție, am utilizat ca ipoteză datele din comunicatele de presă ale celor două companii mari de distribuție de gaze naturale, respectiv Delgaz Grid (parte din grupul E.ON) și Distrigaz Sud Rețele (parte din grupul Engie), respectiv investițiile în kilometri de rețea modernizată.
- Urmărind comunicatele de presă a principalelor companii din sectorul de distribuție a gazelor naturale în România, costurile pentru modernizarea și extinderea rețelei de gaze naturale s-au situat între **0,3-0,7 mil. RON/km** în ultimii ani, costuri care includ și alte cheltuieli precum posturi de reglare etc.

I. Costul proiectului (2/2)

Costuri branșare și costul total pentru rețea distribuție și 78.560 racorduri

- Costurile pentru consumatori pentru **branșarea unei locuințe la rețeaua de gaze naturale** sunt reglementate prin Ordinul ANRE nr. 9/2022. Ordinul ANRE are la bază metodologia care ia în considerare aspecte precum cheltuielile directe aferente activității de analiză a cererii de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale/sistemul de transport al gazelor naturale etc. Anterior, Ordinul ANRE nr. 165/2018 prevedea tarife între **450 RON și 4.500 RON**.
- Conform datelor apărute în mass-media, **costul de branșare pentru o locuință este între 1.500-2.000 RON**.
- De asemenea, conform ofertelor colectate de către Casadesign.ro de la diverse firme specializate în branșamente de gaz, în funcție de tipul de lucrării, pentru o lungime **de 8-10 metri liniari, costurile sunt estimate la 1.700-2.500 RON**.
- Astfel, le un cost de 0,3-0,7 **mil. RON/km** (inclusiv costuri cu branșamentele, stații reglare-măsurare etc.) pentru extinderea rețelei și un cost de aproximativ **1.500-2.000 RON** pentru racordare:
 - **Costul total al proiectului propus în cadrul PNRR, ar putea fi estimat astfel între 0,67- 1,45 mld RON (aprox. 135-290 mil. EUR)*** pentru extinderea rețelei cu 1.870 km și 78.540 racorduri.

II. Costul cu combustibilul – gaze natural + hidrogen și apoi doar hidrogen (inclusiv producția) pana în 2030 (1/4)

Costuri în anul 2026 (componenta gaze naturale)

- Conform datelor Bursei de Mărfuri București, prețul en gros al gazelor naturale a fost:

Gaze naturale	2018 (T4)	2019	2020	2021	2022	2023 (T1)	Media perioadei
Preț mediu/an (lei/MWh)	113,25	101,85	80,74	130,34	424,67	381,49	205,39

- Având în vedere componentele prețului din factura clienților casnici, la un preț mediu de achiziție a gazelor naturale pe piața en gros de 205,39 RON/MWh, rezultă următoarele costuri:

Structură preț	RON/MWh	%
Cost achiziție gn (preț gn)	205	64,9%
Tarif transport	11	3,6%
Tarif distribuție	30	9,5%
Componenta de înmagazinare	8	2,4%
Componenta de furnizare	11	3,6%
Total fără TVA	265	
TVA	265	16,0%
Total	315	100,0%

- Pentru un consum anual de 20 MWh per racord, în situația de utilizare 100% a gazelor naturale, s-ar ajunge la costuri de cel puțin **6300 RON (1277 EUR)**.
- Pentru un mix volumetric de 80% gaze naturale, ce reprezintă aproximativ 93% din puterea calorică a mixului, costul anual al acestei componente va reprezenta minim **5859 RON (1188 EUR)**.

II. Costul cu combustibilul – gaze natural + hidrogen și apoi doar hidrogen (inclusiv producția) pana în 2030 (2/4)

Costuri în anul 2026 (componenta hidrogen)

- Pentru anul 2026, în contextul faptului că tehnologia este în plin proces de dezvoltare, au fost estimate costuri de producție a hidrogenului verde semnificativ mai mari față de 2030, respectiv de **4,37 EUR/kgH₂** sau **132 EUR/MWh (653 RON/MWh la cursul BNR)**
- Aplicând aceleași elemente în factura clienților precum cele din factura pentru gaze naturale, rezultă următoarele:

Structură preț	RON/MWh	%
Cost producție h ₂	653	64,9%
Tarif transport	36	3,6%
Tarif distribuție	95	9,5%
Componenta de înmagaz.	24	2,4%
Componenta de furnizar	36	3,6%
Total fără TVA	844	
TVA	161	16,0%
Total	1005	100,0%

- Pentru un consum anual de 20 MWh per racord, în situația de utilizare a unui mix volumetric de 20% hidrogen, care reprezintă 7% din puterea calorică (1,4 MWh), costul anual al componentei va reprezenta minim **1407 RON (284 EUR)***
- Trebuie avut în vedere că componenta de înmagazinare pentru hidrogen va presupune costuri mai ridicate decât pentru gaze naturale, însă având în vedere că tehnologiile încă sunt în dezvoltare, este greu de estimat care vor fi acele costuri.

*Întrucât nu există încă o piață a hidrogenului, se poate estima doar costul de producție, nu și prețul de comercializare. La costul de producție se va adăuga adaosul comercial al producătorului.

II. Costul cu combustibilul – gaze natural + hidrogen și apoi doar hidrogen (inclusiv producția) pana în 2030 (3/4)

Costuri în anul 2026 (gaze+hidrogen)

- Pentru un mix de gaze naturale-hidrogen de 80%-20% în anul 2026, având în vedere un consum anual de 20 MWh per racord, cheltuielile anuale minime per racord vor fi de **7266 RON (1467 EUR)**.*
- **Trebuie avut în vedere faptul că din anul 2027 sistemul ETS II se va aplica inclusiv emisiilor din sectorul rezidențial.** Conform noilor reglementări, va exista un **plafon de 45 EUR/tCO₂eq** pentru certificatele de emisii de gaze cu efect de seră.**
- Luând în considerare emisii de 235 kgCO₂eq/MWh pentru un boiler pe gaze naturale și consumul anual de gaze naturale per racord de **18,6 MWh** (93% putere calorică din 20MWh), emisiile de gaze cu efect de seră, aferente acestei cantități sunt de aproximativ **4371 kgCO₂eq** (aproximativ 4,37 tCO₂eq).
- La un preț maxim al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră de 45 EUR/tCO₂eq, **costurile suplimentare anuale** pentru încălzirea clădirii cu gaze naturale poate ajunge la **aproximativ 197 EUR per racord. Astfel, costul anual per racord va fi de 8237 RON (1674 EUR) după anul 2027.** În situația în care în 2030 s-ar utiliza doar gaze naturale, având în vedere implementarea ETS II, costurile per racord ar ajunge la 7271 RON (1474 EUR).

