



**ECONOMIC
CONSULTING
ASSOCIATES**

Inițiativa privind sursele
durabile Cadrul de dialog
privind politicile Categoria
Energie și resurse

**Potențiale modificări ale
legislației românești privind
SRE**

Raport final

Octombrie 2016

Înaintat Ministerului Energiei din
România și BERD de:

Economic Consulting Associates

Economic Consulting Associates Limited
41 Lonsdale Road, Londra NW6 6RA, Regatul Unit
Tel.: +44 20 7604 4546; Fax: +44 20 7604 4547
www.eca-uk.com

Declinarea responsabilității: Acest raport a fost pregătit de Consulting Associates Ltd (ECA) și prezintă punctele de vedere, opiniile și supozițiile făcute în mod independent de ECA. Ele nu reprezintă puncte de vedere, opinii și supoziții făcute de o parte interesată din România, oficială sau neoficială. În cazul în care Ministerul dorește să pună acest raport la dispoziția altor părți, ECA nu își asumă răspunderea în relație cu aceste părți cu privire la conținutul sau concluziile acestuia. Versiunea originală a acestui raport a fost pregătită în limba engleză. În măsura în care exista neconcordanțe prevalează versiunea în limba engleză.

This document is a translated version of the report prepared in English by Economic Consulting Associates Ltd. In the case of any discrepancies found between the English and Romanian versions of the report, the English version shall prevail.

Cuprins

Abrevieri și acronime	vii
Glosar	viii
Rezumat	ix
1 Introducere	1
1.1 Informații contextuale	1
1.2 Obiectivele și sfera raportului	3
1.3 Forma raportului	4
2 Abordare	5
2.1 Bazele economice ale mecanismului certificatelor verzi	5
2.2 Furnizarea de energie convențională	9
2.3 Furnizarea de energie din SRE și certificatele verzi	14
2.4 Cererea în România	14
2.5 Structura modelului	16
3 Sursele datelor	18
3.1 Informații nelegate de politici introduse în model	18
3.2 Variabilele de politică	22
4 Evoluția sectorului energetic din România	25
4.1 Situația actuală	25
5 Previziuni de referință privind politicile	28
5.1 Previziuni privind producția	28
5.2 Previziunile privind cererea	30
5.3 Evaluarea de referință a impactului politicilor	32
6 Scenarii	41
6.1 Variația cotelor de CV	41
6.2 Variația din rata de reintroducere	50
6.3 Variația prețurilor plafon și prag	54
6.4 Variația în fixarea prețurilor prag și rata de reintroducere	61
6.5 Variația în regulile de păstrare	72
6.6 Variația în exceptarea consumului de energie electrică al industriei grele	78

6.7	Efectul regulilor de echilibrare și a limitării în funcție de notificare	78
7	Rezumat și concluzii	80
7.1	Rezumat	80
7.2	Scenarii de combinații de politici	81
7.3	Concluzii	82
A1	Date de intrare folosite în cadrul analizei	86
A2	Prețurile EEX și românești pentru ziua următoare	91

Tabele și figuri

Tabele

Tabel 1	Date economice și demografice generale	19
Tabel 2	Date privind prețul energiei și combustibilului	20
Tabel 3	Capacitate, generare și costurile energiei electrice produse din SRE	21
Tabel 4	Informații privind variabilele de politică	22
Tabel 5	Creșterea PIB și cererea finală de energie electrică 2011 – 2015	25
Tabel 6	Prețul cu ridicata mediu anual al energiei din România	25
Tabel 7	Diagrama previziunilor privind CV din 2016	27
Tabel 8	Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori medii)	34
Tabel 9	Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori ridicate)	35
Tabel 10	Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori coborâte) (milioane)	36
Tabel 11	RIR modificate estimate ale producătorului de E-SRE (în termeni reali)	39
Tabel 12	Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie orientată”	43
Tabel 13	RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie orientată” cu surplus de 5%	45
Tabel 14	RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie orientată” cu surplus de 10%	46
Tabel 15	Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie statică” (milioane)	47
Tabel 16	RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie statică”	49
Tabel 17	Piața de CV cu rata eșalonată de introducere a CV	51
Tabel 18	RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile reintroducerii eșalonate a CV și a cotei obligatorii orientate	54
Tabel 19	Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și prognoză de preț fixată manual conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	56

Tabel 20 Preț minim ajustat și prețuri estimate	58
Tabelul 21 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile fixării manuale a prețurilor	58
Tabel 22 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus	59
Tabel 23 RIR estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile cotei obligatorii orientate și a prețului minim redus	61
Tabel 24 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	63
Tabel 25 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale	64
Tabel 26 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale	66
Tabel 27 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim fixat manual și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”	67
Tabel 28 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) cu preț minim fixat manual și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”	69
Tabel 29 Impactul asupra facturilor consumatorilor (%) cu reintroducere prelungită și varierea prețului minim și surplus conform „cotei obligatorii orientate”	70
Tabel 30 RIR modificate estimate ale producătorului de E-SRE (în termeni reali)	70
Tabel 31 Piața CV cu valabilitate nelimitată conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	73
Tabelul 32 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	75
Tabel 33 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” cu surplus	76
Tabel 34 Impactul asupra facturilor consumatorilor (%) a scenariilor de combinații de politici selectate	83
Tabel 35 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (termeni reali) pentru scenarii de combinații de politici selectate	84
Tabel 36 Date economice și demografice generale	86
Tabel 37 Date privind prețul energiei și combustibilului	87
Tabel 38 Date privind cererea de energie	88
Tabel 39 Capacitate, generare și costurile energiei electrice produse din SRE	89
Tabel 40 Prețurile EEX și OPCOM medii pentru ziua următoare pe an	91

Figuri

Figura 1 Bazele economice ale fixării prețurilor CV	7
Figura 2 Intensitatea energetică a țărilor europene	15
Figura 3 Abordarea modelului	17
Figura 4 Previziuni privind prețul românesc cu ridicata al energiei	29

Figura 5 Producția de E-SRE estimată pe tip	30
Figura 6 Previziunile privind cererea pentru CFBE	31
Figura 7 Previziunile privind cererea pentru CFEE	31
Figura 8 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori medii)	33
Figura 9 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori ridicate)	35
Figura 10 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (valori coborâte)	36
Figura 11 Cota previzionată a tarifului pentru consumatori casnici atribuibilă sistemului de promovare prin CV	37
Figura 12 Cota previzionată a tarifului noncasnic atribuibilă sistemului de promovare prin CV	38
Figura 13 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene	40
Figura 14 Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie orientată”	42
Figura 15 Impactul scenariului „Cotă obligatorie orientată” asupra consumatorilor casnici	43
Figura 16 Impactul scenariului „Cotă obligatorie orientată” asupra consumatorilor noncasnici	44
Figura 17 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene conform „cotei obligatorii orientate”	45
Figura 18 Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie statică”	47
Figura 19 Impactul scenariului „Cotă obligatorie statică” asupra consumatorilor casnici	48
Figura 20 Impactul scenariului „Cotă obligatorie statică” asupra consumatorilor noncasnici	48
Figura 21 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene conform „cotei obligatorii statice”	50
Figura 22 Piața de CV cu rata eșalonată de introducere a CV	51
Figura 23 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile cotei obligatorii orientate și a ratei de reintroducere eșalonate	52
Figura 24 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile cotei obligatorii orientate și a ratei de reintroducere eșalonate	53
Figura 25 Previziunea privind fluxul de numerar în condițiile reintroducerii eșalonate a CV și a cotei obligatorii orientate	53
Figura 26 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	55
Figura 27 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și prognoză de preț fixată manual conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	56
Figura 28 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile unui preț minim redus și a unei previziuni de preț fixate manual	57
Figura 29 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile unui preț minim redus și a unei previziuni de preț fixate manual	57
Figura 30 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus	59
Figura 31 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus – impactul asupra consumatorilor casnici	60
Figura 32 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus – impactul asupra consumatorilor noncasnici	61

Figura 33 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	62
Figura 34 Impactul asupra consumatorilor casnici cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	63
Figura 35 Impactul asupra consumatorilor noncasnici cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	64
Figura 36 Impactul asupra consumatorilor casnici fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	65
Figura 37 Impactul asupra consumatorilor noncasnici fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	66
Figura 38 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”	67
Figura 39 Impactul asupra consumatorilor casnici cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate (COO)”	68
Figura 40 Impactul asupra consumatorilor noncasnici cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate (COO)”	69
Figura 41 Piața CV cu valabilitate nelimitată conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	73
Figura 42 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	74
Figura 43 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii	74
Figura 44 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” cu surplus	76
Figura 45 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” și fără surplus	77

Abrevieri și acronime

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei din România
CHP	Cogenerarea de energie electrică și termică
ECA	Economic Consulting Associates
EU ETS	Schema UE de comercializare a emisiilor
EUR/€	Euro
CFEE	Consum final de energie electrică
CV	Certificat verde
PIB	Produs intern brut
CFBE	Consum final brut de energie electrică
CIBE	Consum intern brut de energie
RIR	Rată internă de rentabilitate
RIRM	Rată internă de rentabilitate modificată
PNAER	Planul național de acțiune în domeniul energiei din surse regenerabile
OPCOM	Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale
(E)-SRE	(Energie) - surse regenerabile de energie
RON	Leu românesc nou

Glosar

Categorizarea certificatelor verzi

Alocate	Certificate emise producătorilor de energie din SRE la producerea de electricitate din surse regenerabile eligibilă <i>inclusiv</i> CV amânate de la tranzacționare
Păstrate	Păstrarea certificatelor în vederea vânzării la o dată ulterioară
Amânate de la tranzacționare	Amânarea impusă a tranzacționării unei proporții din certificatele acordate
Expirate	Expirarea valabilității certificatului, după care acesta este anulat și nu poate fi răscumpărat în schimbul cotei unui furnizor
Răscumpărate	Certificate înmânate unui furnizor pentru a-și îndeplini obligația anuală
Recuperate	Certificate care au ajuns la sfârșitul amânării de la tranzacționare

Rezumat

Scopul acestui raport

Sistemul românesc de promovare prin certificate verzi funcționează din noiembrie 2011. În principiu, acesta alocă certificate verzi (CV) centralelor acreditate care folosesc surse de energie regenerabile (SRE) pentru fiecare MWh produs din SRE timp de 15 ani de la prima producție ca parte a sistemului. Numărul certificatelor acordate depinde de tehnologie. CV sunt vândute furnizorilor la un preț încadrat într-un interval minim – maxim; furnizorii răscumpără certificatele pentru a-și onora cota obligatorie care are la bază cota lor din vânzările totale. Costul sistemului este deci suportat de consumatorii de energie electrică. Energia generată de aceste proiecte este vândută pe baze comerciale.

Procesul nu s-a derulat însă potrivit planului, rata de dezvoltare a producției acreditate depășind cu mult așteptările. Guvernul a răspuns la această producție excedentară folosind o combinație de măsuri, cu rolul de a limita costurile pentru consumatori, ceea ce a afectat atât acreditările inițiale, cât și noile acreditări. Aceste măsuri au impact atât asupra costurilor consumatorilor, cât și asupra fluxurilor de numerar și profitabilității investițiilor în SRE.

ECA a fost angajată să furnizeze o analiză independentă a impacturilor sistemului și a măsurilor politice impuse, și pentru a dezvolta scenarii ale acestor impacturi pentru funcționarea sistemului (până în 2031). Impactul este considerat separat, din punctul de vedere al diferitelor categorii de consumator, și din punctul de vedere al investitorilor în SRE. ECA a fost apoi rugată să examineze combinații de politici care ar putea fi folosite în viitor pentru a îmbunătăți echitatea alocării costurilor și veniturilor. Din punctul de vedere al consumatorului, accesibilitatea este comparată cu povara actuală; din punctul de vedere al producătorului, veniturile sunt examinate ținând cont de normele folosite pe plan internațional pentru a calcula rata internă de rentabilitate modificată (RIRM) pentru fiecare principal tip de tehnologie pe bază de SRE, care va depinde de asemenea de anul investiției.

Evoluții normative

Sistemului implementat în 2011 i-sau adus ulterior următoarele modificări, menite a reduce costul:

- o **Reducerea numărului de CV pe MWh generat.** Ca urmare a riscului identificat de supracompensare, centralele eoliene, solare și hidrocentralele acreditate după decembrie 2013 urmează să primească mai puține certificate. Această modificare a atenuat în parte reducerea costurilor tehnologiei pe bază de SRE, în așa fel încât noile centrale să nu beneficieze de o rentabilitate a capitalului care să o depășească pe cea anticipată pentru produsele anterioare.
- o **Unele CV emise nu pot fi tranzacționate timp de circa 3 ani.** O proporție a CV emise în perioada iulie 2013 și martie 2017 nu vor fi transmise furnizorilor timp de circa 3 ani. Această modificare a amânat o posibilă ofertă excedentară de certificate, însă a afectat și fluxurile de numerar ale investițiilor comparativ cu așteptările la vremea investiției, reducând valoarea actualizată a rentabilității capitalului.
- o **Reducerea cotei furnizorilor.** Această modificare a redus costul susținerii pentru furnizori începând din 2014, comparativ cu așteptările anterioare; a făcut însă să apară un excedent de CV nevândute și nevandabile deținute de producători (politica menționată anterior nu avea cum să fie suficientă pentru a amâna toate CV rămase nevândute).

- o **Plată limitată de cantitățile de energie notificate.** Pentru centralele desemnate a fi „unități dispecerizabile” (centrale eoliene și solare de peste 5 MW, hidrocentrale de peste 10 MW și centrale pe biomasă de peste 20 MW), începând din iulie 2013 alocarea de CV se va face pe baza volumului de energie furnizat și a volumul de energie notificat ca fiind vânzare pe piața OPCOM, în funcție de care este mai mic (aceste unități depășind pragul prevăzut pentru tranzacționarea pe bază de contracte bilaterale). Această modificare a afectat îndeosebi producția de energie eoliană și solară, unde prognozele privind producția sunt extrem de incerte.
- o **Valabilitatea redusă a certificatelor.** Perioada dintre emiterea certificatelor (eligibile pentru a fi vândute) și momentul în care certificatul poate fi răscumpărat de către un furnizor a fost redusă de la 16 luni la 12 luni, mărin d probabilitatea de expirare a certificatului; aceasta înseamnă practic că certificatele nu pot fi păstrate de la emiterea lor în anul 1 până la răscumpărarea lor în anul 3 (ele trebuie răscumpărate în anii 1 sau 2).
- o **Reducerea cotei obligatorii a marilor utilizatori de energie.** Aceasta a transferat în principal obligația acoperirii costului către alți consumatori.

Deși designul sistemului nu a fost modificat ulterior implementării acestuia în 2011, este important de notat că, conform Legii 220/2008, proiectele noi care nu sunt date în exploatare înainte de sfârșitul lui 2016, nu vor fi acreditate în cadrul sistemului. S-au luat astfel măsuri ca, după 2016, să nu se înregistreze o creștere a producției eligibile.

Bazele economice ale certificatelor verzi

Bazele economice ale cererii de certificate

Analiza efectuată de ECA are la bază anumite caracteristici ale piețelor de CV. În primul rând, întrucât este un mecanism de tip limitare și tranzacționare, cu cerere lipsită de flexibilitate pe termen scurt (fiind determinată de o rată a cotelor cunoscută și o cerere ușor de prevăzut), valoarea marginală a unui CV pentru un furnizor va tinde să oscileze între prețul care trebuie plătit dacă sunt cumpărate insuficiente certificate, și aproape de zero când pe piață există un surplus de certificate, cu foarte puține dintre ele evaluate la prețurile dintre ele. În contrast, limitele maxime și minime impuse asupra prețului de tranzacționare va face ca CV să fie tranzacționate la prețul maxim sau la prețul minim. În realitate, în condițiile unui surplus de certificate pe piață, acestea se vor tranzacționa la prețul minim, multe dintre ele rămânând însă nevândute.

Bazele economice ale investiției

Modelul generator al investiției va avea în vedere costurile investiției și costurile operaționale, prognozele privind valoarea energiei vândute (prețul cu ridicata al electricității) și valoarea și numărul de certificate anticipate a fi câștigate și vândute. Acești factori sunt introduși într-un model al fluxurilor de numerar actualizate care acoperă durata de viață a investiției și, dacă RIR egalează sau depășește acest prag de risc, și dacă sunt respectate cererile de acoperire a serviciului datoriei, producătorul va investi. Rata de actualizare aplicată în cadrul modelului va ține cont de toate riscurile percepute, cum ar fi prețul cu ridicata, însă este posibil să nu includă o marjă suficientă pentru a acoperi modificări neprognozate ale reglementărilor.

Un aspect al fluxului de numerar este costul dezechilibrului. Acesta este valabil îndeosebi în cazul investițiilor în centrale eoliene și solare cu capacități peste pragul de 5 MW clasificate drept unități dispecerizabile (care constituie aproximativ 98% din capacitatea eoliană și 45% din capacitatea solară). Investitorul va prognoza un cost al dezechilibrului, care va avea la bază estimarea erorii de prognoză; în cazul în care a prognozat prea mult, se va anticipa ca valoarea energiei vândute să aibă un preț de surplus scăzut, însă în cazul în care a prognozat prea puțin, se va anticipa plata unui preț de

deficit ridicat. Introducerea unei piețe *intraday* în 2014, dă posibilitatea unei atenuări parțiale a erorii de prognoză, în funcție de gradul de lichiditate al acesteia. Un nou aspect este alocarea de certificate pe baza volumului de energie furnizat sau a volumului de energie notificat, în funcție de care este mai mic, în cazul unităților dispecerizabile. Această modificare reduce numărul de certificate acordate în funcție de volumul creșterii erorii de prognoză; ea este modelată în analiza ECA.

Bazele economice ale păstrării certificatelor

În analiza ECA s-a acordat o mare atenție impactului tranzacționării certificatelor amânate fie în mod voluntar, fie, așa cum se întâmplă în prezent, conform reglementării de amânare. Este logic ca un certificat să fie retras de pe piață dacă aceasta face ca prețul din anul respectiv să crească, fără o scădere mai accentuată a acestuia în următorul an. Păstrarea certificatelor poate face ca acestea să fie reținute timp de mai mulți ani, anticipându-se ca prețul din anul $a+1$ să fie mai mare decât prețul din anul a mărit pentru a include costul banilor (rata de actualizare comercială).

Păstrarea este problematică din cauză că acumularea de certificate într-o situație în care piața producătorilor este puternică poate determina o creștere a prețului certificatelor vândute în anul respectiv. Analiza ECA nu include un model al acestui fenomen, însă notează că există prea puține dovezi că aceasta este o strategie profitabilă într-o perioadă cu surplus de certificate, din cauză că principalul motiv pentru care certificatele nu sunt vândute într-un anumit an nu este perspectiva creșterii prețurilor, ci faptul că nu se poate găsi un cumpărător pentru aceste certificate la prețul minim legal.

Aprovizionarea pieței și modelul prețului cu ridicata

Aceasta este relevantă numai în măsura în care va afecta prețurile cu ridicata. Prețul la care este vândută producția de energie din surse regenerabile, care afectează de asemenea costul electricității pentru consumatori, va fi determinat în funcție de costul marginal al producției de energie convențională din România și de prețul importurilor și al exporturilor. În realitate, datorită cuplării piețelor, costul marginal al producției în Europa va determina fixarea prețurilor în România. Diferența dintre prețurile românești și prețurile de pe piețele lichide dominante, cum ar fi Germania, va depinde de costurile de transport și de costurile congestiei. Congestia dominantă dintre piețele germană și românească se găsește la granița dintre Ungaria și Slovacia, ceea ce înseamnă că prețurile maghiare sunt cu 9 euro mai mari decât cele germane. În calitate de exportator net, prețurile românești sunt mai mici decât cele maghiare, însă sunt net mai mari decât prețurile germane. Măsura în care această situație persistă va depinde de evoluția capacității de interconectare dintre piețe.

Aceasta înseamnă și că este logic ca modelarea prețurilor românești să se facă în funcție de factorii care influențează prețurile pe piața germană. Prețul german este dominat de prețurile combustibililor fosili. Acesta a tins să aibă la bază prețul generării pe bază de gaz: prețul ajustat al gazului plus costurile aferente carbonului pentru o centrală pe gaz de dimensiuni medii. În ultimii ani, acesta a fost înlocuit de prețul generării pe bază de cărbune: prețul cărbunelui plus costurile aferente carbonului. Formula care include prețul generării pe bază de gaz câștigă însă din nou teren, și în calitate de marfă mai tranzacționată, gazul va tinde să limiteze prețul la care se va tranzacționa cărbunele.

Prețul gazului este la rândul său influențat de prețurile internaționale la petrol, contractele dominante cu Rusia facilitând aceasta. Recent, dezvoltarea gazului de șist și a GNL a rupt parțial legătura contractuală directă dintre petrol și gaz, însă este probabil ca o legătură indirectă să continue să existe, fiind posibil ca legătura directă să se reafirme. Ca urmare, la prognozarea prețurilor la electricitate, se folosește, pentru prognoze pe termen lung, prețul petrolului, însă se folosesc și prognoze alternative care au la bază potențialul preț al GNL.

Cererea de certificate verzi

Cererea de certificate verzi este o funcție a cotei și a cererii de electricitate. Cea din urmă este influențată de prosperitatea consumatorilor și poate fi prognozată, în funcție de prognozele privind PIB, ajustate pentru intensitatea electricității, care scade pe măsură ce PIB crește.

Cota este determinată folosind o formulă aplicată de ANRE, care încearcă să vizeze un anumit cost pe MWH susținut, reprezentând costul din 2014, când obiectivul NREAP 2020 pentru producția de energie din SRE ca parte a consumului de energie a fost atins prematur. Ajustările aduse cotei apar în parte datorită reducerilor acordate marilor consumatori de energie, ceea ce ridică costul pentru alți consumatori. Translatarea acestui cost într-o cotă depinde de prețul unui CV; în viitorul previzibil, acest preț va fi prețul minim de tranzacționare.

Această înseamnă că cererea de CV va crește, practic, numai dacă cererea totală de electricitate crește.

În cadrul analizei, aceasta este o definiție foarte limitată a accesibilității. Ca urmare, analiza ECA examinează și accesibilitatea sub raportul ponderii electricității (inclusiv costurile certificatelor verzi) în cadrul cheltuielilor; dacă prețurile cu ridicata ale energiei scad, atunci susținerea acordată certificatelor verzi poate crește fără a influența accesibilitatea de ansamblu.

Surse de date, modelare și aplicație

Politica ECA a fost să folosească surse aflate în domeniul public, atât în ceea ce privește datele istorice, cât și cele privind prognozele, excepție făcând datele referitoare la sistemul energetic din România și sistemul de certificate verzi, care au fost furnizate de Ministerul Energiei din România.

Modelul creează o ofertă de CV și un cost al generării din perspectiva ofertei, având la bază modelele prognozelor privind prețul gazului și carbonului. Folosind informațiile cunoscute despre dezvoltarea energiei din SRE, se proiectează o matrice a producțiilor anuale pe tehnologie, și se creează un profil al CV acordate, care include diferite clase de certificate, în funcție de dacă certificatul poate fi răscumpărat imediat, sau dacă trebuie amânat.

Din perspectiva cererii, prognozele privind PIB duc la scenarii ale cererii pentru certificate verzi.

Acești factori principali duc la trei previziuni de referință: costuri ale energiei și carbonului scăzute cu cerere scăzută, costuri ale energiei și carbonului medii cu cerere medie și costuri ale energiei și carbonului ridicate cu cerere ridicată. Toate trei vor afecta veniturile producătorilor de E-SRE și accesibilitatea pentru consumatori.

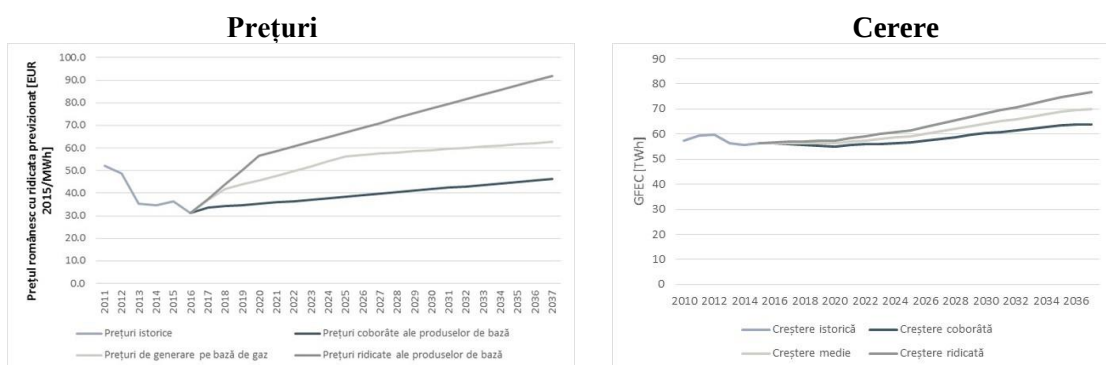
Variabilele de politică și data implementării acestora sunt aplicate ofertei de CV în toate aceste prognoze.

Rezultatele de referință

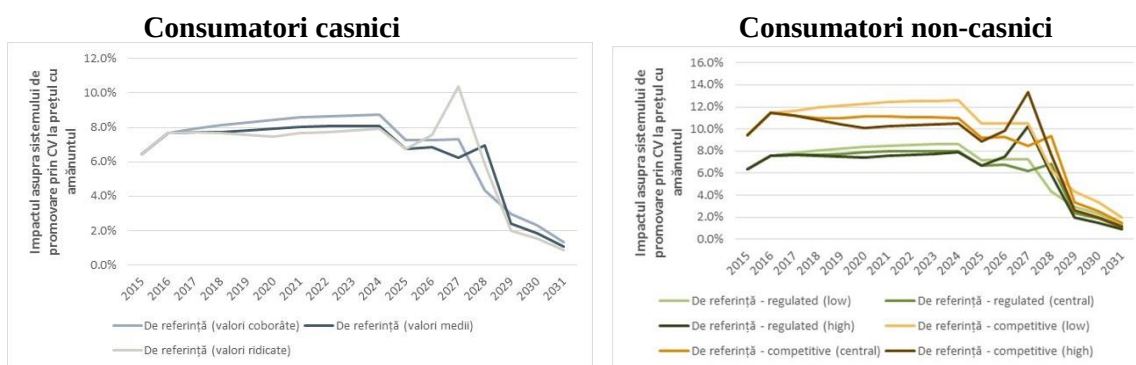
Situația CV la sfârșitul lui 2016 (în milioane de certificate) este după cum urmează:

	Eoliană	Solară	Biomasă	Hidro
CV acordate	11,4	10,1	2,1	2,3
CV amânate			8,8	
CV răscumpărate			12,6	
CV expirate (2017)			4,4	

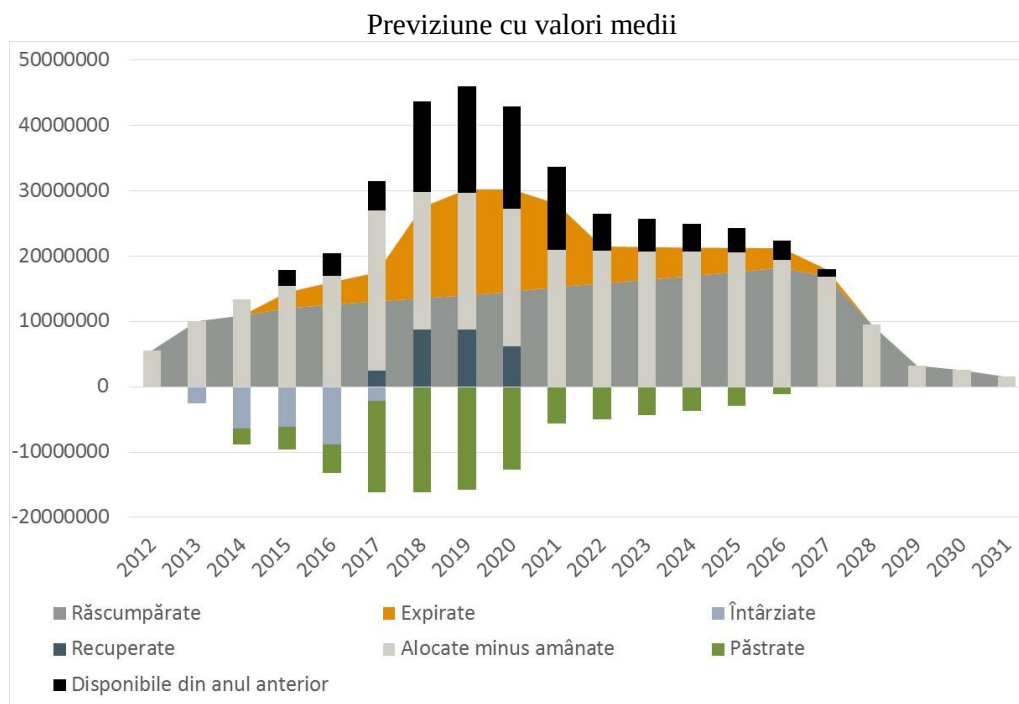
Principalele ipoteze de intrare sunt după cum urmează:

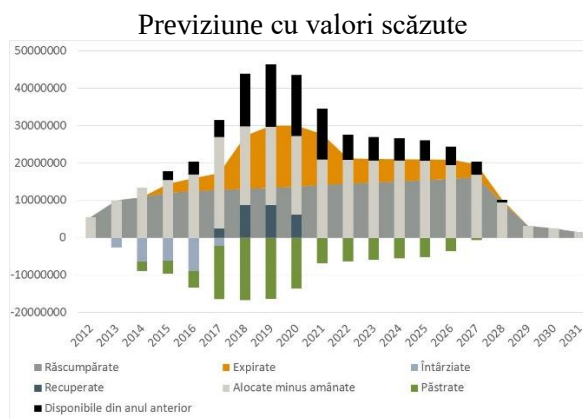
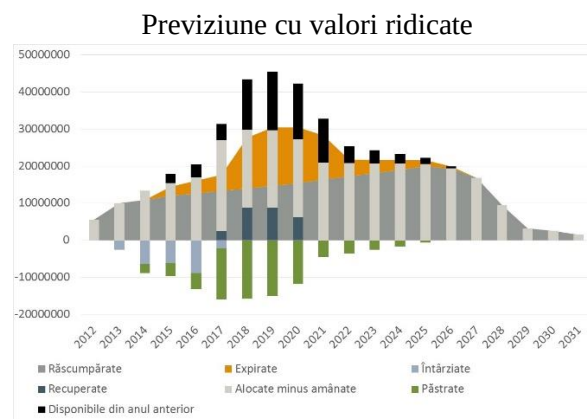


Impactul acestor cifre asupra consumatorilor, împreună cu costul susținerii pentru CV răscumpărate este după cum urmează:



Ipotezele centrale duc la următoarea defalcare a distribuției CV de-a lungul anilor:





În toate scenariile de referință, setul actual de intervenții determină o ofertă excedentară de certificate, în special între 2017 și 2022, cu un număr semnificativ de certificate expirând fără a fi vândute. Aceasta face ca costul pentru producători să fie considerabil în toate scenariile, însă este, în general, eficient în limitarea impactului asupra prețului cu ridicata. Efectul asupra ratei interne de rentabilitate a producătorilor este însă extrem de dependent de venituri favorabile care nu țin de CV. Exemplul de mai jos este un exemplu pentru producători de energie eoliană, cu rata procentuală reală a RIRM¹ dependentă de anul implementării, întrucât modificarea regulilor afectează investițiile în mod diferit în funcție de când a fost implementat instrumentul și căror investiții li s-a aplicat.