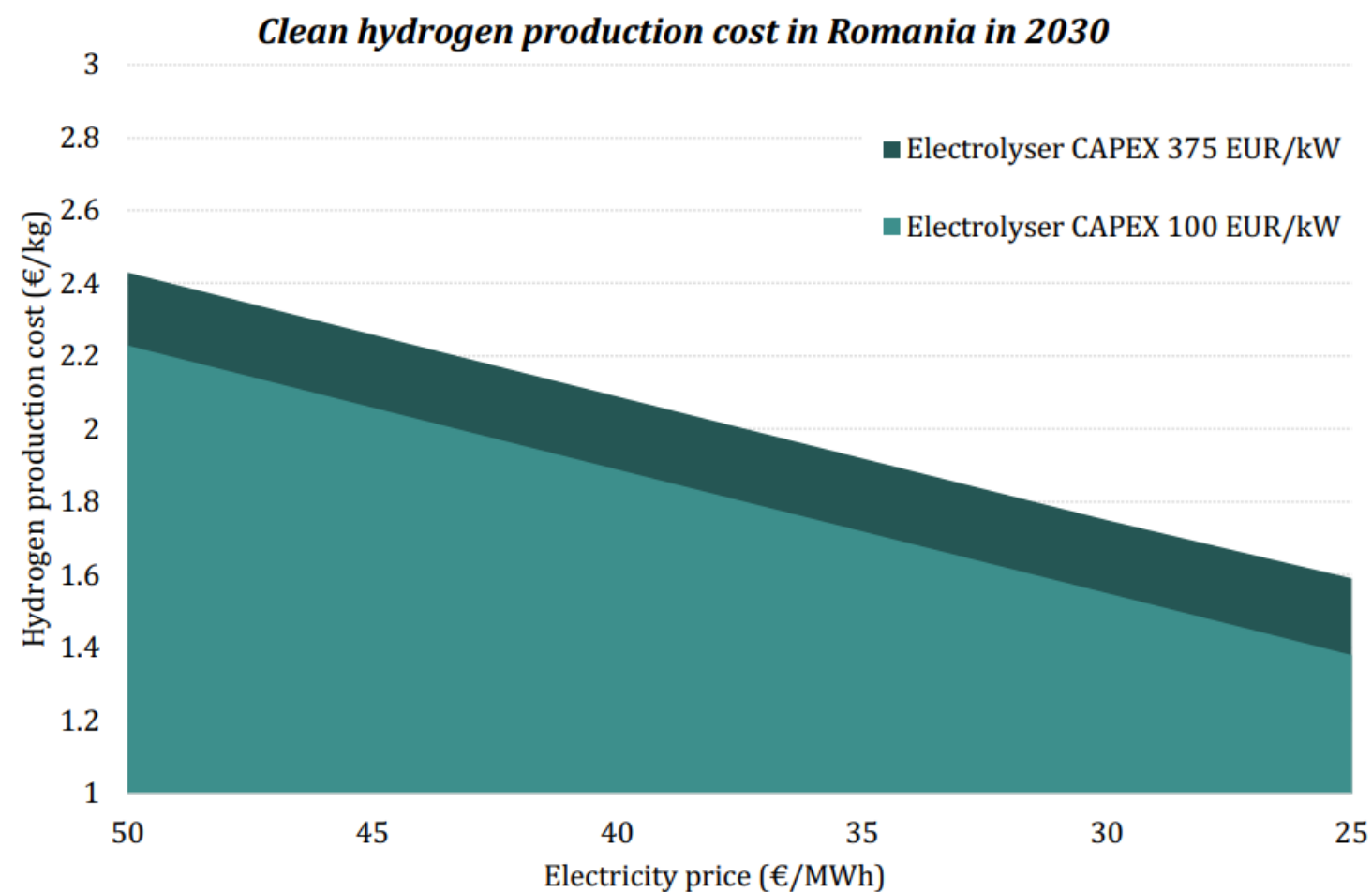
*asemenea paginii anterioare, nu sunt luate în considerare adaosurile comerciale ale producătorilor de hidrogen.

**depășirea plafonului de 45 EUR/tCO₂eq duce automat la eliberarea mai multor certificate în sistem, crescând astfel oferta și reducând prețul. Este neclar momentan dacă acest mecanism se poate aplica de mai multe ori.

II. Costul cu combustibilul – gaze natural + hidrogen și apoi doar hidrogen (inclusiv producția) pana în 2030 (4/4)

Costul cu hidrogenul în 2030

- Luând în considerare o serie de variabile precum: (i) capacități electrolizoare între 1.470 MW și 2.350 MW, (ii) CAPEX de 450 EUR/kW pentru electrolizoare, (iv) minimum 5.500 ore la capacitate maximă*, (v) preț al energiei de 90 EUR/MW, estimarea pentru România în anul 2030 prezintă un cost minim de **3,82 EUR/kgH₂**.
- Având în vedere că densitatea energetică a unui kilogram de hidrogen este de aproximativ 33 kWh/kg, în anul 2030 costul hidrogenului verde este estimat la **116 EUR/MWh**.



- Conform Investiției 2. Infrastructura de distribuție a gazelor regenerabile (Componenta 6-Energie), consumul mediu anual per racord este de 20 MWh. Fără a lua în calcul costurile de transport/distribuție, adaosurile comerciale etc., estimarea arată faptul că în 2030, **consumul anual minim per racord va fi de 11.438 RON (2320 EUR)**, dacă acesta va implica utilizarea de 100% hidrogen.

*Această capacitate de funcționare se atinge atunci când electrolizoarele sunt conectate la rețeaua de energie electrică. Pentru capacități proprii de producție de energie regenerabilă, numărul de ore de funcționare este mai mic, spre exemplu 1500 ore pe an în cazul fotovoltaicelor.

III. Costul pentru gospodărie de branșare la rețea și achiziția sistemului de încălzire compatibil cu hidrogenul (1/2)

Costuri sistem și echipamente pe bază de hidrogen

- Conform proiectului **HyDeploy** desfășurat în Winlaton, Marea Britanie, 668 de case au folosit timp de 11 luni un mix de gaze naturale și hidrogen în proporție de 80%-20%. Pentru un astfel de mix, nu a fost nevoie de schimbarea dispozitivelor casnice care utilizează gaze naturale (boilere, aparate de gătit etc.), precum nici a infrastructurii de distribuție. Astfel, **acest mix nu ar presupune costuri suplimentare** acolo unde există rețea de distribuție de gaze, iar costurile pentru o nouă rețea, branșare și dispozitive ar fi identice cu cele pentru situația în care se utilizează gaze naturale în proporție de 100%.
- Deși 90% din componentele boilerelor pe gaze sunt asemănătoare cu cele hidrogen, între producătorii de astfel de echipamente există un consens legat de faptul că pragul de **20% hidrogen este maximul care poate fi atins pentru boilerelor pe gaze**. Peste acest prag, ar trebui făcute modificări semnificative în rândul diferitelor componente*.
- Deși în momentul de față mai multe tipuri de boilere se află în etapa de cercetare, **nu există pe piață boilere capabile să utilizeze hidrogen în proporție de 100%**. Dacă se va ajunge la o răspândire mai largă a acestei tehnologii, probabil costurile vor ajunge la niveluri similare cu cu boilerelor pe gaz. De asemenea, **nu se găsesc pe piață aragazuri care utilizează hidrogen**. Conform platformei Checkatrade din Marea Britanie, la momentul apariției pe piață a boilerelor care sunt capabile să utilizeze hidrogen 100%, sunt așteptate următoarele prețuri:

*În momentul de față, codurile de rețea din România prevăd că nu se poate introduce absolut nici o cantitate de hidrogen în rețeaua de gaze naturale.

III. Costul pentru gospodărie de branșare la rețea și achiziția sistemului de încălzire compatibil cu hidrogenul (2/2)

Costuri sistem și echipamente pe bază de hidrogen

- Conform platformei Checktrade din Marea Britanie, la momentul apariției pe piață a boilerelor care sunt capabile să utilizeze hidrogen 100%, sunt așteptate următoarele prețuri:

Item	Cost - low	Cost - high	Average cost
Combi boiler	£500	£2,000	£1,250
System boiler	£500	£2,500	£1,500
Conventional boiler	£500	£2,750	£1,625
Boiler installation	£500	£1,000	£750

- Costuri suplimentare: achiziția de detectoare pentru pierderi de hidrogen; contoare pentru hidrogen.

!! Este posibil ca unele dispozitive (aragazuri, contoare, detectoare) achiziționate pentru un mix de gaze-hidrogen 80%-20% în 2026, să nu poată fi funcționale pentru hidrogen 100% în 2030, ceea ce ar presupune costuri suplimentare pentru înlocuirea lor.