	2011	2012	2013	2014	2015
Valori scăzute	2,4	2,4	1,7	1,3	2,2
Valori medii	3,5	3,6	3,4	3,2	4,2
Valori ridicate	4,2	4,6	4,6	4,5	5,6

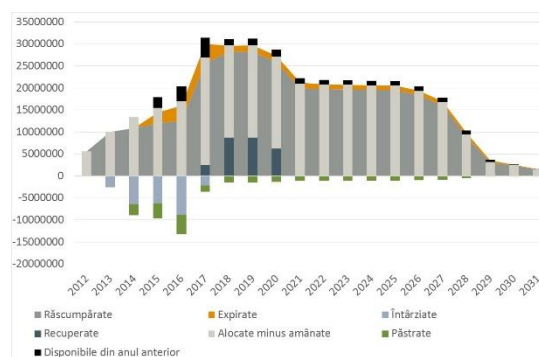
Mai mult, aceste rezultate maschează fluxurile de numerar negative înregistrate în anii anteriori, care nu vor acoperi în mod neapărat costurile de finanțare.

Scenarii

Majoritatea scenariilor de politică alternative analizate de ECA au avut în vedere varierea instrumentelor de politică existente, însă acestea sunt diferite față de opțiunile de politică inițiale ca urmare a modificării obiectivului de politică.

1) „Cotă obligatorie orientată” către oferta de CV

Conform acestui scenariu, cota obligatorie este mărită pentru a corespunde ofertei prognozate de CV, minus un mic surplus. Aceasta înseamnă că nu va mai exista un surplus mare de certificate excedentare, astfel încât marea majoritate a certificatelor vor putea fi vândute în anul în care au fost acordate. Aceasta îmbunătățește RIRM producătorului, și, cu mai puține CV nevândute, contribuie la evitarea problemelor de acces inegal la piața de CV. Fluxurile de numerar sunt ameliorate însă volatile, trecând de la negativ la pozitiv, înapoi la negativ, și, în cele din urmă, din nou la pozitiv pentru centralele care beneficiază de certificate recuperate.

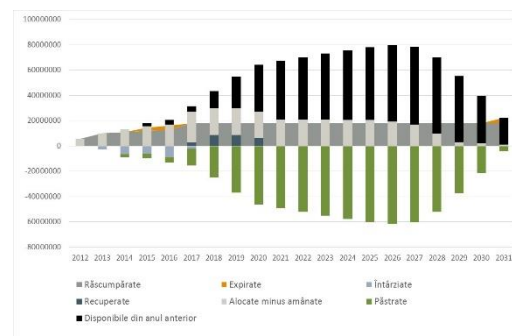
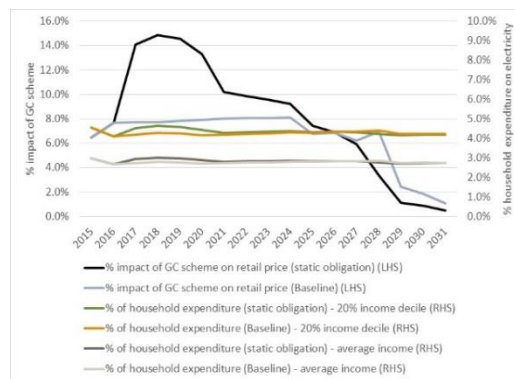


¹ RIRM, care permite rate separate ale dobânzii și de reinvestire, este folosită în această analiză datorită fluxurilor de numerar fluctuante, care fac ca soluțiile RIR unitare să nu fie posibil de obținut în toate cazurile.

Aceasta îmbunătățește poziția producătorilor, comparativ cu cazul de referință, însă are un impact negativ asupra consumatorilor. Cele mai mari surpluseuri care vor trebui acoperite de către consumatori pot fi găsite în perioada 2017–2020, când trebuie plătit costul certificatelor amânate din perioada anterioară. Acest lucru este reflectat de o „inflație” în impactul asupra consumatorilor în perioada acestor ani (dreapta).

2) „Cotă obligatorie statică” pentru CV

Obiectivul acestui scenariu este să distribuie cota obligatorie în mod egal de-a lungul întregii perioade, până în 2031, ceea ce necesită ca producătorii să poată păstra surplusul de certificate pe termen nelimitat. Acest lucru are efectul creșterii inițiale a facturilor de energie electrică ca proporție a cheltuielilor consumatorilor casnici, înainte de a permite o scădere treptată pe măsură ce aceștia devin mai prosperi. Profiturile pentru producătorii de energie din SRE sunt similare celor din scenariul cu cotă obligatorie orientată, în timp ce fluxurile de numerar devin pozitive pentru toate grupele de tehnologie și an de acreditare, urmând un profil mai omogen decât în cazul cotei obligatorii orientate de mai sus.

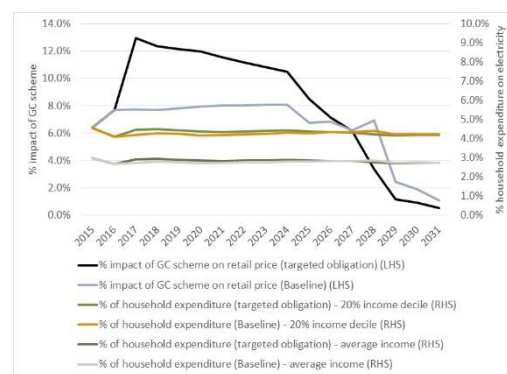


3) Încetinirea ratei de reintroducere fără modificarea metodologiei de fixare a cotei subadiacente

Cu certificatele amânate reintroduse în vederea tranzacționării într-un ritm mai lent, excesul de certificate pierdute (expirate) ar trebui să se reducă. Acest lucru extinde doar perioada de-a lungul căreia certificatele sunt pierdute din sistem. Nici profiturile producătorilor, nici fluxurile de numerar ale acestora nu sunt îmbunătățite.

4) Încetinirea ratei de reintroducere cu metodologia de fixare a cotei obligatorii orientate

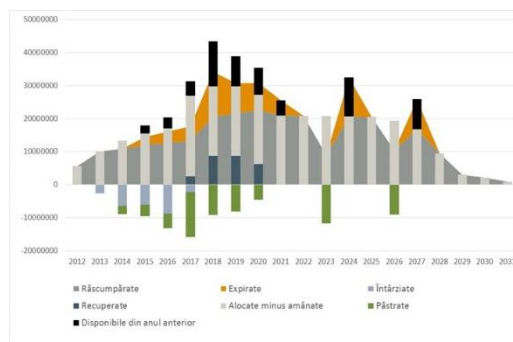
Acest scenariu are efectul creșterii costurilor pentru consumatori în primii ani, însă într-un ritm mai puțin extrem decât în scenariul mai favorabil producătorilor de mai sus. Fluxurile de numerar ale celor acreditați în primii ani redevin pozitive până în 2017 sau 2018; RIRM rămân foarte aproape de cazul fără reintroducere mai lentă, substanțial îmbunătățite față de cazul de referință, însă în continuare scăzute în termeni absoluți.



5) Varierea prețurilor plafon și prag fără modificarea metodologiei de fixare a cotei subadiacente

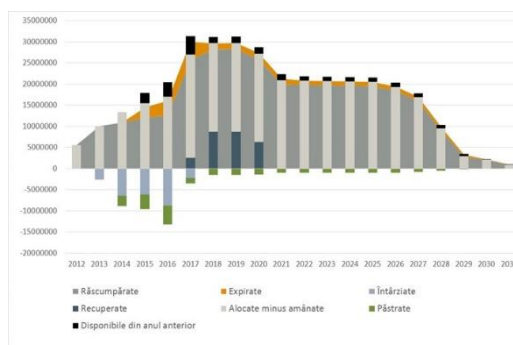
Efectul prețurilor se va simți cel mai mult în prețul prag, deoarece surplusurile persistente vor face ca prețul să nu depășească acest nivel în cea mai mare parte a perioadei. Reducerea prețului prag va însemna însă că orice nivel dat de cheltuieli cumulate ale consumatorilor ar trebui să cumpere mai multe CV, în așa fel încât cota să crească până în momentul în care acest lucru este limitat de numărul total de CV emise (acordate plus reintroduse).

Folosind prețul CV din anii anteriori pentru a estima impactul cumulat și a fixa cota, formula actuală produce, în mod paradoxal, ani în care prețul poate crește deasupra pragului, având un impact oscilant asupra cheltuielilor consumatorilor. Însă deoarece Legea nr. 220/2008 cu modificările de rigoare, autorizează ANRE să fixeze un nivel diferit al cotei obligatorii prin varierea prețului pe care îl folosește pentru a calcula nivelul acesteia, prețul de pe piață a CV poate fi egalizat, cu toate că aceasta duce la o scădere a RIRM producătorilor (care nu mai beneficiază de pe urma creșterii rapide a prețurilor). Acest lucru nu abordează fluxurile de numerar negative ale producătorilor, care durează până la mijlocul anilor 2020.



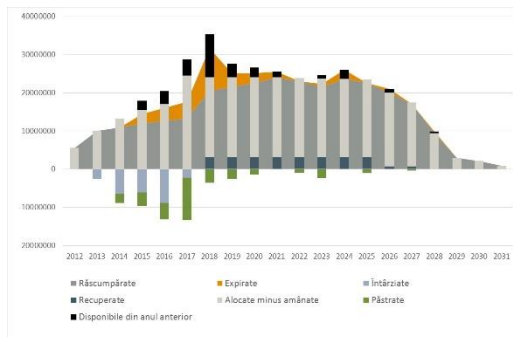
6) Varierea prețurilor plafon și prag cu profilul cotei obligatorii orientate

O alternativă ar fi folosirea scenariului în care cota este fixată conform disponibilității CV, însă cu un preț minim mai redus. Acest scenariu reduce impactul asupra consumatorilor în anii anteriori anului 2020, însă nu face nimic pentru a egaliza impactul în timp, profiturile producătorilor de energie de SRE fiind, ca rezultat direct, afectate în mod semnificativ.



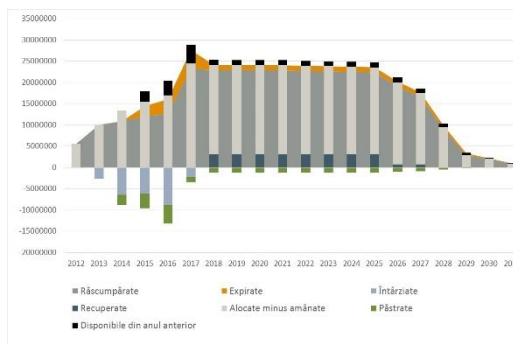
7) Reducerea prețului minim și încetinirea ratei de introducere (fără modificarea metodologiei de fixare a cotei)

Această combinație produce un profil mult mai apropiat de cererea propriu-zisă pentru certificate, determinând păstrări sau expirări relativ minime. Efectul este distribuirea mai uniformă a cheltuielilor de-a lungul perioadei sistemului și a venitului în rândul producătorilor, cu egalizarea părții din veniturile consumatorilor cheltuite pe electricitate (care s-ar datora faptului că aceasta este politica ANRE la fixarea cotelor anuale). Întârzierea fluxului de numerar pentru producători are însă un impact negativ asupra RIRM care rămâne și ea slabă.



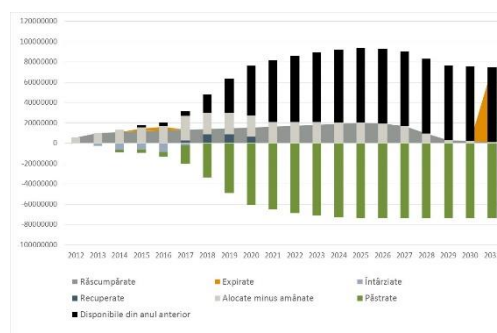
8) Reducerea prețului minim și încetinirea ratei de introducere în profilul cotei obligatorii vizate

Ca și în cazul similar fără un preț minim redus, această combinație elimină inflația din perioada anterioară anului 2020, egalizând introducerile până în 2026-2028. Acest lucru întârzie impactul asupra consumatorilor însă nu are, în ansamblu, un efect negativ asupra ponderii ocupate de electricitate în cheltuielile lor. El are un efect negativ asupra RIRM producătorilor și prelungește generarea de fluxuri de numerar negative cu cât prețul minim selectat este mai redus.



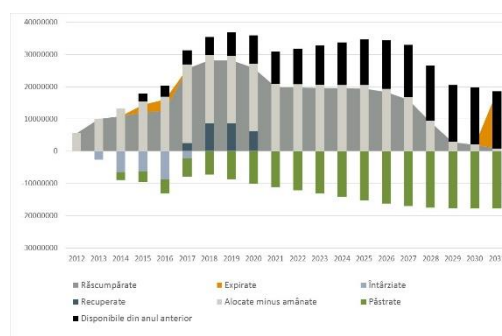
9) Varierea regulilor privind păstrarea certificatelor fără modificarea profilului cotei

O alternativă la amânarea de la tranzacționare a certificatelor (amânarea permisiunii de a tranzacționa unele certificate) ar fi permisiunea de a le păstra pe termen nelimitat, în așa fel încât certificatele să fie păstrate până în momentul în care pot fi vândute la prețul minim. După cum reiese din grafic, acest scenariu modifică în mod semnificativ profilul răscumpărărilor, însă multe certificate rămân nevândute chiar și în 2031. El nu modifică profilul cheltuielilor consumatorilor și nu îmbunătățește fluxurile de numerar sau RIRM producătorilor.



10) Varierea regulilor privind păstrarea certificatelor cu profilul cotei obligatorii orientate

Un scenariu de compromis, în cadrul căruia are loc o anumită vizare a surplusului, în așa fel încât volumul de certificate păstrate să nu devină excesiv, este arătat aici. Vizarea unui surplus din volumul anual de surplus anual de CV emise (acordate plus recuperate) pentru a încuraja tranzacționarea la prețul minim devine rapid inutilă, întrucât volumele păstrate în sine sunt mai mult decât suficiente pentru a asigura aceasta. Cazul „cotei obligatorii statice” (Scenariul 2 de mai sus) este de fapt o variantă a acestei abordări.



Concluzii

Toate aceste scenarii sunt explicate mai în detaliu în cuprinsul raportului. Prin centrarea cotei obligatorii, într-un anumit mod, pe volumul de CV disponibil pe piață, piața va fi încurajată să se degajeze, mult mai puține CV rămânând nevândute și atenuându-se accesul inegal la piața de CV în rândul producătorilor de energie din SRE. Datorită însă reintroducerii planificate a CV amânate anterior în scopul tranzacționării în perioada 2017-2020, o astfel de abordare ar rezulta într-o „inflație”, impactul asupra consumatorilor crescând în mod semnificativ. Încetinirea ratelor de reintroducere poate contribui la egalizarea acestui profil. Din acest punct, fixarea prețului minim devine un simplu compromis între consumatori și producători, toate scenariile prezentate având în comun faptul că România continuă să se confrunte cu dilema finanțării. Ținând cont de ceea ce s-a investit deja, există două moduri de abordare a acestei dileme, fie consumatorii trebuie să plătească mai mult, fie producătorii trebuie să câștige mai puțin.

În mare parte, producătorii au suferit deja ca urmare a problemelor de finanțare, înregistrând, dacă nu au reușit să își vândă parțial sau integral certificatele, fluxuri de numerar negative din 2013 până în 2016. În viitor această situație poate fi ameliorată de diverse opțiuni de politică, însă revenirea la fluxuri de numerar pozitive înainte de 2020 și asigurarea unor profituri rezonabile pentru producători, ar necesita o creștere semnificativă a proporției din facturi cheltuită pentru sistemul de promovare prin CV. Dacă o astfel de creștere se dovedește inacceptabilă, deficitul de finanțare înregistrat poate necesita luarea în considerare a unor măsuri financiare care nu țin de designul sistemului de promovare prin CV (de ex. securitizare sau plata parțială prin impozitare generală).

Rezultatele cheie ale scenariilor de combinații de politici selectate sunt prezentate mai jos.

Impactul asupra facturilor consumatorilor (%) a scenariilor de combinații de politici selectate

An	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Metodologia de fixare a „cotei obligatorii orientate” cu surplus de 5% și reintroducere prelungită (fără modificarea nivelului prețurilor)																
Impact %.	7,7	13,0	12,4	12,1	12,0	11,6	11,2	10,8	10,5	8,5	7,1	6,2	3,4	1,1	0,9	0,5
Metodologia de fixare a cotei actuale cu reintroducere prelungită și fără indexarea prețurilor minime și maxime																
Impact %.	7,7	7,1	7,6	7,7	7,8	7,9	7,9	8,0	8,0	6,6	6,0	9,8	5,4	1,8	1,4	0,8
Metodologia de fixare a cotei obligatorii orientate cu surplus de 10%, reintroducere prelungită și fără indexare																
Impact %.	7,7	11,4	10,8	10,4	10,1	9,6	9,1	8,7	8,3	6,6	5,4	4,6	2,4	0,8	0,6	0,3
Metodologia de fixare a cotei obligatorii statice cu termen de valabilitate nelimitat																
Impact %.	7,7	10,4	10,1	9,9	9,8	9,4	9,2	8,9	8,6	7,0	6,8	6,7	6,6	6,4	6,3	6,2

Sursă: ECA

RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (termeni reali) pentru scenarii de combinații de politici selectate

	RIR modificată medie (%) pentru E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Metodologia de fixare a „cotei obligatorii orientate” cu surplus de 5% și reintroducere prelungită (fără modificarea nivelului prețurilor)						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,3	6,0	6,6	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,4	4,3	4,3	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,3	8,5	6,4	6,8	8,8
Metodologia de fixare a cotei actuale cu reintroducere prelungită și fără indexarea prețurilor minime și maxime						
Centrale eoliene	3,5	3,6	3,4	3,2	4,1	-
Hidrocentrale noi	4,4	5,2	5,8	-	7,1	-
CHP pe bază de biomasă	3,1	2,9	2,8	3,2	3,9	4,8
Centrale solare fotovoltaice	4,6	5,3	7,5	5,8	6,3	8,4
Metodologia de fixare a cotei obligatorii orientate cu surplus de 10%, reintroducere prelungită și fără indexare						
Centrale eoliene	3,8	3,9	3,6	3,2	3,9	-
Hidrocentrale noi	4,8	5,5	6,0	-	6,9	-
CHP pe bază de biomasă	3,7	3,5	3,2	3,1	3,4	4,0
Centrale solare fotovoltaice	5,2	5,7	7,7	5,7	6,1	8,0
Metodologia de fixare a cotei obligatorii statice cu termen de valabilitate nelimitat						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,2	6,0	6,5	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,2	4,1	4,1	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,2	8,4	6,3	6,7	8,7

Sursă: ECA

1 Introducere

1.1 Informații contextuale

Originea sistemului de promovare prin certificate verzi

Sistemul de promovare prin certificate verzi (CV) românesc analizat aici a intrat în vigoare în noiembrie 2011. El a fost introdus inițial prin Legea nr. 220/2008. Această lege a creat cadrul legal prin care producătorii care foloseau tehnologii eligibile primeau certificate tranzacționabile. Aceste certificate urmau să fie acordate producătorului în funcție de producție, urmând a fi înmânate timp de până la 15 ani de la primirea acreditării ca producător de energie din SRE. Nu s-a efectuat nicio evaluare a impactului anterior notificării acestei politici.

De partea furnizorului exista obligația de a achiziționa un număr de certificate verzi proporțional cu cantitatea anuală de energie cumpărată de clienții săi. Actul normativ fixa un preț minim pentru CV menit să protejeze veniturile producătorului, și un preț maxim menit să protejeze consumatorii de energie electrică. Prețul a fost fixat între 27 și 55 EUR/CV (indexat anual în funcție de rata inflației monedei euro începând din 2011).

Energia produsă din surse regenerabile este vândută la prețul pieței, și, în plus, producătorii primesc CV. Numărul de CV pe MWh depinde de sursa de producție (eoliană, solară, biomasă, hidro etc.). Pentru cele mai frecvente două tipuri de tehnologie (eoliană și solară), numărul de CV care urma să fie primit a fost fixat inițial la 2 CV/MWh pentru energie eoliană, și respectiv la 6 CV/MWh pentru energie solară. Începând din 2014, CV au trebuit să fie tranzacționate pe OPCOM, piața de energie din România, cu toate că există excepții pentru micii producători; înainte de 2014, era permisă tranzacționarea bilaterală a CV.

Evoluții normative

Sistemul s-a dovedit a fi o reușită extraordinară din punctul de vedere al încurajării investițiilor în producția de energie din surse regenerabile. Aceasta s-a datorat în principal supracompensării aparente în ceea ce privește mărimea cotei și numărul de certificate acordate pe MWh, în special în condițiile scăderii costului dezvoltării energiei din SRE. Ca urmare au fost instituite prin lege diferite măsuri cu rol de a reduce impactul creșterii costului finanțării pentru consumatori și industrie.

- o **Analiza de supracompensare a ANRE.** În martie 2013, autoritatea de reglementare în domeniul energiei din România, ANRE, a publicat o analiză de supracompensare pentru 2012, care a concluzionat prezența, în medie, la nivelul grupelor de tehnologie, a supracompensării pentru centralele eoliene, solare și minicentralele hidroelectrice noi. ANRE a propus (HG 994/2013) o reducere a numărului de CV acordate pe MWh pentru centralele acreditate după decembrie 2013:
 - o Instalații eoliene noi: de la 2 la 1,5 CV până la sfârșitul lui 2017, și 0,75 CV începând din 2018.
 - o Solar: de la 6 la 3 CV.
 - o Minicentrale hidroelectrice noi: de la 3 la 2,3 CV/MWh.

Această reducere urmărește reducerea ofertei viitoare de CV provenite de la noi proiecte.

- o **Ordonanța de urgență a Guvernului (OUG)** din 10 iunie 2013, notificată Comisiei Europene. Aceasta a amânat tranzacționarea unora dintre CV emise din perioada iulie 2013 – martie 2017 până în aprilie 2017 – decembrie 2020 pentru centralele solare și hidrocentrale, și până în ianuarie 2018 – decembrie 2020 pentru instalațiile eoliene. Amânarea este valabilă pentru centralele existente acreditate înainte de 31 decembrie 2013:
 - o Pentru centralele electrice eoliene, a fost amânat 1 din cele 2 CV.
 - o Pentru centralele electrice solare, au fost amânate 2 din 6 CV.
 - o Pentru minicentralele hidroelectrice, au fost amânate 1 din 3 CV.

Această modificare normativă a avut drept efect reducerea dramatică a ofertei de CV în perioada iulie 2013 – martie 2017 pentru centralele acreditate înainte de sfârșitul lui 2013, însă cu o creștere corespunzătoare a ofertei pentru perioada 2017 – 2020.

- o **Legea nr. 23/2014 care a modificat Legea nr. 220/2008 și a afectat cererea de CV prin reducerea cotelor obligatorii de energie produsă din surse regenerabile pentru consumul din 2014 la 11.1%** comparativ cu cota inițială de 15% fixată prin modificările anterioare (Legea nr. 139/2010) ale Legii nr. 220/2008. Modificările introduse prin Legea 23/2014 stipulează un proces în cadrul căruia ANRE recalculează cota de CV anual. Pentru 2016 aceasta a fost recalculată să fie 12,15%, comparativ cu cota indicată de 17% fixată prin modificarea anterior menționată a Legii nr. 220/2008.

Reducerea obligației furnizorilor de energie electrică de a cumpăra CV de pe piață a determinat o reducere a cererii de CV mult mai mare decât reducerea ofertei prin luarea altor măsuri. Această schimbare a avut și ea un impact semnificativ în termeni de venituri asupra investițiilor, afectând atât proiecte vechi, cât și proiecte noi, prin modificarea tranzacționabilității CV. Autoritățile române au justificat această modificare arătând că România și-a îndeplinit deja obiectivul privind ponderea energiei din SRE în 2020, și drept urmare dorește să se concentreze asupra accesibilității pentru consumatori.

- o **Plată numai pentru energia notificată pentru „unitățile dispecerizabile”.** Centralele desemnate a fi unități dispecerizabile includ centrale eoliene și solare cu capacități de peste 5 MW, hidrocentrale de peste 10 MW și centrale pe biomasă de peste 20 MW. Legislația s-a modificat de asemenea prin limitarea dreptului la CV, acestea alocându-se numai pentru livrările de energie electrică notificate relevante, nu pentru livrările contorizate. Aceasta înseamnă că CV sunt acum acordate pe baza volumului de energie contorizat sau a volumul de energie notificat, în funcție de care este mai mic. Cu toate că o piață *intraday* este operată de OPCOM de câțiva ani, aceasta a fost operată în forma ei actuală și a atins volume semnificative numai din 2014 (la 0,3% din capacitatea pieței pentru ziua următoare în acel an²). Tranzacționarea *intraday* poate continua până la cu 3 ore înainte de livrarea fizică. Date fiind dificultățile legate de prognozarea corectă a producției de energie eoliană și solară, am aplicat o reducere a volumului de energie pentru care sunt acordate certificatele, având în vedere experiența internațională în materie de prognozare a erorii pentru aceste tehnologii.
- o **Scurtarea perioadei de valabilitate a CV la 12 luni.** Perioada de valabilitate a unui CV a fost redusă la 12 luni, de la cele 16 luni anterioare, accelerând expirarea certificatelor rămase nevândute pe o piață suprasaturată.

² Cu toate că aceasta pare să fie un procent mic, nu este cu mult sub normele internaționale pentru activitatea *intraday* comparativ cu activitatea din ziua următoare.

- o **Redistribuirea obligațiilor furnizorilor datorită exceptărilor de la achiziția de CV pentru utilizatorii energo-intensivi.** Începând din 2015, companiile energo-intensive, cum ar fi turnătoriile de aluminiu, combinatele siderurgice și combinatele petrochimice, sunt exceptate de la plata a până la 85% din cota lor de CV. Această exceptare a fost aprobată de CE și este în vigoare începând din iulie 2015 pentru primele acorduri de exceptare. Faptul că cota globală a furnizorilor a rămas nemodificată implică o creștere a cotei pentru toți ceilalți utilizatori.

Trebuie menționat că nu se vor face noi acreditări de proiecte. După intrarea în producție pe parcursul lui 2016 a centralelor acreditate anterior, nu se vor mai acredita noi centrale.

Și în cele din urmă, România a instituit o schemă de prețuri reglementate pentru proiectele de mică anvergură (<1 MW). La vremea redactării raportului, se are în vedere să li se permită unor proiecte care primesc CV să treacă la schema de prețuri reglementate. Situația este complicată de faptul că este posibil ca CV acordate să nu fie tranzacționabile, sau să nu fi fost încă vândute. Nu se știe încă care va fi impactul părăsirii sistemului de promovare prin CV al acestor întreprinderi mici, însă se presupune că acesta va fi minim asupra numărului total de CV emise.

Investițiile precedente excesive au impus ajustări de urgență, care au schimbat bazele deciziilor de investiții anterioare, creând potențiale dificultăți. Una dintre problemele care trebuie adresate este faptul că ajustările făcute pentru a soluționa problema costului pentru consumatori au creat o situație în care piața de CV nu funcționează corespunzător, astfel încât producătorii dețin CV care nu se vând și care, în cele din urmă, își pierd valabilitatea fără să fi fost valorificate. Amânarea a rezolvat această problemă doar parțial, însă, după reînceperea acordării acestora (împreună cu cele acordate pentru livrările de energie actuale), ele ar putea crea un excedent de certificate pe piață.

1.2 Obiectivele și sfera raportului

Acest raport oferă o perspectivă obiectivă asupra funcționării pieței de CV și asupra așteptărilor privind felul în care va evalua aceasta. Scopul final este să prezentăm opțiuni pentru soluționarea dificultăților.

Acest raport trebuie să abordeze problemele din două perspective:

- o **Consumatori.** Care este calea accesibilă de plată a costului susținerii energiei din SRE având în vedere angajamentele istorice luate față de producători? Accesibilitatea este o măsură parțial subiectivă și ar trebui să țină cont, cel puțin, și de totalul cheltuielilor consumatorilor și de modificarea prețurilor cu ridicata ale energiei electrice, nu numai de costurile CV.
- o **Producători de energie din SRE.** Ce constituie un profit și un flux de numerar rezonabile pentru investițiile făcute? Vor trebui evaluate atât impactul măsurilor de amânare asupra tranzacționării de CV, precum și alocarea de CV pe termen scurt într-o perioadă în care piețele nu funcționează corespunzător. Totodată se vor schimba veniturile obținute din producția de energie și, deși planurile de afaceri ar fi trebuit să prevadă acest lucru, va trebui să se evalueze rentabilitatea proiectelor în condițiile în care o mare parte a fluxurilor de numerar au fost amânate.

În consecință, sfera analizei va presupune scenarii privind producția și consumul în viitor, și profilul alocării de CV. Acestea vor fi folosite pentru a elabora scenarii de bază privind veniturile anticipate pentru producători și costurile pentru consumatori, privind în viitor până în 2031, ceea ce va determina impactul politicilor existente și limitele de preț pentru CV.

Următorul pas va presupune apoi diversificarea opțiunilor de politici și impactul acestora asupra veniturilor generatorilor și a prețurilor pentru consumatori, și sugestii privind modul în care combinațiile de politici pot echilibra în mod optim obiectivele divergente ale producătorilor și consumatorilor. Se va obține astfel o evaluare a impactului normativ al intervențiilor trecute și viitoare asupra pieței.