Cost minim: 1.000 EUR/gospodărie (5.000 RON, inclusiv branșare, 1.500-2.000 RON)

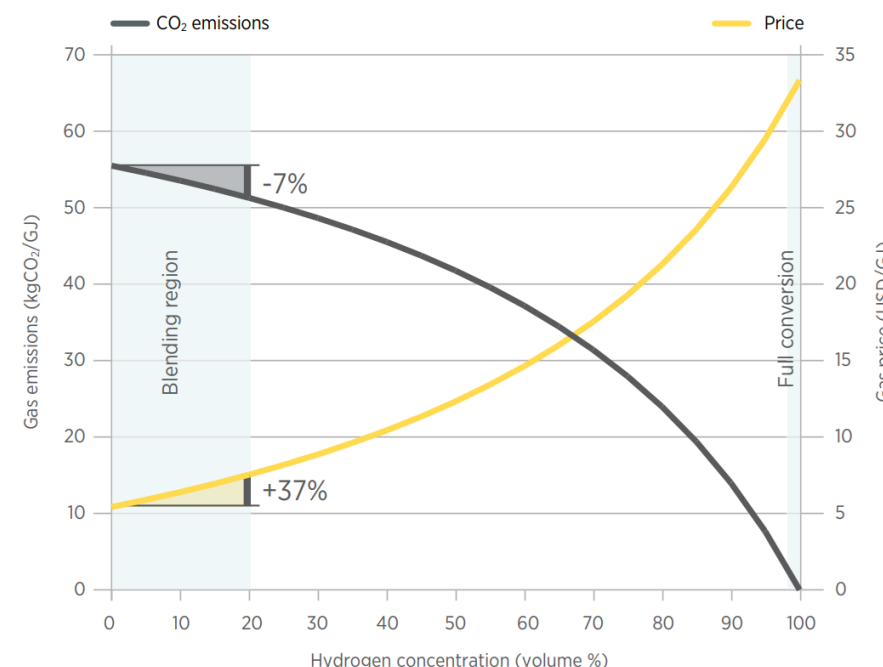
IV. Estimari ale emisiilor de GES în funcție de tipologia H2 (1/4)

Emisii anuale GES în cazul utilizării gazelor naturale și a hidrogenului verde

- Conform investiției I2. Infrastructura de distribuție a gazelor regenerabile, consumul mediu anual este estimat la **20 MWh per racord**, rezultând un **consum total estimat de 1.570 GWh** pentru cele 78.540 de racorduri.
- Totodată, pentru a injecta 20% hidrogen verde în rețeaua de distribuție, este estimată o cantitate necesară de **3239 t hidrogen**. Această cantitate va fi produsă cu ajutorul energiei electrice, respectiv aproximativ **504 GWh** (0,504 TWh), care la rândul ei va fi din surse regenerabile, respectiv 400 MW capacitate instalată.
- Luând în considerare faptul că emisiile unui boiler pe gaze naturale sunt de **235 gCO₂eq/KWh** (sau **235 tCO₂eq/GWh**), presupunând că consumul total pentru cele 78.540 racorduri rămâne 1.570 GWh, iar hidrogenul utilizat este verde rezultă următoarele estimări privind emisiile anuale de gaze cu efect de seră:

Scenariul 100% Gaz	Scenariul 80% gaz, 20% hidrogen verde	Scenariul 100% hidrogen verde
368.950 tCO ₂ eq/GWh	343.124 tCO ₂ eq/GWh	0 tCO ₂ eq/GWh*

Observație: conform datelor IRENA, un amestec de hidrogen de 20% în volum se traduce în doar aproximativ 7% în termeni energetici. Asta înseamnă că beneficiul de reducere a emisiilor de CO₂ este limitat la aproximativ 7% .



IV. Estimari ale emisiilor de GES în funcție de tipologia H2 (2/4)

Emisii GES în cazul producției hidrogenului gri și hidrogenului albastru

- Pentru a produce 1 kg de hidrogen gri sunt emise **14 kgCO₂eq**.
- Pentru 1 kg de hidrogen albastru, se emit **6,9 kgCO₂eq**.
- Pentru a produce **3239 t hidrogen**, au fost estimate următoarele cantități de emisii:

20% hidrogen gri	20% hidrogen albastru
45.348 tCO ₂ eq	22.350 tCO ₂ eq

- Pentru a utiliza hidrogen 100% (în anul 2030) sunt necesare 47.147 t hidrogen gri sau albastru.
- Astfel, au fost estimate următoarele emisii:

100% hidrogen gri	100% hidrogen albastru
660.060 tCO ₂ eq	325.315 tCO ₂ eq

IV. Estimari ale emisiilor de GES în funcție de tipologia H2 (3/4)

Emisii anuale GES în cazul utilizării în rețea a hidrogenului gri, albastru și verde

- Pentru calculul valorilor prezentate în tabelul de mai jos au fost considerate drept valori de referință emisiile anuale pentru o rețea care ar utiliza 100% gaze naturale (368.950 t).
- Astfel, utilizarea unui mix gaze naturale-hidrogen verde (80%-20%), conduce la o scădere a emisiilor cu doar 7% (343.124 t), în timp ce pentru același mix, din cauza emisiilor de CO2 în cadrul procesului de producție a hidrogenului din combustibili fosili (14 kgCO2eq/kgH2, respectiv 6,9 kgCO2eq/kgH2), pentru hidrogenul gri (473.744 t) și hidrogenul albastru (389.774 t) **emisiile anuale sunt mai mari decât în situația în care s-ar utiliza în rețea doar gaze naturale.**

Emisii anuale tCO2eq				
	Gaz 100%	Hidrogen gri	Hidrogen albastru	Hidrogen verde
Mix 80%-20% gaze naturale hidrogen	-	388.471	365.473	343.124
100% hidrogen	-	660.060	325.315	-
100% gaz natural	368.950			-

IV. Estimari ale emisiilor de GES în funcție de tipologia H2 (4/4)

Emisii anuale GES în cazul utilizării în rețea a hidrogenului gri, albastru și verde

Emisii anuale tCO ₂ eq gaze naturale (368.950 t) comparativ cu hidrogenul			
	Hidrogen gri	Hidrogen albastru	Hidrogen verde
Mix 80%-20% gaze naturale hidrogen	19.521 (+5%)	3.477 (+1%)	-25.827 (-7%)
100% hidrogen	291.110 (+79%)	-43.635 (-12%)	-368.950 (-100%)

- Cele mai mari reduceri de emisii de gaze cu efect de seră față de utilizarea gazelor naturale în volum de 100%, se întâmplă în cazul utilizării 100% a hidrogenului verde (scădere de 100% a emisiilor) și a hidrogenului albastru (scădere cu 12% a emisiilor). Cea mai mare creștere a emisiilor o reprezintă utilizarea 100% a hidrogenului gri în rețea (creștere cu 79% a emisiilor).

! Deși greu de cuantificat momentan, trebuie avut în vedere impactul negativ al emisiilor fugitive de hidrogen.

Hidrogenul are un efect indirect asupra schimbărilor climatice, prin faptul că prelungește durata de viață a altor gaze cu efect de seră.

V. Estimarea consumului total de energie până în anul 2030

Energia consumată anual pentru producția de hidrogen verde

- Conform estimărilor pentru a introduce 20% hidrogen verde în rețeaua de distribuție gaze, va fi necesară o cantitate de 3239 t hidrogen, produs prin 164 GWh, cu ajutorul unei capacități de producție de energie regenerabilă de aproximativ 130 MW.
- Pentru un consum de 100% hidrogen verde, pentru cele 78.540 de racorduri, ar fi necesar să se producă 47.147 t hidrogen. Astfel, pentru a produce o cantitate de hidrogen de 14 ori mai mare față de necesarul de 20% hidrogen din mix (3239 t), va fi necesară o producție **anuală de aproximativ 2.393 GWh (2,39 TWh) de energie electrică** și o capacitate instalată de aproximativ **1.820 MW**.