1.3 Forma raportului

În acest raport vom acoperi:

- o În secțiunea 2 descriem abordarea metodologică a analizei, inclusiv metodologiile de previzionare, precum și bazele economice ale fixării prețurilor certificatelor verzi și ale evaluării accesibilității.
- o Secțiunea 3 sintetizează sursa datelor pentru valori trecute și actuale, precum și sursele de date publice folosite în previziunile privind prețul și volumul.
- o Secțiunea 4 conține o analiză numerică și descriptivă a evoluției pieței începând din 2011, precum și o analiză a impactului intervențiilor normative asupra emiterii și răscumpărării de CV în 2016, dându-ne o linie de bază pentru previziuni.
- o În secțiunea 5 oferim previziunea noastră de referință privind oferta și cererea, precum și prețurile cu ridicata ale energiei electrice, certificatele verzi și vânzările de energie electrică cu amănuntul, putând astfel evalua impactul actualelor politici asupra consumatorilor și asupra veniturilor și fluxurilor de numerar ale producătorilor de energie din SRE.
- o Secțiunea 6 examinează diferite intervenții normative, individual și în combinație, și impactul acestora asupra prețurilor pentru consumatori și a veniturilor producătorilor de energie din SRE.
- o În ultima secțiune, secțiunea 7, oferim un rezumat și principalele concluzii ale analizei.

Raportul este completat de anexe care includ aspecte cheie ale analizei și datelor.

2 Abordare

Mecanismul de promovare prin certificate verzi este o variantă a unui mecanism de tip limitare și tranzacționare, în care cererea de certificate verzi și prețul acestora sunt determinate legislativ. În mare parte însă, cererea de certificate poate fi considerată a fi un produs secundar al cererii de energie electrică, și, sub raportul accesibilității, costul certificatelor adăugat la costul energiei electrice are un impact direct asupra nivelului cererii, așa cum se va explica mai jos.

Oferta de certificate este și ea determinată de legislație, care stabilește ce producători sunt eligibili să primească certificate, și câte certificate le vor fi acordate. Mai mult, certificatele sunt o valoare adăugată la veniturile obținute din vânzările de energie electrică, ceea ce înseamnă că deciziile de investiții ale producătorilor vor fi determinate de toate fluxurile de venit anticipate, provenite atât din vânzarea de energie, cât și din vânzarea de certificate.

În consecință, atunci când descriem bazele economice ale întregului mecanism, trebuie să examinăm industria energiei electrice în ansamblu, drept care vom adopta o abordare convențională pentru a descrie industria, pornind de la bazele economice ale generării și trecând apoi la cerere.

2.1 Bazele economice ale mecanismului certificatelor verzi

2.1.1 Bazele economice ale cererii de certificate verzi

Așa cum am precizat, mecanismul este un mecanism de tip limitare și tranzacționare. În fiecare an, volumul maxim este fixat de ANRE și transmis furnizorilor sub formă unei cote: un procent al cantității de energie cumpărată de clienții lor, care trebuie acoperit prin răscumpărarea de certificate verzi. Există o complicație în modul în care ANRE calculează această cotă, datorită reducerii cotelor obligatorii pentru anumiți clienți industriali de mari dimensiuni, însă acest lucru nu modifică principiul.

Furnizorii plătesc o penalitate pentru fiecare certificat verde nerăscumpărat pentru îndeplinirea cotei. În cazul unui deficit, rata de penalizare determinând valoarea certificatului verde pentru furnizor. Rata de penalizare este de 110 EUR/certificat nerăscumpărat (indexată în funcție de rata inflației monedei euro). Însă în situația unui surplus de certificate verzi, valoarea unui certificat verde adițional pentru furnizori în acel an scade până aproape de zero, deoarece odată ce cota este atinsă, furnizorul nu beneficiază în niciun fel de deținerea unui certificat adițional (cu toate că certificatul rămâne valabil în anul următor, valoarea acestuia va fi mai mare de zero numai dacă piața este prognozată să fie aproximativ echilibrată sau în deficit în anul respectiv). Aceasta este o trăsătură frecventă a mecanismelor tip limitare și tranzacționare, valoarea tinzând să varieze între prețul penalității evitate și zero, cu potențial foarte redus pentru un preț aflat între cele două valori. O situație similară se regăsește, de exemplu, în cazul schemei EU ETS, unde certificatele de emisii sunt actualmente tranzacționate pentru circa 5 EUR/certificat, în ciuda faptului că rata de penalizare este de 100 EUR/certificat.

Desigur că în fiecare an se înregistrează o marjă de eroare atât în ceea ce privește cota, cât și în ceea ce privește oferta de certificate. Cota variază în funcție de cantitatea de energie cumpărată de clienții furnizorilor, care nu este pe deplin stabilită la începutul anului datorită schimbărilor de vreme sau a celor din portofoliul furnizorului în decursul anului. Din acest motiv, furnizorii pot planifica să achiziționeze până la, eventual, 105% din cota lor pentru a evita riscul penalizării. În mod similar, în ceea ce privește oferta, cu toate că oferta de certificate dintr-un an va fi cunoscută deoarece capacitatea utilizată a centralelor eligibile este bine cunoscută sau ușor de anticipat, vremea poate

afecta volumul real de certificate dobândit într-un an, cu variații de la an la an în ceea ce privește, de exemplu, randamentul mediu al centralelor eoliene și solare. Dacă atât oferta, cât și cererea, de certificate sunt foarte similare, atunci excesul sau deficitul net de certificate anticipat la începutul anului va fi incert, certificatele urmând să fie evaluate la valori cuprinse între rata de penalizare și zero, mai degrabă decât la una sau la cealaltă dintre aceste rate. Incertitudinile din cadrul sistemului de promovare prin CV românesc sunt însă reduse prin închiderea sistemului pentru participanții noi după 2016, o verificare de jumătate de an a devierii față de nivelul estimat ex-ante și o reconciliere ex-post pe baza producției de E-SRE eligibilă pentru CV realizată, numărului de excepții acordat și nivelurilor de consum de energie electrică.

2.1.2 Bazele economice ale ofertei de certificate

Certificatele verzi sunt acordate conform reglementărilor, în funcție de tipul de tehnologie utilizat de către producătorul acreditat, fiind însă acordate și direct proporțional cu cantitatea de energie generată pe parcursul anului. Ca urmare, producătorul va solicita acreditarea și va investi în funcție de percepția sa cu privire la veniturile realizate pe parcursul vieții proiectului.

Producătorul va elabora un plan de proiect pentru investiție, analizând fluxurile de numerar actualizate pe parcursul vieții proiectului, și va investi dacă rata internă de rentabilitate depășește rata sa țintă, cu condiția ca considerațiile legate de acoperirea serviciului datoriei să o permită. Fluxurile de numerar constă din costurile anuale (investiție în primii ani, întreținere, costurile combustibilului în câteva cazuri și veniturile realizate din vânzarea energiei electrice și a certificatelor verzi). În majoritatea cazurilor (centrale eoliene și solare, precum și minicentrale hidroelectrice), costurile semnificative sunt costurile inițiale ale investiției, care vor fi bine cunoscute în momentul investiției, drept care elementele cheie care trebuie prognozate sunt valoarea energiei și valoarea certificatelor în viitor.

În cazul României, unde se vor acredita centrale noi, s-a considerat că toate investițiile sunt suficient de rentabile, având în vedere valorile și volumele de energie preconizate și certificatele acordate, pentru a face ca investiția să fie profitabilă. Însă, investițiile excedentare și intervențiile normative ulterioare au schimbat profilurile fluxurilor de numerar pentru acești producători. Este deci necesară evaluarea impactului acestor intervenții.

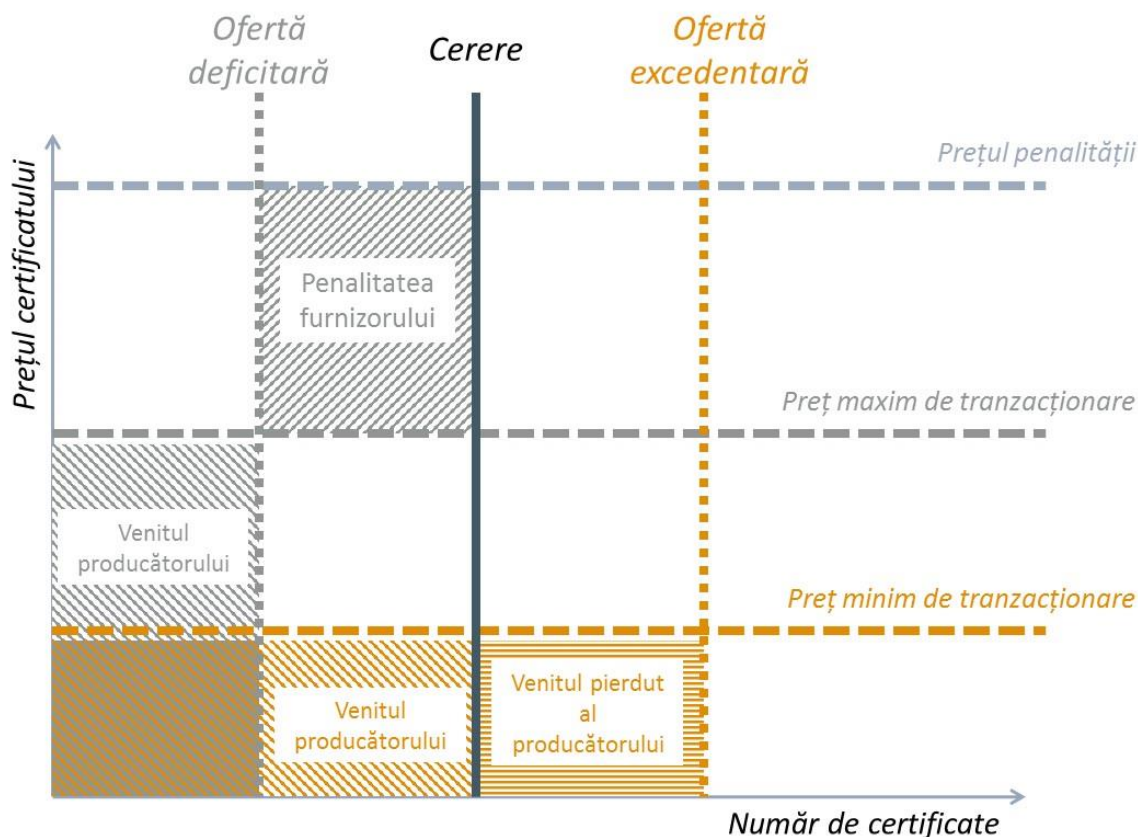
2.1.3 Efectul prețurilor maxime și minime ale certificatelor

Figura 1 este o reprezentare diagramatică a modului de stabilire a prețului certificatelor. Ea introduce o caracteristică a sistemului românesc de promovare prin certificate verzi, și anume prețurile maxime și minime la care pot fi tranzacționate certificatele pe piața centralizată OPCOM, sau pentru micii producători prin acorduri bilaterale. Ea prezintă cele două cazuri de:

- o **Deficit de certificate verzi.** Acestea apar pe diagramă în culoarea gri. Producătorii câștigă până la cel mult prețul limită pentru fiecare certificat, iar furnizorii sunt penalizați pentru deficitul de certificate. Se urmărește astfel limitarea costurilor suportate de furnizor pentru achiziționarea de certificate verzi, însă, de fapt, deficitul de plăți este transferat guvernului. Furnizorii individuali care nu achiziționează suficiente certificate vor risca pierderi grele.
- o **Exces de certificate verzi.** Acestea apar pe diagramă în culoarea maro deschis. Producătorii vând până la nivelul cererii furnizorilor la prețul minim, însă, din cauză că cererea este fixă, toate certificatele în plus rămân nevândute, făcând ca producătorii să nu realizeze venituri. Este posibil ca anumiți producători să nu câștige nimic din certificate verzi în anul respectiv. Pe de altă parte, costurile furnizorilor sunt minimizate, ceea ce le permite să își realizeze cotele la prețul minim. Prețul minim a fost introdus pentru a

asigura producătorilor un venit minim, însă nu face aceasta din cauza numărului de certificate nevândute.

Figura 1 Bazele economice ale fixării prețurilor CV



2.1.4 Bazele economice ale intervențiilor normative

Așa cum s-a descris în secțiunea introductivă a acestui raport, în scopul soluționării problemelor nou apărute au fost făcute diverse intervenții normative. Bazele economice ale acestora sunt descrise mai jos.

Reducerea numărului de certificate acordate pe MWh pentru investițiile noi

Această politică a vizat supracompensarea anterioară a sistemului inițial. Prin natura sa, ea a permis un profit normal, în locul unui profit excesiv din investițiile noi. Ca urmare, ea a încetinit, însă nu a oprit, investițiile în energie din surse regenerabile. Ea a fost o reacție rațională la supracompensarea anterioară.

Reducerea procentajului cotei obligatorii a furnizorului

S-a stabilit că costul susținerii devenise prea mare pentru consumatori. Acest lucru s-a petrecut pe fondul unor investiții excesive, care au făcut ca România să își atingă prea devreme obiectivul din PNAESR. Așa cum se arată în Figura 1, un exces în generarea de energie din surse regenerabile nu va duce la o creștere a costului pentru furnizori, deoarece certificatele excedentare vor rămâne

nevândute. Ca urmare, această politică a contrazis politica anterioară de fixare a unei traiectorii de cote, inițial considerată accesibilă. Reducerea cotei a făcut ca mai multe certificate să rămână nevândute decât anterior, ceea ce a afectat venitul producătorilor din punctul de vedere al așteptărilor rezonabile ale acestora la vremea investiției.

Amânarea alocării certificatelor

În condițiile unui surplus emergent de certificate pe cale de a fi acordate, s-a decis să se reducă numărul acordat imediat, urmând ca certificatele amânate de la tranzacționare să fie înmânate după circa 3 ani. Pentru orice cotă stabilită (și deci cerere de certificate), această decizie a avut efectul atribuirii unei potențiale valori pozitive certificatelor amânate, care altfel ar fi expirat fără să fie vândute. Valoarea pentru producători ar urma să fie actualizată de amânarea de 3 ani, putând fi văzută ca o compensare parțială pentru reducerea cotelor. Însă, în anul în care certificatele sunt returnate producătorului, oferta de certificate va crește (certificatele nou acordate pentru producția eligibilă, plus certificatele amânate), nefiind deci clar dacă certificatele amânate, odată emise, vor putea fi vândute.

Această politică poate fi văzută ca o încercare de a adăuga valoare la certificate care altfel ar fi ajuns la valoarea zero. Succesul acestei politici va depinde de nivelul cererii de certificate în anul în care certificatele amânate sunt returnate producătorilor.

Reducerea duratei de viață a certificatului – bazele economice ale păstrării certificatelor

La lansarea sistemului, certificatele puteau fi păstrate timp de 16 luni înainte de a fi răscumpărate. Această perioadă a fost redusă la 12 luni. Ca urmare, conform sistemului inițial, un certificat rămas nevândut într-un an putea fi răscumpărat în următorul an, când, se spera că va crește cererea, va crește cota, sau se va reduce oferta (din cauză că în următorul an va fi mai puțin vânt sau din alte motive similare). Reducerea vieții certificatului cu 4 luni face mai dificilă, însă nu imposibilă, păstrarea până în anul care urmează, întrucât certificatele sunt acordate lunar în funcție de producția fizică a lunii anterioare.