VI. Concluzii

- Având în vedere materialele din care se construiesc rețelele moderne de distribuție a gazelor naturale, în această analiză au fost luate în considerare costuri asemănătoare pentru construcția unui kilometru de rețea de distribuție a hidrogenului cu cele pentru gaze naturale. Însă, reconversia actualelor rețele ar presupune costuri mult mai mari, greu de estimat în prezent. În ceea ce privește proiectul pilot din Oltenia, componenta de construire a rețelei este posibil să se încadreze în bugetul alocat prin PNRR.
- Utilizarea mixului de gaze naturale-hidrogen în anul 2026 presupune costuri mai mari cu combustibilul per racord decât în situația în care s-ar utiliza doar gaze naturale (**9.060 RON pentru gaze naturale-hidrogen față de 6.300 RON doar pentru gaze naturale**). Utilizarea doar a hidrogenului va crește semnificativ costurile cu combustibilul, acestea ajungând la **11.438 RON** în 2030, semnificativ mai mari chiar și în situația în care s-ar utiliza doar gaze naturale, ce vor intra în sistemul ETS II (7271 RON). **Costurile mult mai mari, demonstrează că arderea hidrogenului în locuințe nu este o variantă viabilă din punct de vedere economic.**
- Deși nu sunt încă disponibile pe piață, este de așteptat ca sistemul și echipamentele pe hidrogen să aibă costuri similare. Însă, trebuie avut în vedere că 20% este maximum de hidrogen ce poate fi introdus în mixul cu gazele naturale. Pentru acest mix pot fi utilizate echipamente standard pe gaze, dar pentru utilizarea hidrogenului 100% vor fi necesare alte echipamente. **Astfel există riscul ca cei care au achiziționat echipamente pentru mixul de gaze naturale-hidrogen, să fie nevoiți să achiziționeze alte echipamente pentru a utiliza 100% hidrogen.**
- Reduceri ale emisiilor de gaze cu efect de seră, s-ar produce doar în situația în care s-ar utiliza hidrogen verde sau 100% hidrogen albastru. Însă, în cazul hidrogenului albastru nu sunt luate în considerare emisiile fugitive de metan, costurile cu energia electrică consumată stocarea carbonului sau costurile pentru achiziția de echipamente de stocare a emisiilor. În cazul în care se utilizează un mix de gaze naturale și hidrogen albastru, emisiile sunt mai mari chiar decât dacă se utilizează doar gaze naturale.
- Comparativ cu numărul de racorduri/gospodării racordate la rețeaua de gaze naturale de la nivel național, cele aproximativ 78.000 de racorduri reprezintă un procent mic. Însă, în situația în care se va utiliza 100% hidrogen, acestea vor presupune investiții semnificative în capacitățile de producție de energie regenerabilă și electrolizoare. Astfel, atât din punct de vedere al costurilor pentru achiziția echipamentelor de producție, al cantității de energie electrică consumată și a costurilor pentru gospodării, se poate deduce că există alternative mult mai eficiente din punct de vedere energetic și al costurilor.

Partea a II-a

Analiza costurilor instalării a 78.540 de pompe de căldură și impactul acestora asupra reducerii consumului de energie și a emisiilor de CO2

Metodologie

- În cadrul primei analize au fost luate în considerare elementele specificate în PNRR privind dezvoltarea rețelei de distribuție a hidrogenului verde. Astfel, s-au calculat costurile necesare dezvoltării unei rețele de distribuție a hidrogenului și costurile pentru realizarea a 78.540 de racorduri.
- În cadrul PNRR a fost luat în considerare un consum anual per racord de 20 MWh. Un astfel de consum este unul mult prea mare pentru o gospodărie, astfel că s-a presupus că vor fi racordați și agenți economici etc.
- Cea de a doua analiză a fost realizată complet independent de rezultatele primei analize. Având în vedere că alegerea pompei de căldură dorită este influențată de caracteristicile locuinței (suprafață, clasa energetică etc.) pentru o mai bună acuratețe a rezultatelor, s-au utilizat scenarii bine diferite pentru realizarea comparațiilor între costurile rezultate din utilizarea pompelor de căldură față de cele privind boilerele pe bază de hidrogen.
- În stabilirea consumului anual s-a luat în considerare necesarul anual de energie (kWh) pentru a încălzi un metru pătrat pentru fiecare clasă de performanță energetică, atât în cazul locuințelor colective, cât și în cazul locuințelor individuale.
- Pentru a satisface necesarul de energie termică al fiecărui tip de locuință, în funcție de Coeficientul de performanță (COP), se ajunge la un consum de energie electrică între 3 și 5 ori mai mic față de necesarul termic, echivalent kWh. În cazul boilerelor pe bază de gaze naturale sau hidrogen, având în vedere randamentele mai scăzute se ajunge să se consume o cantitate mai mare de energie decât necesarul termic pentru a atinge confortul dorit, echivalent în kWh.

I. Selecția tipului de pompă de căldură

Selecția pompei de căldură în funcție de COP

- Pentru a compara diferite tipuri de pompe de căldură, unul din cele mai importante criterii de avut în vedere este coeficientul de performanță” sau COP.
- Formula pentru calcularea COP al unei pompe de căldură este:

COP = energie termică generată (kWh) / energie electrică consumată pentru a genera căldură (kWh)

- De exemplu atunci când COP are valoarea 3, pentru fiecare unitate de intrare de energie electrică, pompa de căldură produce 3 unități de ieșire de căldură, respectiv pompa de căldură transformă energia electrică în căldură cu o eficiență de 300%. În esență, cu cât valoarea COP este mai mare, cu atât eficiența pompei de căldură este mai mare și costurile de funcționare ale acesteia sunt mai reduse.

Selecția pompei de căldură în funcție de caracteristicile geografice

- Există percepția conform căreia pompa de căldură trebuie aleasă/selectată în funcție de regiunea geografică și de caracteristicile climatice ale acesteia (temperatura în sezonul rece, umiditate, altitudine etc.). Totuși, deși pompele de căldură devin mai puțin eficiente la temperaturi de sub 0°C, testele de teren au arătat faptul că numeroase modele pot funcționa eficient la temperaturi de până la -20°C.
- În Germania, testele de teren, au arătat faptul că pompele de căldură aer-apă produc mai mult de două unități de căldură pentru fiecare unitate de electricitate atunci când temperatura exterioară este de -3,6°C (în termeni tehnici, „coeficientul de performanță” mediu sau COP, a fost de 2,3). Chiar și la temperaturi de sub -10°C, pompele de căldură au funcționat cu un COP de 1,6. În mod similar, în Finlanda, testele sistemelor de pompe de căldură aer-aer de la diverși producători au condus la un COP de 3 la -10°C și de 2 la -20°C.
- Astfel, alegerea tipului de pompă de căldură trebuie să țină cont de următoarele:
 - Suprafața necesară spre a fi încălzită;
 - Tipul de clădire, respectiv: (i) anul construcției; (ii) materialul din care este construită; (iii) gradul de izolare; (iv) tipologia geamurilor utilizate, etc.
 - Scopul utilizării clădirii, respectiv frecvența cu care aceasta va trebui să fie încălzită.

II. Estimarea costurilor privind instalarea pompelor de căldură în funcție de tipologia punctelor de consum și Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (1/9)

Ipoteze privind estimarea costurilor anuale cu energia

În vederea stabilirii costurilor anuale cu energia au fost luate în considerare următoarele ipoteze:

- **Clasa de performanță energetică și necesarul de kWh/m² an.** Au fost avute în vedere necesarul pentru încălzirea locuinței și a apei menajere. Apoi, a fost estimat consumul lunar, în funcție de sezon.
- **Producția medie lunară de energie electrică a unui panou fotovoltaic: aproximativ 37 kWh.** În acest demers au fost colectate informații privind orele de vârf de soare zilnic pentru fiecare lună a anului 2022, în România.
- **Costurile lunare privind consumul casnic de energie electrică: 1,3 RON/kWh (a fost luat în calcul doar costul energiei active, fără alte costuri suplimentare precum tariful de transport etc.).** Pentru stabilirea costurilor lunare privind energia electrică, au fost luate în considerare prevederile OUG nr.119/2022, care reglementează prețurile finale ale consumatorilor, în funcție de consumul lunar. clienții casnici care au un consum lunar cuprins între 0 și 100 kWh inclusiv, prețul final facturat este 0,68 lei/kWh; pentru clienții cu un consum lunar între 100,01 și 300 kWh pentru un consum lunar care este de maximum 255 kWh, prețul este 0,8 lei/kWh, iar consumul între 255 și 300 kWh/lună se facturează la prețul de maximum 1,3 lei/kWh; în cazul în care consumul depășește 300 kWh/lună întreg consumul se facturează la prețul de maximum 1,3 lei/kWh). **Având în vedere că inclusiv cu panouri fotovoltaice, consumul lunar de energie electrică din rețea depășește 300 kWh, s-a luat în considerare un cost de 1,3 RON/kWh.**
- **Costurile lunare privind consumul casnic de gazele naturale: 0,35 RON/kWh.** În ceea ce privește costurile lunare cu centrala de gaze naturale, prețul unui kWh este de 0,31 RON, dar COP-ul de aproximativ 90% al centralei pe gaze naturale duce la creșterea consumului de gaze și în final prețul unui kWh în consumul necesar este de 0,35 RON.
- **Costurile lunare privind consumul casnic de hidrogen: 1,1 RON/kWh.** Pentru hidrogen a fost luat în calcul un cost al unui kWh de 1 RON (conform estimărilor din prima parte a studiului), dar aplicând același principiu precum la centralele pe gaze naturale, vom avea în vedere un cost al unui kWh de 1,1 RON.
- Având în vedere faptul că un mix volumetric de 80% gaze naturale, 20% hidrogen, presupune o reducere cu doar 7% a emisiilor de gaze cu efect de seră (cauzat de un consum volumetric mai mare pentru a atinge același consum necesar în kWh), s-a considerat că din punct de vedere termic proporția este 93% gaze naturale, 7% hidrogen.

II. Estimarea costurilor privind instalarea pompelor de căldură în funcție de tipologia punctelor de consum (2/9)

Scenariul I - Pompe de căldură aer-aer

- **Pompele de căldură aer-aer** transferă căldura din aerul exterior în aerul din interiorul casei, crescând temperatura aerului din fiecare cameră. Astfel, aerul cald este introdus în casă printr-o serie de unități ventiloconvector, sau „suflante”.
- **Scenariul I** are în vedere un bloc de apartamente construit în perioada 1975 – 2000, în mediul urban. Blocul se încadrează în clasa de eficiență energetică C și a fost renovat, astfel încât pereții sunt izolați cu polistiren de 10 cm grosime, iar mansarda cu celuloză. Ramele ferestrelor sunt din PVC și au cel puțin 2 geamuri. Imobilul are 5 etaje și aproximativ 60 de locuitori, cu un total de 1.200 de metri pătrați de încălzit. Fiecare apartament are instalată o pompă de căldură de tip aer-aer, de 6.74kW, cu un COP de 3. Pe clădire au fost instalate panouri, respectiv 48 de panouri fotovoltaice, pentru a acoperi o parte din energia electrică necesară.

Preț panou fotovoltaic monocristalin 300W	Preț panouri/apartament	Preț pompă de căldură aer-aer 6.74 kW	Preț pompă+panouri/apartament
225 EUR (1.113 RON)	540 EUR (2.671 RON)	667 EUR (3.300 RON)	1.207 EUR (5.971 RON)

- Având în vedere prețul de 225 EUR al unui panou fotovoltaic, pentru cele 48 de panouri instalate pe clădire, costul total este de aproximativ 10.793 EUR, respectiv un cost mediu per apartament de aproximativ 540 EUR. Având în vedere un cost de aproximativ 667 EUR pentru pompa de căldură, costul investiției per apartament (panouri fotovoltaice+pompă de căldură) este de aproximativ 1.207 EUR.

Costuri totale pentru 78.540 de puncte de consum/apartamente	94 mil. EUR (468 mil. RON)
---	-----------------------------------

II. Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (3/9)

Scenariul I - Pompe de căldură aer-aer

	Necesar încălzire (kWh)	Necesar încălzire după scăderea producției de energie din panouri fotovoltaice (KWh)	Consum energie electrică din rețea doar pompă de căldură	Cost doar cu energie electrică din rețea (RON)	Consum de energie rețea+panouri fotovoltaice	Cost energie electrică din rețea și panouri voltaice (RON)	Cost gaz cu centrală pe gaze (RON)	Cost mix gaze naturale-hidrogen	Cost hidrogen cu centrală pe hidrogen pur (RON)
Ianuarie	1,372	1,269	457	595	423	550	480	552	1,510
Februarie	1,372	1,267	457	595	422	549	480	552	1,510
Martie	700	588	233	303	196	255	245	282	770
Aprilie	306	172	102	133	57	75	107	123	337
Mai	306	130	102	133	43	56	107	123	337
Iunie	93	-100	31	40	-33	-43	32	37	102
Iulie	93	-130	31	40	-43	-56	32	37	102
August	93	-80	31	40	-27	-35	32	37	102
Septembrie	306	187	102	133	62	81	107	123	337
Octombrie	700	566	233	303	189	245	245	282	770
Noiembrie	306	248	102	133	83	107	107	123	337
Decembrie	1,372	1,325	457	595	442	574	480	552	1,510
Total	7,020	5,442	2,340	3,042	1,814	2,358	2,457	2,825	7,722

II. Estimarea costurilor privind instalarea pompelor de căldură în funcție de tipologia punctelor de consum (4/9)

Scenariul II - Pompe de căldură cu sursă în sol

- **Pompele de căldură cu sursă în sol** reprezintă un sistem de încălzire/răcire pentru clădiri care utilizează un tip de pompă de căldură pentru a transfera căldură către sau de la sol, utilizând temperaturile constante ale pământului de-a lungul anotimpurilor.
- **Scenariul II** are în vedere un bloc de apartamente dintr-o zonă urbană, construit după anul 2010 și inclus în clasa de eficiență energetică B. Reprezintă o construcție nouă, deja izolată cu polistiren de 10 cm grosime pe pereții exteriori și spumă spray la mansardă. Ferestrele au rame din PVC și minim 2 geamuri, iar balcoanele sunt deschise. Apartamentele au încălzire prin pardoseala. Aproximativ 72 de persoane locuiesc la nivelul celor 8 etaje ale acestei clădiri, cu aproximativ 1.440 de metri pătrați de încălzit. Clădirea are instalate două pompe de căldură cu sursă în sol cu o capacitate totală de 96 kW și un COP de 5. De asemenea, au fost instalate 48 de panouri fotovoltaice (de 300W fiecare) pentru producerea de energie electrică.

Preț panou fotovoltaic monocristalin 300W	Preț panouri/apartament	Preț pompe de căldură cu sursă în sol+manoperă	Preț pompă de căldură/apartament	Preț pompă+panouri/apartament
225 EUR (1113 RON)	450 EUR (2.226 RON)	80.290 EUR (397.440 RON)	3.343 EUR (16.550 RON)	3.793 EUR (18.776 RON)

- Prețul pentru cele 48 de panouri fotovoltaice este de aproximativ 10.793 EUR, rezultând aproximativ 450 EUR per apartament (24 apartamente). Pentru cele 2 pompe de căldură, prețul total este de aproximativ 80.290 EUR (397.440 RON), adică aproximativ 3.343 EUR per apartament. Costul investiției per apartament (panouri fotovoltaice+pompă de căldură) este de aproximativ 3.793 EUR.