Amânarea răscumpărării până în anul care urmează este așa-numita „păstrare a certificatelor”. Limitarea vieții certificatului este determinată de teama că, în situația unei oligopolii (fie de partea producătorilor, fie de partea furnizorilor), păstrarea acestuia ar putea fi folosită pentru a crea un deficit artificial forțând creșterea prețului certificatelor în anul respectiv.

De fapt, bazele economice ale păstrării certificatelor sunt mai generale. Certificatul poate fi păstrat și răscumpărat într-un an ulterior când:

$$Prețul_{a+1} \geq Prețul_a * (1 + r)$$

Unde:

$Prețul_a$ este prețul anticipat al certificatului în anul a ;

r este rata dobânzii la care se poate aștepta deținătorul certificatului amânat.

Ecuția este valabilă într-un număr limitat de circumstanțe. Dacă prețul certificatelor atinge valoarea minimă în anul a , acesta va depăși valoarea minimă în anul $a+1$ numai dacă surplusul care a făcut ca prețul să scadă la valoarea minimă este mic, și se preconizează, în mod rezonabil, ca acesta să devină deficit în anul următor. Dacă în anul a se înregistrează un surplus substanțial, se poate preconiza, în mod rezonabil, ca acesta să continue în anul următor. Dacă în anul a se înregistrează un deficit, nu va

exista niciun motiv pentru a păstra certificatele, întrucât prețul din anul $a+1$ nu poate fi mai mare deoarece a atins deja valoarea maximă³.

Dacă păstrarea certificatelor se face atunci când oferta și cererea sunt rezonabil de echilibrate – singura situație în care aceasta este oportună – este important să se rețină că păstrarea acestora poate mări prețul în anul a , însă poate de asemenea avea efectul reducerii prețului spre valoarea minimă în anul $a+1$, deoarece în acel an vor fi disponibile mai multe certificate (certificate nou acordate, plus certificate amânate de la tranzacționare).

Situația devine și mai complicată deoarece un certificat păstrat poate fi de fapt răscumpărat după câțiva ani: deținătorul va răscumpăra certificatul în anul $a+1$, însă va păstra un certificat nou din anul $a+1$ care va fi apoi tranzacționat în anul $a+2$, și așa mai departe.

Alocarea cu întârziere a certificatelor discutată mai sus ar fi putut fi realizată permițând păstrarea acestora pe o perioadă de mai mulți ani.

2.2 Furnizarea de energie convențională

2.2.1 Capacitatea de generare convențională

În teorie, capacitatea poate fi dezvoltată ori de câte ori costul marginal al energiei electrice pe termen lung (prețul cu ridicata mediu anual anticipat) depășește costul egalizat al energiei electrice generate de noile centrale. Acest tip de analiză va tinde să fie utilizat în analizele privind adecvarea capacității pe termen lung realizate de Transelectrica pentru raportul său pentru planul ENTSO-E pe 10 ani. Mecanismul exact de analiză este mai puțin important pentru noi, întrucât principala problemă, atât din punctul de vedere al analizei veniturilor rezultate din producția de energie din SRE, cât și din cel al accesibilității, este doar prețul cu ridicata rezultat.

După cum se menționează mai jos, în situația unui sistem de energie electrică tot mai interconectat, cu cuplarea piețelor, prețul devine oricum un preț european. Drept urmare, atunci când se analizează capacitatea de producție convențională, principala problemă care se pune este dacă aceasta va face ca România să devină un exportator net sau un importator net. Actualmente România este un exportator net, cu prețul deci redus de costul exportului către piețele principale, respectiv Bulgaria, Serbia și Ungaria.

Însă, la granița Ungaria-Slovacia se înregistrează o congestie considerabilă, ceea ce face ca prețurile cu ridicata din Ungaria să tindă să fie cu circa 9 EUR/MWh mai ridicate decât prețul din Europa de NV (Germania). În 2015, costul capacității de export din România în Ungaria era de peste 4 EUR/MWh pentru capacitatea de transfer, și în consecință prețurile românești sunt cu 4-5 EUR/MWh mai coborâte decât prețurile maghiare. Poziția netă este că prețurile cu ridicata românești rămân cu aproximativ 4 EUR/MWh mai ridicate decât cele din Europa de NV.

România rămâne un exportator net, și putem anticipa ca situația să rămână neschimbată având în vedere proiectul de construcție al unei noi centrale nucleare la Cernavodă. Aceasta însă va înlocui în principal centrale termice învechite.

³ Există posibilitatea ca, din cauza inflației, să fie posibil ca veniturile din anul $a+1$ să crească, însă numai dacă, în termeni reali, rata dobânzii este foarte mică, sau chiar negativă.

Ca urmare, pentru a putea elabora previziunile privind energia din surse regenerabile în România, ne interesează două elemente principale:

- o Costul congestiilor dintre România și Europa de NV. Este probabil ca aceste congestii să continue, și deci putem anticipa o diferență în plus relativ stabilă între prețuri:
 - o Diferența în plus dintre prețurile maghiare și cele germane este de 9 EUR;
 - o Diferența în minus dintre prețurile românești și cele maghiare este de circa 5 EUR;
 rezultă deci o diferență în plus relativ stabilă de 4 EUR/MWh între prețurile românești și cele germane;
- o Măsura în care România este un exportator net sau un importator net. Dacă România devine un importator net, atunci energia va fi transportată din Europa de NV, prin Ungaria, în România. În acest caz, prețul românesc va fi aproximativ egal cu cel maghiar deoarece nu va mai exista o congestie netă pentru fluxurile transmise din Ungaria în România (prețul actual este de circa 8 EUR/MW, cu toate că în condițiile unui import semnificativ, acesta ar putea crește).

În ceea ce privește generarea de energie neprovenită din SRE, echilibrul preconizat este relevant numai în măsura în care ar putea face ca România să devină din exportator importator; în caz contrar, relația dintre prețul românesc și cel german va rămâne în mare constantă.

2.2.2 Prețul energiei convenționale

Investitorii în tehnologii verzi se pot aștepta să fie puși în situația de a accepta prețuri, prețurile marginale fiind stabilite fie de producătorii convenționali români, fie de piețele transfrontaliere. În condițiile cuplării piețelor, se înregistrează o convergență sporită între prețurile la vedere de pe piețele pentru ziua următoare, excepție făcând situația congestiei la transmitere. Cu toate că, pe termen mediu, congestia va continua de-a lungul multor granițe europene, și în special la granița maghiaro-slovacă (ceea ce afectează accesul României la cuplarea cu prețurile din Europa de NV), ea va afecta prețurile numai pe parcursul unui număr limitat de ore de-a lungul anului.

Pe această bază se poate realiza un model general al interconexiunii prețurilor care afectează prețurile cu ridicata românești.

Modelul considerat de noi a fi cel mai potrivit pentru a descrie prețurile europene ale energiei electrice are la bază așa-numitul mix dintre prețul generării pe bază de gaz și prețul generării pe bază de cărbune. În ambele cazuri, prețul energiei electrice are la bază o diferență în plus fixată în mod echitabil adăugată la prețul combustibilului fosil, după cum urmează:

$$Prețul_{ef} = Prețul_f / Conversia_f + \\ Prețul_c / Conversia_{cf} + \\ k$$

Unde:

$Prețul_{ef}$ este prețul energiei electrice în euro/MWh, unde prețul marginal este fixat de prețul combustibilului fosil f ;

$Prețul_f$ este costul consumului de combustibil fosil f pe MWh;

$Conversia_f$	este numărul de MWh de energie electrică generată folosind 1 MWh de combustibil fosil f , care este 0,50 când combustibilul fosil este gaz, și 0,38 când combustibilul fosil este cărbune;
$Prețul_c$	este prețul la termen în euro/tonă pentru 1 tonă de emisii de CO ₂ comercializată în cadrul schemei UE de comercializare a emisiilor;
$Conversia_{cf}$	este numărul de MWh de energie electrică generat în timpul emiterii unei tone de CO ₂ folosind combustibil fosil f , care este 2,78 pentru centrale pe gaz și 1,27 pentru centrale pe cărbune;
k	este costul fix pe MWh mediu generat de o centrală tipică care arde combustibil fosil f , care este de 3,5 euro/MWh pentru o centrală pe gaz și de 6 euro/MWh pentru o centrală pe cărbune.

Această formulă demonstrează în mod clar că prețul energiei electrice este într-o relație stabilă cu prețul combustibilului fosil, drept care prognoza prețului acestui combustibil ne va da o prognoză rezonabilă a prețului energiei electrice, cu condiția ca acest combustibil să fie combustibilul marginal.

În Europa, prețurile tind să fie fixate fie de centralele pe cărbune, fie de cele pe gaz. În anii de până la jumătatea lui 2016, prețurile europene la gaz au scăzut mai puțin vertiginos decât cele la cărbune, rămânând relativ ridicate, și s-a înregistrat o tendință mai mare de a folosi cărbune, care a devenit combustibilul marginal folosit pentru fixarea prețurilor. Aceasta a făcut ca relația relevantă dintre prețul energiei electrice/combustibilului la nivel european să includă prețul generării pe bază de cărbune. Foarte recent, prețurile la gaz au scăzut, determinând o revenire la o relație care include prețul de generare pe bază de gaz. De fapt, relația normală este relația care include prețul de generare pe bază de gaz, întrucât substituibilitatea gazului și cărbunelui în generarea de energie electrică tinde să însemne că marfa cea mai comercializată (gazul), va tinde să limiteze prețul la care se poate comercializa cealaltă marfă (cărbunele). În scopul elaborării previziunilor vom folosi însă formula:

$$Prețul_e = \text{Min}(Prețul_{eg}, Prețul_{ec})$$

Unde:

$Prețul_e$	este prețul european al energiei electrice în EUR/MWh;
$Prețul_{eg}$	este prețul energiei electrice în EUR/MWh, unde prețul marginal este fixat de gaz;
$Prețul_{ef}$	este prețul energiei electrice în EUR/MWh, unde prețul marginal este fixat de cărbune;

Trebuie remarcat faptul că, în Europa de NV, parametrii sunt derivați numai de la centrale pe cărbune și gaz, chiar și acolo unde există un număr semnificativ de centrale hidroelectrice și nucleare. Aceasta deoarece centralele hidroelectrice fie preiau doar prețurile (cele așezate pe firul râului), fie își fixează prețurile la prețul evitat al centralelor termice (cele cu lac de acumulare), iar centralele nucleare au costuri variabile foarte coborâte drept care nu vor fi niciodată centralele care fixează prețul marginal.

Ca urmare, pentru elaborarea previziunilor, vom calcula prețul generării pe bază de gaz și prețul generării pe bază de cărbune pentru toate scenariile, îl vom alege pe cel mai mic dintre ele pentru fiecare an analizat, și vom adăuga costul transportului pentru a obține prețul cu ridicata preconizat pentru energie în România.

Previziunile privind prețul gazului

Prețul gazului din Europa este, în mare măsură, un preț internațional. Se constată un mix de surse de gaz dominat de fluxurile din Rusia, Norvegia și din încărcături de GNL. În mod tradițional, prețul gazului livrat prin conducte era fixat pe baza unui index al prețului încărcăturilor de petrol (la rândul său indexat la cotația țițeiului Brent la bursa ICE). Această conexiune a fost preferată de Gazprom și a dominat mulți ani prețurile europene. Câteva lucruri s-a schimbat ulterior:

- o Criza financiară din 2008 a dus la o reducere a cererii de gaz la nivel mondial.
- o Dezvoltarea metodelor de extracție a gazului de șist în SUA a schimbat țara dintr-un importator net într-un importator zero, și apoi într-un exportator net de GNL.
- o Qatar, Australia și alte țări au construit instalații pentru lichefierea gazelor naturale și infrastructura necesară unor exporturi importante de GNL în întreaga lume, inclusiv în Europa;
- o Criza politică dintre UE și Rusia legat de Ucraina a făcut ca Europa să dorească o diversificare, în așa fel încât să nu mai depindă de fluxurile de gaz din Rusia;
- o Posibil ca urmare a încălzirii globale, o serie de ierni blânde a redus cererea de gaz pentru încălzire.

Toți acești factori au făcut ca piața de gaz să treacă de la conexiunea cu prețul petrolului la prețuri la vedere, costurile de transport și manipulare ale GNL asigurând limita inferioară pentru piață. Este posibil să se revină la conexiunea cu prețul petrolului, urmând oricum să apară tendința ca costurile marginale pe termen lung de extracție și transport ale petrolului și gazului să evolueze în același ritm. Însă deocamdată, majoritatea previziunilor internaționale privind prețul gazului au devenit independente de prețul petrolului.

Previziunile privind prețul cărbunelui

Principala utilizare a huilei comercializate pe plan internațional este pentru generarea de energie electrică, în competiție directă cu gazul. Ca urmare, este rezonabil să anticipăm că prețurile, după adăugarea costului penalităților pentru emisiile de carbon, vor avea tendința să evolueze în paralel. În practică, prețul gazului a prezentat în mod tradițional tendința de a limita prețul cărbunelui, mai degrabă decât să prezinte o evoluție în paralel a prețurilor.

Perioada cuprinsă între jumătatea anului 2011 și sfârșitul lui 2015 a cunoscut însă o scădere constantă a prețului cărbunelui, care a început să afecteze prețul gazului numai de la începutul lui 2014, aliniind în mare, începând din vara lui 2016, prețul generării pe bază de gaz și prețul generării pe bază de cărbune. Deși previziunile internaționale anticipează o redresare a prețurilor ambelor mărfuri, se preconizează ca aceasta să fie mai accentuată pentru gaz decât pentru cărbune. O posibilă explicație este că creșterea producției de energie din surse regenerabile și închiderea centralelor pe cărbune ca urmare a considerațiilor legate de emisii, continuă să creeze condițiile necesare pentru o ofertă excedentară de cărbune.

Modelul prețului cu ridicata al energiei electrice pentru România

Metodologia noastră urmează următorii pași:

- o **Modelul prețului gazului.** Acesta urmează previziunile internaționale privind prețul gazului. Analizăm scenarii ale previziunilor privind prețul petrolului și, în majoritatea

scenariilor, întrucât prețul petrolului este adesea previzionat pe o perioadă mai lungă de timp decât cel al gazului, aplicăm raportul tradițional dintre prețul gazului și cel al petrolului. Vom include însă un scenariu decuplat pornind de la premisa că GNL va continua să fie abundent.

- o **Modelul prețului carbonului.** Prețul actual în cadrul schemei EU ETS are la bază alocarea drepturilor de emisie care, la rândul său, are la bază emisiile istorice. Întrucât este un mecanism de limitare și comercializare, dacă cota obligatorie este mai mică decât oferta disponibilă (certIFICATE de emisii), valoarea certificatelor scade până aproape de zero; dacă se înregistrează un deficit de certificate, atunci prețul acestora se va apropia de prețul penalității (100 euro/tonă). Este însă de neconceput ca politicienii europeni să permită ca prețul să depășească prețul la care sunt tranzacționate certificatele pe plan internațional, și, drept urmare, scenariul prețului ridicat este limitat la prețul preconizat al carbonului de pe piața internațională. Previziunile privind prețul carbonului sunt foarte dificile deoarece nu există nicio evaluare obiectivă în afară de evitarea penalităților.
- o **Prețul generării pe bază de cărbune/gaz.** Această metodologie a fost descrisă mai sus. Există o legătură stabilită între prețul combustibilului marginal (gaz sau cărbune) și prețul energiei electrice, și se anticipează ca aceasta să se mențină sub forma costul combustibilului pe MWh generat, plus costul carbonului pe MWh generat, plus adaosul necesar pentru a acoperi costurile fixe marginale ale noilor producători.
- o **Prețul românesc.** Acesta este calculat inițial în euro și constă din adăugarea unei diferențe în plus de 4 EUR la prețul de generare preconizat, pentru a reflecta costul congestiei la transmitere între România și Europa de NV. În scenariile în care România devine un importator net, acest adaos va crește pentru a ajunge la nivelul prețului maghiar, ceea ce ar fi o diferență în plus de 9 euro.

Prețul cu ridicata al energiei electrice este util în stabilirea prețului pentru consumatori, și de asemenea a venitului rezultat din vânzările de energie ale producătorilor care folosesc surse regenerabile. În majoritatea cazurilor, prețul mediu anual este perfect suficient pentru a determina venitul oricărui producător. Aceasta deoarece vânzările diferiților producători tind să nu fie influențate de partea zilei sau a anului, astfel încât chiar și atunci când, de exemplu în cazul instalațiilor eoliene, producția într-o anumită zi este incertă, în medie, pe parcursul anului, fiecare producător va primi prețul anual mediu⁴.

Excepție a făcut puterea solară. Aceasta este o producție diurnă, și ca urmare tinde să aibă un preț mai mare decât prețul mediu deoarece, deși centralele solare nu vând multă energie în perioada de vârf din timpul serii, ele nu vând deloc energie în timpul nopții când prețurile sunt cele coborâte. Ca urmare, în elaborarea modelului veniturilor obținute din energie solară, aplicăm următorii pași:

- o **Profilul producției de energie solară.** Se vor dezvolta profiluri diurne ale producției solare pe MW de capacitate pe oră folosind datele OPCOM privind producția.
- o **Profilul prețurilor zilnice.** Pe baza prețurilor OPCOM pentru ziua următoare pentru un an tipic, se va dezvolta un profil al veniturilor prin multiplicarea profilului producției cu prețurile pe oră.

⁴ Pentru a verifica această premisă pentru energia eoliană, am efectuat o analiză diurnă similară celei descrise pentru energia solară fotovoltaică. Deși există dovezi că producția nu este complet necorelată cu partea zilei (au fost consemnate producții mai mari seara târziu, și mai mici dimineața târziu), veniturile medii ponderate primite au rămas în limita de 0,0001% din prețul zilnic mediu.

- o **Prima solară.** Se va compara prețul mediu pe MWh al fermelor solare cu prețul mediu derivat din prețul de bază al OPCOM și se va calcula un adaos procentual pentru fermele solare.

Vânzările de energie solară vor fi concentrate în lunile de vară, fiind scăzute în lunile de iarnă când prețurile tind să fie mai ridicate. Acest efect poate fi însă compensat de creșterea ratei de utilizare a aparatelor de aer condiționat, și ca urmare nu a fost luat în considerare în cadrul acestui model.

2.3 Furnizarea de energie din SRE și certificatele verzi

În cazul de referință, toate certificatele verzi au fost acordate și sunt deja emise sau amânate pentru centralele existente, sau urmează să fie acordate în scurt timp centralelor noi rămase, autorizate și dezvoltate conform sistemului. Ca urmare, modelul de furnizare al certificatelor verzi este mecanic. Componentele modelului sunt după cum urmează:

- o **Factorul de capacitate mediu pe tip de tehnologie.** Pentru fiecare dintre tipurile principale de tehnologie, se va determina cât de multă energie anuală va fi generată dintr-un MW de capacitate de generare.
- o **Profilul dezvoltării generării.** Pentru fiecare tip de tehnologie, se va reprezenta grafic numărul de MW instalat în fiecare an și numărul de MW disponibili în fiecare an pentru care se vor acorda certificate verzi, și se va menționa faptul că fiecare investiție va câștiga certificate verzi timp de până la 15 ani (în funcție de categoria de tehnologie).
- o **Profilul energiei generate.** Pentru fiecare an de investiție și tip de tehnologie, se va calcula producția anuală prin aplicarea factorului de capacitate la puterea instalată.
- o **Profilul certificatelor acordate.** Pentru fiecare an și tip de tehnologie, se va calcula:
 - o numărul de certificate acordate în anul respectiv;
 - o numărul de certificate amânate în anul respectiv;
 - o numărul de certificate amânate returnate producătorului (recuperate).

Acest model formează baza de evaluare atât a ofertei de certificate dintr-un anumit an, cât și a ofertei de energie; se va menționa faptul că energia va continua să fie generată chiar și după ce centrala nu mai este eligibilă să primească certificate.

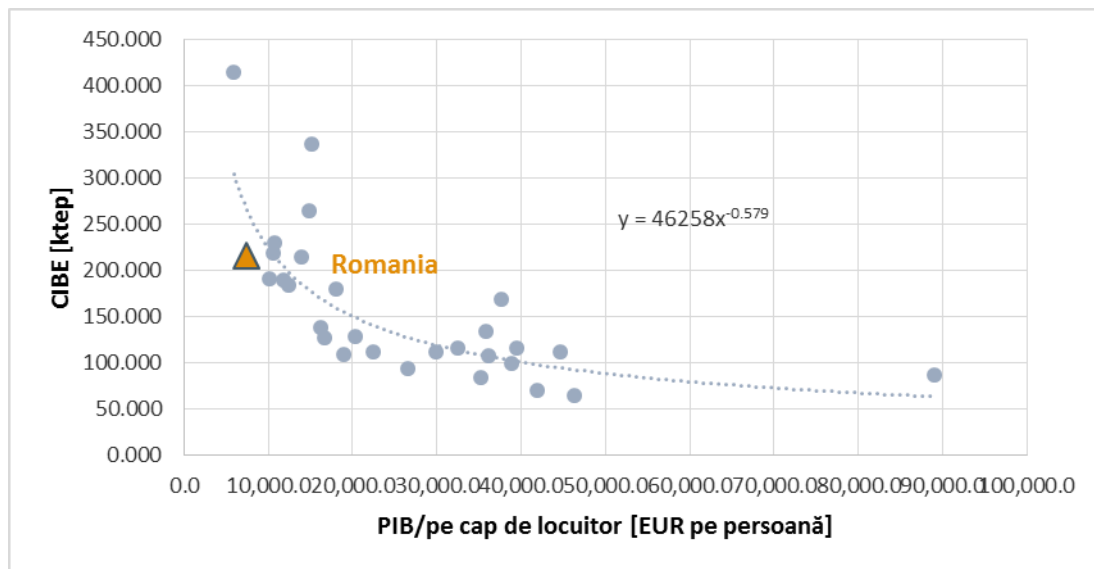
2.4 Cererea în România

Nivelul cererii

Cererea de energie electrică este o funcție a creșterii PIB și a nivelului PIB. În calitate de țară a UE relativ mai săracă, intensitatea energetică (unități de energie pe unitate de PIB) este relativ ridicată; pe măsură ce PIB crește, intensitatea energetică (inclusiv subcomponenta sa, intensitatea energiei electrice) tinde să scadă. Figura 2 este o reprezentare grafică a datelor privind intensitatea energetică pentru diferite țări. Pentru a calcula cererea viitoare de energie electrică din România, vom aplica formula intensității energetice, păstrând diferența actuală a României față de tendința în materie de energie, la previziunile privind PIB pentru a obține o valoare estimativă pentru consumul intern brut

de energie (CIBE). Vom folosi apoi Scenariul de referință al CE pentru a determina proporția energiei electrice în CIBE. Scenariul de referință al CE preconizează tendințele în materie de energie pentru toate statele membre ale UN, pe intervale de 5 ani, până în 2050⁵.

Figura 2 Intensitatea energetică a țărilor europene



Sursă: Eurostat

Cotele sectoriale

Cotele sectoriale vor fi afectate de diverși factori, inclusiv de dezvoltarea industriei grele la un capăt al scalei, și de creșterea utilizării aparatelor de aer condiționat la celălalt capăt. Nicio tendință absolută nu poate fi dezvoltată fără o previziune completă a evoluției industriale și demografice. Ca urmare, preconizăm că cotele sectoriale vor rămâne neschimbate de-a lungul perioadei de timp acoperite de această analiză.

Prețurile cu amănuntul

Prețul energiei electrice pentru consumatori va fi alcătuit din următoarele elemente:

- o Prețul cu ridicata – derivat din modelul explicat în secțiunea 2.2.2; plus
- o Costurile rețelei – aceste costuri vor varia în funcție de nivelul voltajului, industria grea având cele mai coborâte costuri, și consumatorii rezidențiali cele mai ridicate costuri; plus
- o Costurile aferente cotei de certificate verzi; plus
- o Impozitele, marja furnizorului, costurile de contorizare etc; plus
- o Subvențiile încrucișate între categoriile de consumatori (dacă este cazul).

⁵ <http://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

Pentru realizarea modelului, se va presupune că costurile rețelei și impozitele etc. vor rămâne constante, drept care singurele variabile efective vor fi costurile cu ridicata și costurile certificatelor verzi.

Accesibilitate

Există două metodologii pentru determinarea accesibilității:

- o Legea nr. 220/2008 a impus ANRE să monitorizeze impactul sistemului de promovare prin CV asupra utilizatorilor finali începând din 2014, autorizând totodată ANRE să stabilească o metodologie de fixare a cotei anuale obligatorii. În acest sens ANRE a adoptat o abordare minimalistă în ceea ce privește accesibilitatea, determinând costul cotelor de certificate verzi la nivelul istoric fixat în 2014 (de fapt un cost pe MWh) și considerându-l a fi un nivel accesibil în cazul în care obiectivul național în ceea ce privește energia din SRE este atins sau depășit în anul anterior evaluării. Aceasta înseamnă că volumul cotei este modificat dacă prețul minim (în cazul unui surplus) este modificat prin lege, sau dacă nivelurile consumului final se modifică. Metodologia este descrisă mai în detaliu în secțiunea 3.
- o O abordare mai corectă ar ține cont de ponderea costului total al energiei electrice în venitul total al categoriilor de consumatori; dacă venitul total crește, categoriile de consumatori își pot permite să cheltuiască mai mult pe certificatele verzi, și dacă prețurile cu ridicata ale energiei electrice scad, consumatorii își pot permite, din nou, să plătească pentru o cotă mai mare. În practică, accesibilitatea este cu adevărat o problemă pentru industria grea (care beneficiază deja de reduceri în ceea ce privește măsurilor de susținere a energiei electrice ecologice), și pentru consumatorii rezidențiali, și în special pentru gospodăriile cu venituri mai mici.

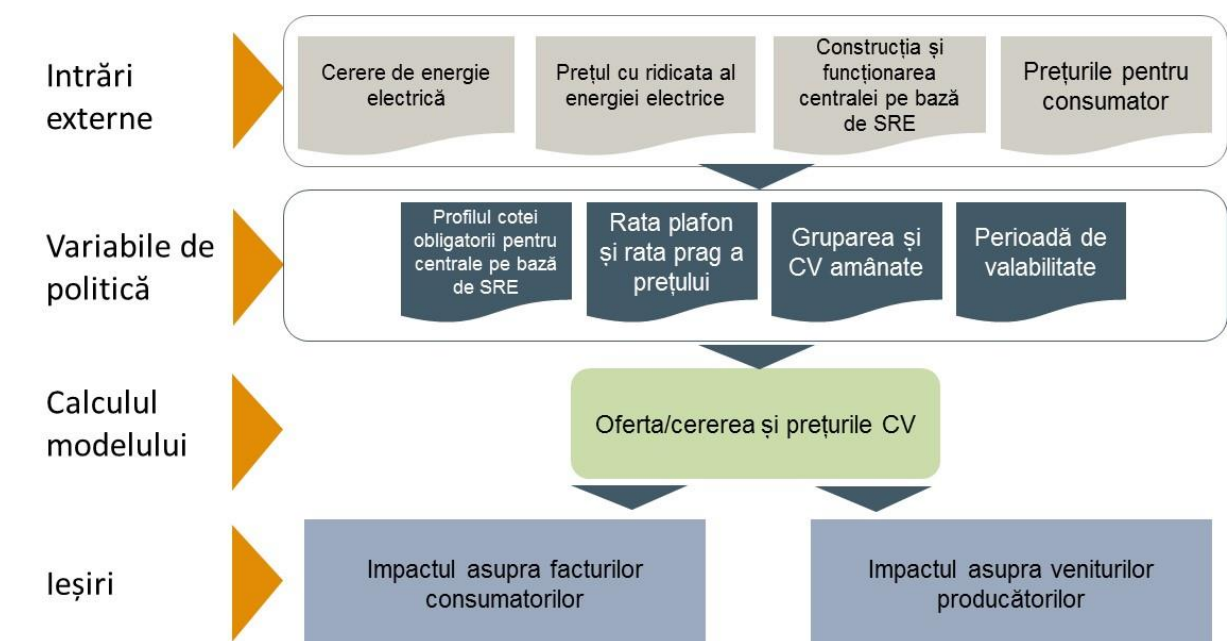
Urmând exemplul ANRE, ne interesează schimbările în ceea ce privește accesibilitatea, mai degrabă decât cele în nivelurile absolute. Cu toate că există mai multe metodologii obiective, folosite în diverse analize pe plan internațional, care încearcă să identifice o măsură absolută a accesibilității (legată de venitul lunar), acceptăm nivelurile actuale ale costului energiei electrice drept o cotă a veniturilor consumatorilor casnici, și considerăm că accesibilitatea este legată de această cotă. Aceasta înseamnă că, pe măsură ce venitul gospodăriei crește odată cu PIB, nivelul de consum ajustat al intensității energetice rezultat va permite o creștere a susținerii achiziției de certificate verzi (respectiv o creștere a cotei), cu condiția ca aceasta să nu mărească cota costurilor asociate energiei electrice din venitul gospodăriei; considerații similare sunt valabile și pentru alte categorii de investitori.

2.5 Structura modelului

Așa cum s-a descris mai sus, cererea și oferta de certificate verzi va fi dependentă atât de structura normativă a sistemului (prețurile penalităților, metodologia de fixare a cotei obligatorii, prețurile maxime și minime), cât și de factorii externi care afectează oferta și cererea de energie electrică. Modelul nostru stabilește în primul rând o previziune centrală privind acești factori externi împreună cu două cazuri de sensibilitate (cu valori maxime și minime), pe baza unei combinații a cererii și a previziunilor privind prețul energiei, menținând totodată cadrul normativ actual al CV. Împreună acestea reprezintă „previziunile de referință privind politicile” descrise în secțiunea 5.

Scopul nostru este estimăm apoi impactul modificării structurilor normative asupra sistemului de promovare prin certificate verzi. Această abordare este prezentată pe scurt în Figura 3.

Figura 3 Abordarea modelului



Sursă: ECA

3 Sursele datelor

Informațiile și datele privind sistemul de energie românesc și sistemul de promovare prin certificate verzi au fost furnizate direct de către Ministerul Energiei. Le-am folosit în combinație cu datele disponibile public de la Eurostat, OPCOM și alte instituții și birouri internaționale relevante. Reglementările au fost furnizate ca traduceri în limba engleză ale originalelor în limba română. Nu am fost în măsură să verificăm corectitudinea acestor traduceri.