Costuri totale pentru 78.540 de puncte de consum/apartamente **298 mil. EUR (1,47 mld. RON)**

II. Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (5/9)

Scenariul II - Pompe de căldură cu sursă în sol

	Necesar încălzire (KWh)	Necesar încălzire după scăderea producției de energie din panouri fotovoltaice (KWh)	Consum energie electrică din rețea doar pompă de căldură	Cost doar cu energie electrică din rețea (RON)	Consum de energie rețea+panouri fotovoltaice	Cost energie electrică din rețea și panouri voltaice (RON)	Cost gaz cu centrală pe gaze (RON)	Cost mix gaze naturale-hidrogen	Cost hidrogen cu centrală pe hidrogen pur (RON)
Ianuarie	18,144	15,981	3,629	4,717	3,196	4,155	6,350	7,303	19,958
Februarie	18,144	15,940	3,629	4,717	3,188	4,144	6,350	7,303	19,958
Martie	6,800	4,568	1,360	1,768	914	1,188	2,380	2,737	7,480
Aprilie	4,522	1,844	904	1,176	369	479	1,583	1,820	4,974
Mai	4,522	995	904	1,176	199	259	1,583	1,820	4,974
Iunie	1,500	-2,496	300	390	-499	-649	525	604	1,650
Iulie	1,500	-3,087	300	390	-617	-803	525	604	1,650
August	1,500	-2,087	300	390	-417	-543	525	604	1,650
Septembrie	4,522	2,146	904	1,176	429	558	1,583	1,820	4,974
Octombrie	4,522	1,844	904	1,176	369	479	1,583	1,820	4,974
Noiembrie	6,800	5,634	1,360	1,768	1,127	1,465	2,380	2,737	7,480
Decembrie	18,144	17,097	3,629	4,717	3,419	4,445	6,350	7,303	19,958
Total	90,620	58,378	18,124	23,561	11,676	15,178	31,717	36,475	99,682
Per apartament	3,776	3,205	755	982	641	833	1,322	1,520	4,153

II. Estimarea costurilor privind instalarea pompelor de căldură în funcție de tipologia punctelor de consum (6/9)

Scenariul III - Pompe de căldură aer-apă

- Spre deosebire de pompa de căldură aer-aer, **pompa de căldură aer- apă** nu folosește aer forțat pentru a încălzi locuința. În schimb, acest tip de sistem utilizează un sistem de distribuție hidronic pentru a încălzi casa cu o serie de calorifere sau încălzire în pardoseală, precum un cazan. Acestea funcționează prin comprimarea și extinderea agentului frigorific pentru a transfera căldura din aerul exterior în apă, care este pompată prin sistemul de radiatoare hidronice.
- Scenariul III** are în vedere o casă individuală de familie, construită după anul 2000, într-o zonă suburbană sau rurală. Casa se încadrează în clasa de eficiență energetică B, pereții au fost izolați cu vată minerală de 15 cm grosime, podul a fost izolat cu celuloză, iar ramele ferestrelor sunt din PVC și au cel puțin 2 geamuri. Casa a fost echipată cu un sistem nou de distribuție a căldurii la temperatură joasă, care trebuie să încălzească 90 de metri pătrați și este locuită de 3 persoane. Temperatura necesară pentru a asigura încălzirea spațiului variază între 40 și 50 de grade Celsius, în timp ce pentru apă caldă sunt necesare 60 până la 65 de grade Celsius. Casa va avea instalată o pompă de căldură aer-apă, de 10kW, cu un COP de 4. Lângă casă au fost instalate 8 panouri fotovoltaice de 300W.

Preț panou fotovoltaic monocristalin 300W	Total preț panouri	Preț pompă de căldură aer-apă+manoperă	Preț pompă+panouri
225 EUR (1113 RON)	1.800 EUR (8.904 RON)	6.465 EUR (32.000 RON)	8.265 EUR (40.904 RON)
Costuri totale pentru 78.540 de puncte de consum/case individuale	649 mil. EUR (3,21 mld. RON)		

OPEX pompe de căldură

- Pompele de căldură nu necesită un proces complex de mentenanță și nici costuri în acest sens. Dacă pompa de căldură este menținută curată, iar fluxul de aer nu este obstrucționat, în general va fi nevoie de un control de rutină o dată pe an. Dacă sunt respectate aceste principii și instrucțiunile produsului, pompa de căldură ar trebui să funcționeze fără probleme aproximativ 20 de ani.

II. Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (7/9)

Scenariul III - Pompe de căldură aer-apă

	Necesar încălzire (KWh)	Necesar încălzire după scăderea producției de energie din panouri fotovoltaice (KWh)	Consum energie electrică din rețea doar pompă de căldură	Cost doar cu energie electrică din rețea (RON)	Consum de energie rețea+panouri fotovoltaice	Cost energie electrică din rețea și panouri voltaice (RON)	Cost gaz cu centrală pe gaze (RON)	Cost mix gaze naturale-hidrogen	Cost hidrogen cu centrală pe hidrogen pur (RON)
Ianuarie	1,750	1,353	438	569	338	440	613	704	1,925
Februarie	1,750	1,346	438	569	337	438	613	704	1,925
Martie	805	433	201	262	108	141	282	324	886
Aprilie	499	52	125	162	13	17	175	201	549
Mai	499	-125	125	162	-31	-40	175	201	549
Iunie	150	-556	38	49	-139	-181	53	60	165
Iulie	150	-655	38	49	-164	-213	53	60	165
August	150	-488	38	49	-122	-159	53	60	165
Septembrie	499	103	125	162	26	33	175	201	549
Octombrie	499	52	125	162	13	17	175	201	549
Noiembrie	805	611	201	262	153	198	282	324	886
Decembrie	1,750	1,539	438	569	385	500	613	704	1,925
Total	9,305	3,667	2,326	3,024	917	1,192	3,257	3,745	10,236

II. Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (8/9)

Tip punct de consum	Cost pompe de căldură (A)	Cost panou PV (B)	Cost total (A + B)	Cost boiler gn/H2+branșare rețea
Scenariul I	667 EUR (3.300 RON)	225 EUR (1.113 RON)	1.207 EUR (5.971 RON)	Cost minim 1.000 EUR
Scenariul II	80.290 EUR (397.440 RON)	10.793 EUR (53.424 RON)	91.083 EUR (450.859 RON)	Cost minim 24.000 EUR*
Scenariul III	6.465 EUR (32.000 RON)	1.800 EUR (8.904 RON)	8.265 EUR (40.904 RON)	Cost minim 1.000

Tip punct de consum	Costuri consum ee (pomă de căldură + panouri) (RON)	Cost gn (RON)	Cost gn+h2 (RON)	Cost h2 (RON)
Scenariul I	2.183	2.457	2.825	7.722
Scenariul II*	15.178	31.717	36.475	99.682
Scenariul III	1.192	3.257	3.745	10.236

*a fost luat în considerare costul pentru 24 apartamente, așa cum se specifică în descrierea scenariului. În cazul celor 24 de apartamente s-a luat în calcul un cost de 1.000 EUR/apartament.

II. Analiza comparativă a costurilor anuale cu energia pentru pompele de căldură și centralele de apartament care utilizează gaz natural/hidrogen (9/9)

Concluzii scenarii costuri cu energia

- În toate cele trei scenarii, costurile anuale cu energia cele mai mici au fost realizate prin pompe de căldură în combinație cu panouri fotovoltaice.
- Costuri mai mici decât cu gazul sau hidrogenul au rezultat și în situația în care pompele de căldură au utilizat doar energie electrică din rețea, excepție fiind Scenariul I- Pompe de căldură aer-aer. Însă, la acest lucru a contribuit faptul că pentru apartamente a fost alocat un număr mai mic de panouri fotovoltaice, având în vedere spațiul disponibil mai mic pentru blocurile de locuințe. În cazul utilizării unei pompe de căldură aer-aer la o casă unifamilială, cu un număr mai mare de panouri fotovoltaice, se vor obține costuri mai mici comparativ cu gazele naturale.
- Reglementările actuale (OUG nr. 119/2022) și structura pieței, caracterizată în prezent de plafoane de preț pentru energie electrică, descurajează utilizarea pompelor de căldură, deoarece acestea pot conduce consumul de energie electrică în gospodărie peste suma lunară subvenționată și implicit la costuri mult mai mari. Având de cele mai multe ori un consum lunar peste 300 kWh, clienții cu pompe de căldură ajung să plătească întreaga cantitate de energie electrică consumată la un preț de 1,3 lei/kWh.
- În toate scenariile, se ajunge la costuri de câteva ori mai mari în situația în care s-ar utiliza 100% hidrogen în boilere versus utilizarea unor pompe de căldură. De cel puțin trei ori mai mare în scenariul pompe de căldură aer-aer și de cel puțin șapte ori mai mare în scenariul pompe de căldură cu sursă în sol.

III. Estimare a cantității totale de energie consumata pana în 2030 (1/3)

Consumul de energie electrică din rețea pentru pompe de căldură- Scenariul I

- Având în vedere un consum anual de **5.442 kWh (5.4 MWh)** per punct de consum/apartament, pentru 78.540 de puncte de consum, conform cu descrierea din scenariu, se ajunge la un consum anual total de **423,9 GWh**.
- Luând în considerare un COP de 90% pentru boilerile pe hidrogen și consumul necesar anual pentru încălzire de 7.020 kWh, rezultă că se va utiliza anual hidrogen în echivalent **7.722 kWh (7.7 MWh)**. Având în vedere că din 1 kWh de energie electrică, rezultă echivalentul a 0,6 kWh de hidrogen, rezultă că pentru o locuință se vor utiliza din rețea **12.870 kWh (12,8 MWh)** de energie electrică.
- Astfel, pentru 78.540 de puncte de consum, similare cu cele din descrierea scenariului dar care folosesc boiler pe hidrogen, se ajunge la un consum anual de energie electrică din rețeaua națională de energie de **1.004 GWh**.

III. Estimare a cantității totale de energie consumata pana în 2030 (2/3)

Consumul de energie electrică din rețea pentru pompe de căldură- Scenariul II

- În acest scenariu s-a considerat că cele 78.540 de puncte de consum se găsesc în blocuri cu caracteristicile prezentate în descrierea scenariului. În cazul în care s-ar considera că un bloc precum cel din descrierea scenariului este un punct de consum, dacă am avea 78.540 de astfel blocuri, atunci s-ar depăși numărul de locuințe existente în regiunea Oltenia. Astfel, punct de consum a fost considerat fiecare apartament dintr-un bloc cu caracteristicile prezentate în descrierea scenariului.
- Pentru un punct de lucru/apartament dintr-un bloc conform scenariului se ajunge în medie la un consum lunar de energie electrică din rețea de **2.432 kWh (2,4 MWh)**.
- Având în vedere un consum anual prezentat mai sus, pentru 78.540 puncte de lucru se ajunge la un consum anual total de **188,4 GWh**.
- Luând în considerare un COP de 90% pentru boilerile pe hidrogen și consumul necesar anual pentru încălzire de 3.775 kWh, rezultă că se va utiliza anual hidrogen în echivalent **4.125 kWh (4.1 MWh)**. Având în vedere că din 1 kWh de energie electrică, rezultă echivalentul a 0,6 kWh de hidrogen, rezultă că pentru o locuință se vor utiliza din rețea **6.875 kWh (6.9 MWh)** de energie electrică.
- Astfel, pentru 78.540 de puncte de consum, similare cu cele din descrierea scenariului dar care folosesc boiler pe hidrogen, se ajunge la un consum anual de energie electrică din rețeaua națională de energie de **542 GWh**.

III. Estimare a cantității totale de energie consumata pana în 2030 (3/3)

Consumul de energie electrică din rețea pentru pompe de căldură- Scenariul III

- Având în vedere un consum anual de **3.667 kWh (3.7 MWh)** per punct de consum/casă individuală, pentru 78.540 de puncte de consum se ajunge la un consum anual total de **290,4 GWh**.
- Luând în considerare un COP de 90% pentru boilerule pe hidrogen și consumul necesar anual pentru încălzire de 9.305 kWh, rezultă că se va utiliza anual hidrogen în echivalent **10.235 kWh (10,2 MWh)**. Având în vedere că din 1 kWh de energie electrică, rezultă echivalentul a 0,6 kWh de hidrogen, rezultă că pentru o locuință se vor utiliza din rețea **17.059 kWh (17 MWh)** de energie electrică.
- Astfel, pentru 78.540 de puncte de consum, similare cu cele din descrierea scenariului dar care folosesc boilerule pe hidrogen, se ajunge la un consum anual de energie electrică din rețeaua națională de energie de **1.334 GWh**.

IV. Estimări ale emisiilor aferente unui scenariu cu electricitate din rețea și cu 100% RES

Rezultatele scenariilor analizate

În anul 2022, intensitatea emisiilor de carbon din producția de energie electrică în România a fost de 264 kgCO₂/MWh. Dacă pentru încălzirea celor 78.540 de racorduri ar fi utilizată energie electrică din rețea ar rezulta:

- Scenariul I: pentru un consum de 423,9 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru pompe de căldură, rezultă emisii de **111.909 tCO₂eq**. Pentru un consum de 1.004 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru boilere pe hidrogen, rezultă emisii de **265.056 tCO₂eq**.
- Scenariul II: pentru un consum de 188,4 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru pompe de căldură, rezultă emisii de **49.737 tCO₂eq**. Pentru un consum de 542 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru boilere pe hidrogen, rezultă emisii de **138.336 tCO₂eq**.
- Scenariul III: consum de 290,4 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru pompe de căldură, rezultă emisii de **76.665 tCO₂eq**. Pentru un consum de 1.334 GWh din rețeaua de energie electrică, pentru boilere pe hidrogen, rezultă emisii de **352.176 tCO₂eq**.
- În scenariul în care pentru încălzire s-ar utiliza doar energie din surse regenerabile pentru pompele de căldură, rezultă **emisii zero**. Conform proiectului Strategiei pe Termen Lung a României, acest lucru va fi posibil după anul 2040.

V. Costuri cu privire la modernizarea rețelei de distribuție a energiei electrice

Cost modernizare rețea distribuție energie electrică/locuință

- Operatorii de distribuție au obligația legală să asigure siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelelor electrice de distribuție a energiei electrice. În acest sens, aceștia elaborează planuri de investiții, în funcție de necesarul de lucrări de investiții și de mentenanță.
- Raportul anual al activității ANRE pentru anul 2022 prezintă prognoza investițiilor și realizarea efectivă a planurilor de investiții. Luând în considerare raportul menționat anterior și raportul Institutului Național de Statistică privind Fondul de Locuințe din anul 2023, s-au putut suprapune investițiile realizate de operatorii de distribuție și numărul de locuințe din zona respectivă. Astfel, au putut fi determinate costurile per locuință realizate de operatorii de distribuție. În funcție de operator, acestea variază între **25,9-46,9 EUR per locuință**.
- Considerând că modernizarea rețelei de distribuție ar presupune costuri suplimentare per locuințe similare cu cele realizate până acum. Pentru 78.540 de locuințe, costurile modernizării rețelei ar între **2-3,6 mil. EUR**.

VI. Total costuri comparative

Tip	Proiect gaze+hidrogen PNRR		Proiect pompe de caldura I		Proiect pompe de caldura II		Proiect pompe de caldura III	
	Costuri investitie	Costuri operare/racord/an 20 MW	Costuri investitie	Costuri operare	Costuri investitie	Costuri operare	Costuri investitie	Costuri operare
Conducte+bransamente / pompe+panouri	290,000,000 €	-	94,800,000 €	-	298,000,000 €	-	649,000,000 €	-
Modernizarea rețelei electrice	-		3,600,000 €	-	3,600,000 €	-	3,600,000 €	-
130 MW pentru 20% hidrogen regenerabil	130,000,000 €	-	-	-	-	-	-	-
1820 MW pentru 100% hidrogen regenerabil	1,820,000,000 €		-	-	-	-	-	-
100% gn	-	1,277 €	-	-	-	-	-	-
100% gn + ETS II	-	1,474 €	-	-	-	-	-	-
80% gn +20% H2	-	1,467 €	-	-	-	-	-	-
80% gn +20% H2+ETS II	-	1,674 €	-	-	-	-	-	-
100% H2	-	2,320 €	-	-	-	-	-	-
Electricitate				441 €	-	168 €	-	240 €
Boilere/centrale	-	1,000 €	-	-	-	-	-	-
Total final pentru 78.540 racorduri (lo)	420,000,000 €	100,295,580 €	98,400,000 €	34,636,140 €	301,600,000 €	13,194,720 €	652,600,000 €	18,849,600 €
Total final pentru 78.540 racorduri (hi)	2,110,000,000 €	182,212,800 €		- €		- €		€

*Costurile de investitie sunt atribuite autorităților publice și companiilor, și nu include contribuție din partea persoanelor fizice

** Costurile de operare sunt consumul de combustibil și investitia inițială suportate de persoanele individuale. Acestea sunt calculate per racord per an, în euro. Totalul final nu include și investiția cu boilerul/centrala, care are loc o singură dată.

VII. Surse de finanțare

1. Energie

Fond până în 2027	tip investiție individual - uni/multifamilial și centralizat	sume disponibile mil euro	Observații
PODD	încălzire centralizată UAT	10	doar gaz fosil
	încălzire regenerabilă UAT	50	regenerabil geotermal/biogaz/biomasa
	distribuție gaz+hidrogen (operatori rețele, dar beneficiar final cetățeni)	323	doar gaz si hidrogen
POR	N-V: cogenerare regenerabila	17	pompele de căldură pot fi una dintre opțiuni
POTJ	GJ - foto/solar pers vulnerabile	68	Energie regenerabila solar eolian, inclusiv termica pompele de caldura sunt incluse doar pentru RES in cladiri publice,
	HD - - foto/solar pers vulnerabile	69	
	DJ	51	
	GL	37,0	
	PH	31,5	
PNRR	MS	34,5	
	distribuție gaz+hidrogen	400	doar gaz si hidrogen, investiție abandonată
	co-generare	300	doar gaz fosil
RePowerEU	panouri fotovoltaice clădiri rezidențiale	600	doar electricitate
Fondul de modernizare	nu exista RES pentru rezidential	-	
	co-generare	?	doar gaz fosil?
Fonduri AFM	casa verde fotovoltaice	353	doar electricitate
Total RES		1311	
Din care posibil pompe		17	
Total gaz/hidrogen		1033	

VII. Surse de finanțare

2. Eficiență energetică

Fond până în 2027	tip investiție individual - uni/multifamilial și centralizat	sume disponibile mil euro	Observații
PODD	-	-	
POR	eficiență energetică, inclusiv electricitate și încălzire regenerabilă		
	N-V	102	poate finanța pompe de căldură
	Sud Muntenia	130	poate finanța pompe de căldură
	S-V Oltenia	163	poate finanța pompe de căldură
	N-E	39,4	poate finanța pompe de căldură
	S-E	50	poate finanța pompe de căldură
	Centru	25	poate finanța pompe de căldură
	B-IF	65	poate finanța pompe de căldură
	V - doar renovare	53,4	doar renovare
FTJ		-	
PNRR	valul renovării	1000	doar renovare, poate fi suplimentat cu buget național pentru surse de energie
RePowerEU	Programul Național "Casa eficientă energetic"	267	doar renovare și electricitate pentru persoane vulnerabile
	renovare	267	doar renovare
Fondul de modernizare	-	-	
Fonduri AFM	casa eficientă energetic (2020)	26	poate finanța pompe de căldură
Total renovare		2187,8	
Din care posibil pompe de căldură		600,4	probabil max. 15%

Concluzii

- Alegerea tipului de pompă de căldură nu se face în funcție de caracteristicile geografice (climă, altitudine etc.), ci în funcție de caracteristicile locuinței (suprafață, materialele din care este construită, renovări etc.). Pentru a compara diferite tipuri de pompe de căldură, trebuie comparat coeficientul de performanță” sau COP.
- Costurile CAPEX pentru instalarea a 78.540 de pompe de căldură depind de tipul de pompă aleasă. În general costurile cele mai mici pentru achiziționarea unei pompe de căldură se obțin prin instalarea de pompe de tip aer-aer. În cazul altor tipuri de pompe de căldură, costurile sunt semnificativ mai mari, dar acestea prezintă și performanțe mai bune. Comparativ cu situația în care s-ar crea 78.540 de racorduri la o rețea de distribuție gaze naturale-hidrogen (plus rețeaua aferentă), costurile cu instalarea a 78.540 de pompe de căldură pot fi mai mici dacă s-ar utiliza doar pompe de tip aer-aer, iar în alte cazuri mai mari dacă s-ar utiliza, de exemplu, pompe aer-apă. Însă, se vor utiliza mai multe tipuri de căldură, ceea ce va duce la o anumită medie a costurilor cu pompele de căldură. În ceea ce privește costurile OPEX, dacă pompa de căldură este menținută conform parametrilor stabiliți de producător, acestea ar trebui să se rezume doar la verificarea anuală.
- Pompele de căldură în combinație cu panourile fotovoltaice prezintă cele mai mici costuri anuale cu energia. Chiar și în acest caz, costurile ar putea fi semnificativ reduse dacă reglementările naționale privind prețurile energiei electrice ar fi modificate (prevederile OUG nr.119/2022). Totodată, trebuie avut în vedere că blocurile de apartamente dețin o suprafață mai mică pe care se pot instala panouri fotovoltaice, astfel că și producția per apartament este una mai mică și în cazul anumitor pompe de căldură (aer-aer) duce la costuri ceva mai mari.
- Din punct de vedere al energiei electrice consumate la nivel regional/național, pompele de căldură prezintă un consum mult mai mic de energie electrică comparativ cu situația în care s-ar utiliza hidrogen pentru a fi ars în boilere. Consumul de energie electrică poate fi de până la 3-4 ori mai mic în cazul în care s-ar utiliza pompe de căldură pentru încălzire.
- În corelație cu consumul mai mare de energie electrică, dacă luăm în considerare un sistem energetic național care nu este decarbonizat, și emisiile de gaze cu efect de seră sunt de câteva ori mai mari în cazul în care se utilizează energie electrică din rețea pentru producția de hidrogen, față de situația în care s-ar utiliza energie electrică pentru pompe de căldură.
- Costurile modernizării rețelei de distribuție a energiei electrice astfel încât să poată integra 78.540 de pompe de căldură sunt greu de estimat din cauza faptului că firmele distribuitoare de energie electrică nu au un standard în ceea ce privește costurile. Aceste costuri sunt stabilite anual, în funcție de necesarul de întărire al rețelei. Spre deosebire de propunerea din PNRR, rețeaua de distribuție a energiei electrice este deja existentă și doar ar trebui întărită.

Recomandări

- Rezultatele analizei arată că este mai eficient ca investițiile pentru încălzirea locuințelor să meargă direct către soluții bazate pe energie electrică și eficiență energetică. Pentru a realiza astfel de investiții, este nevoie de o contribuție majoră din partea autorităților publice și întocmirea de granturi dedicate pentru pompe de căldură.
- În prezent există puține astfel de fonduri pentru acest tip de tehnologie și nu este clar câte dintre ele se vor duce de fapt spre pompe de căldură, beneficiarii având posibilitatea să aleagă din mai multe surse.
- Recomandăm crearea unei scheme dedicate pentru încălzire regenerabilă din Fondul de Modernizare, disponibil pentru co-generare și persoane individuale, în valoare de 1 miliard de euro. Din 2024 investițiile în eficiență energetică, sisteme de încălzire regenerabilă și reducerea impactului asupra gospodăriilor cu venituri reduse devin prioritare din cauza intrării în vigoare a ETS II.
- Investițiile în pompe de căldură ar trebui să fie realizate integrat cu eficientizarea energetică a locuințelor și instalarea de panouri fotovoltaice.
- Proiectele de acest tip ar trebui să meargă prioritar către persoanele vulnerabile în situație de sărăcie energetică, care sunt cele mai afectate de creșterea prețurilor, dar și de schimbările climatice. În acest caz recomandăm finanțarea integrală a proiectelor din fonduri publice, fără a fi necesar ca beneficiarii să plătească în avans pentru lucrări.

Contact

Mihai Constantin, Senior Researcher
Energy Policy Group
mihai.constantin@enpg.ro

Raluca Petcu, Gas campaigner
Bankwatch Romania
raluca.petcu@bankwatch.org

Funded by



'The RegENERate project has received funding from the LIFE Programme of the European Union.'