3.1 Informații nelegate de politici introduse în model

Această secțiune detaliază sursele noastre pentru datele istorice, actuale și previzionate introduse privind variabilele externe de bază care afectează oferta și cererea de certificate verzi. Informații de fond privind seturile de date folosite sunt furnizate în Anexa A1.

3.1.1 Date economice și demografice generale

Tabel 1 sintetizează sursele de date folosite pentru a colecta datele istorice și preconizate pentru parametrii economici și demografici generali relevanți. Toate datele economice au fost ajustate la euro 2015 sau RON 2015 folosind datele referitoare la inflație prezentate. Previziunile sunt scrise cu litere aldine în coloana „Perioadă”.

Tabel 1 Date economice și demografice generale

Date	Sursă	Interval de timp	Observații
PIB (România și UE-28)	Eurostat	Perioada 2011 – 2015	-
	FMI – Perspectiva economică globală	<i>Perioada 2016 – 2021</i>	Previziunile FMI pe o perioadă de până la 5 ani
	Scenariul de referință al CE	<i>2025, 2030</i>	Creștere procentuală preconizată aplicată prospectiv pe baza cifrelor FMI pentru perioada 2022 – 2036
Populație	Eurostat	<i>2015, 2020, 2030</i>	Se pornește de la premisa unei tendințe lineare între punctele de date
Inflație (SUA)	Bureau of Labour Statistics	Perioada 2011 – 2015	-
	OCDE	<i>2016, 2017</i>	Valorile au fost rotunjite la cea mai apropiată decimală, iar cifra pentru 2017 a fost folosită pentru întreaga perioadă până în 2036
Inflație (zona euro/România)	Eurostat	Perioada 2011 – 2015	Indexul armonizat al prețurilor de consum (IAPC)
	Banca Centrală Europeană (BCE)	<i>2016, 2017, 2020</i>	Cifra pentru 2020 a fost folosită pentru toți anii din perioada 2018 – 2036
Cursul de schimb EUR/USD	OANDA	2015	A fost folosită rata medie pentru 2015 și s-a presupus că aceasta va rămâne constantă de-a lungul perioadei de timp
Rata de schimb RON/EUR	OANDA	2015	A fost folosită rata medie pentru 2015 și s-a presupus că aceasta va rămâne constantă de-a lungul perioadei de timp*
Distribuția veniturilor în România	INSSE	2015	Folosită pentru a calcula impactul, atât asupra gospodăriilor aflate în centila 20 de venit, cât și asupra gospodăriilor cu venit mediu.

Notă*: România este membră a Mecanismului European al Ratelor de Schimb (ERM) II, care urmărește să stabilizeze ratele de schimb cu EUR. De la jumătatea lui 2012, rata s-a încadrat într-o bandă relativ îngustă, între 4,4 și 4,6.

3.1.2 Date privind cererea de energie

- o Datele privind consumul intern brut și consumul final de energie sunt luate din Bilanțurile energetice ale României din 2011 – 2014, așa cum au fost raportate de Eurostat.
- o Datele privind consumul final brut de energie electrică (CFBE) și consumul final de energie electrică (CFEE) pentru 2010 – 2015 au fost furnizate direct de ANRE, fiind diferite de cele raportate de Eurostat întrucât includ consumul legat direct de centrale electrice și consumul propriu al centralelor electrice.

- o Datele bilanțurilor energetice au fost folosite pentru a ghida defalcarea sectorială a CFEE pe consumator final.
- o Previziunile de după 2016 pentru nivelurile absolute ale consumului intern brut au la bază previziunile privind PIB și populația, și folosesc profilul intensității energetice prezentat în Figura 2. Cotele vectorilor energetici sunt calculate folosind aceleași cote procentuale menționate în Scenariul de referință al CE. Cotele sectoriale pentru utilizarea de energie sunt stabilite pe baza datelor celui mai recent Bilanț energetic (2014).
- o Previziunile pentru pierderile în linie sunt calculate apoi presupunând o ameliorare anuală a pierderilor de 1% (din valoarea pierderilor) față de anul anterior. Acestea sunt apoi adăugate la previziunile privind CFEE pentru a genera previziunile privind consumul final brut de energie electrică (CFBE).

3.1.3 Date privind prețul energiei și combustibilului

Secțiunea 2.2.2 descrie procesul folosit pentru a genera previziunile privind prețul energiei pentru piața românească cu ridicata. Sursele de date folosite în această analiză sunt detaliate în Tabel 2.

Tabel 2 Date privind prețul energiei și combustibilului

Date	Sursă	Interval de timp	Observații
Prețul european al gazelor naturale	Bursa Intercontinental Exchange (ICE)	Aprilie 2010 – decembrie 2016	Contracte la termen lunare pentru Virtual Trading Point TTF Olanda
	Banca Mondială (Perspectivele pieței de produse de bază, ediția din iulie 2016)	<i>Perioada 2015 – 2025</i>	Datele pentru 2015 au fost confirmate folosind rezultatele TTF. Începând din 2026, prețul se menține constant la nivelul prognozat pentru 2015 pe măsură ce prețurile gazului se disociază de cele ale petrolului (exclusiv cazul central).
Previziuni privind prețul țițeiului	Banca Mondială (Perspectivele pieței de produse de bază, ediția din iulie 2016)	<i>Perioada 2015 – 2025</i>	Serie de date extinse până în 2036 prin extrapolarea tendinței din 2020 – 2025
	Perspectiva economică globală (PEG) 2015 a Agenției Internaționale a Energiei (AIE)	<i>2020, 2025, 2030</i>	Oferă un caz alternativ față de Banca Mondială. Previziuni în baza scenariului privind noile politici cu folosirea interpolării liniare
Prețul huilei	ICE	ianuarie 2013 – decembrie 2016	Contracte la termen lunare pentru regiunea Amsterdam, Rotterdam și Antwerpen
	Banca Mondială (Perspectivele pieței de produse de bază, ediția din iulie 2016)	<i>Perioada 2015 – 2025</i>	Previziune FOB Newcastle, Australia, cu aplicarea unei marje de transport de 8 USD/t.

Date	Sursă	Interval de timp	Observații
Prețul german/austriac cu ridicata al energiei	European Energy Exchange (EEX)	ianuarie 2013 – decembrie 2016	Prețul energiei Baseload Phelix. Prețul mediu în 2016 pe baza contractelor la termen lunare curente. ⁶
	Derivate de ECA	2017 – 2030	Derivate prin analiza prețurilor descrise în secțiunea 2.2.2
Prețul certificatelor de emisie europene (CEE)	ICE	ianuarie 2011 – decembrie 2016	Prețul contractelor la termen lunare
	Estimări ECA	2030	Tendențe liniare între 2016 și 2030 cu presupuse niveluri finale diferite
Prețul românesc cu ridicata al energiei	OPCOM	2015	Datele privind piața pentru ziua următoare luate ca medii lunare ⁶
	Derivate de ECA	2016 – 2036	Obținute din prețul EEX, așa cum s-a descris în secțiunea 2.2.2.
Prețul românesc cu amănuntul al energiei	Ministerul Energiei	2015	Furnizat pe tip de consumator și nivel al voltajului
		Între 2016-2030	Cu excepția prețului cu ridicata și a celui al CV, toate celelalte elementele de preț au fost presupuse constante pe tot parcursul studiului

3.1.4 Capacitate, generare și costurile energiei electrice produse din SRE

Numărul de certificate verzi emise este proporțional cu cantitatea de energie electrică generată de centrale care folosesc SRE. Se aplică criterii politice diferite pentru centralele electrice care folosesc surse regenerabile, construite în ani diferiți și cu tipuri diferite de tehnologie (vezi secțiunea 3.2 de mai jos) Pentru realizarea analizei sunt deci necesare informații privind centralele electrice care folosesc surse regenerabile, pe ani, și factorii de capacitate ai acestora. Pentru a putea estima impactul modificărilor politicilor asupra profiturilor producătorilor de E-SRE sunt necesare de asemenea informații privind costurile. Tabel 3 sintetizează sursele pentru aceste date.

Tabel 3 Capacitate, generare și costurile energiei electrice produse din SRE

Date	Sursă	Perioadă	Observații
Centrale de E-SRE eligibile pe tip de tehnologie	Ministerul Energiei	Între 2011-2015	S-a presupus că, în medie, noile instalații apar la jumătatea anului
	Ministerul Energiei	2016	Instalațiile anticipate în momentul de față pentru 2016

⁶ Vezi Tabel 40 în Anexa A2 pentru o comparație a prețurilor pentru ziua următoare medii anuale pentru EEX și OPCOM.

Date	Sursă	Perioadă	Observații
Factorii de capacitate ai centralelor care folosesc surse regenerabile	ANRE (analize de supracompensare 2012-2015)	Între 2012-2015	Factor de capacitate unic pe tip de tehnologie - media cifrelor folosite după 2016
Costurile investițiilor centralelor electrice care folosesc surse regenerabile	ANRE (analize de supracompensare 2012-2015)	Între 2012-2015	A fost folosită tendința liniară pentru cifrele din perioada 2012 – 2015 pentru a estima costurile pentru 2011 și 2016
Costurile operaționale și de întreținere ale centralelor electrice care folosesc surse regenerabile	ANRE (analize de supracompensare 2012-2015)	Între 2012-2015	Media cifrelor folosite după 2016

3.2 Variabilele de politică

Odată ce se stabilesc elementele necesare externe sistemului de promovare prin CV, este necesară definirea intrărilor (date și formule) care țin de modul în care a fost conceput sistemul. Acestea sunt variabilele de politică care vor fi investigate în secțiunea 6. Tabel 4 detaliază reglementările și alte documente folosite pentru a defini intrările istorice și curente (de referință). Căsuța 1 de mai jos sintetizează metodologia de calcul modificată pentru fixarea cotei anuale de certificate verzi.

Tabel 4 Informații privind variabilele de politică

Variabila de politică definită	Legislație/Reglementare	Perioadă afectată	Observații
Cota obligatorie de E-SRE/CV	Legea nr. 220/2008 modificată prin Ordonanța de urgență nr. 88/2011	Între 2011-2013	Inițial a stabilit o traiectorie până în 2020 pe baza unor procente fixe din consumul final brut de energie electrică.
	Ordonanța de urgență nr. 57/2013 Ordinul nr. 114/2014	2014 –	Legea nr. 220/2008 (Legea nr. 23/2014) modificată pentru a autoriza ANRE să fixeze cota în funcție de (a) gradul de îndeplinire al obiectivelor naționale privind ponderea energiei din SRE și (b) impactul asupra consumatorilor.
	Ordinul nr. 101/2015 Ordinul nr. 2/2016 Ordinul nr. 16/2016	2015 – (Înțelegem că metodologia este aceeași cu cea folosită pentru 2014)	Stabilește metodologia folosită de ANRE pentru fixarea cotei anuale. Calculele sunt prezentate în Notele anuale publicate de ANRE.
Gruparea certificatelor verzi	Legea nr. 220/2008	Centrale de E-SRE acreditate în perioada 2011 – 2013	Definește numărul de CV pe MWh generat pe tip de tehnologie

Variabila de politică definită	Legislație/Reglementare	Perioadă afectată	Observații
	HG nr. 994/2013	Centrale de E-SRE acreditate în perioada 2014 – 2016	Modifică numărul de CV pe MWh pentru centralele noi de la începutul lui 2014, ca urmare a analizei de supracompensare pentru 2012*
Prețurile maxime și minime ale CV	Legea nr. 220/2008	2011 –	Stabilește prețurile de tranzacționare maxime și minime în euro la valoarea din 2011, urmând să fie indexate cu rata de inflație din zona euro, obținute așa cu se detaliază în Tabel 1.
Amânarea certificatelor	Ordonanța de urgență nr. 57/2013	Pentru centralele de E-SRE acreditate în perioada 2011 – 2013 (afectează perioada 2013 – 2017)	Amână o proporție a CV dobândite în perioada iulie 2013 – martie 2017, de către producătorii de energie din SRE acreditați în perioada 2011 – 2013, pentru perioada 2017 – 2020.

Notă*: O altă analiză de supracompensare efectuată în 2015 a concluzionat că energia solară fotovoltaică riscă să fie supracompensată, însă deocamdată nu au fost aduse modificări adiționale grupării pe niveluri din acest motiv.

Căsuța 1: Metodologia de fixare a cotelor anuale

Ordonanța de urgență nr. 57/2013 a modificat Legea nr. 220/2008 (Legea nr. 23/2008) pentru a autoriza ANRE să stabilească cotele de obligatorii de E-SRE și CV aferente, având la bază două considerații: (i) îndeplinirea obiectivelor naționale (privind ponderea energiei din surse regenerabile) și (ii) impactul asupra consumatorilor.

Ordinul nr.101/2015 (din Legea nr. 23/2014 transpusă în Ordinul nr. 11/2014) cu modificările de rigoare descrie metodologia folosită de ANRE pentru a face aceasta. Angajamentul României privind ponderea energiei din SRE în consumul final brut de energie în 2020 și traiectoria intermediară aferentă, conform cerințelor anexei I a Directivei 2009/28/CE, sunt adoptate ca obiectiv național. Metodologia de stabilire ale cotelor obligatorii de E-SRE și CV depinde apoi de îndeplinirea obiectivului fixat de traiectorie în anul precedent analizei.

Dacă obiectivul a fost îndeplinit, atunci impactul mediu permis (în termeni de RON pe MWh) asupra tarifului consumatorului este fixat, în termeni nominali, la nivelul din anul precedent. Dacă obiectivul nu a fost îndeplinit, atunci impactul permis crește în mod proporțional cu deficitul înregistrat în îndeplinirea obiectivului din anul precedent.

Pentru a transforma impactul mediu (I_{CV}) în cota obligatorie, metodologia instituie în primul rând o cantitate de E-SRE care beneficiază de sistemul de promovare ($E-SRE_{CAP}$, care include consumul exceptat), și care poate fi susținută în anul următor prin sistemul de promovare, împărțind impactul total asupra consumatorilor la prețul preconizat al CV, și înmulțind rezultatul cu media de MWh de E-SRE produși pe CV emis în acel an, după cum urmează:

$$ESRE_{CAP} [MWh] = \left(\frac{I_{CV} * CFEE}{\text{preț CV}} \right) * \left(\frac{E - SRE \text{ produsă}}{\text{număr de CV}} \right)$$

Numărul de CV emise pentru acel an este calculat astfel încât să includă orice eventuale certificate recuperate ca rezultat al unei amânări anterioare. Însă, întrucât volumul de E-SRE este numai cel generat pe parcursul anului, formula de mai sus poate face ca cota de E-SRE să scadă în mod pronunțat comparativ cu anul precedent. Cu toate acestea, numărul necesar de certificate, care afectează costurile furnizorilor și veniturile producătorilor de energie din SRE, va crește sau va scădea numai în funcție de modificările înregistrate în cererea de energie electrică, prețul CV și/sau volumul de E-SRE eligibil generat.

Aceasta deoarece raportul dintre cantitatea de E-SRE care beneficiază de sistemul de promovare și producția totală de E-SRE anticipată este apoi înmulțit cu numărul de CV pentru a obține cota obligatorie agregată estimată pentru numerele de CV care vor fi răscumpărate de furnizori. Această cifră este transformată în cotă prin împărțirea la consumul final de energie minus cantitatea exceptată:

$$Cotă \left[\frac{CV}{MWh} \right] = \left(\frac{\text{număr de CV} * \frac{E - SRE_{CAP}}{E - SRE}}{CFEE \text{ minus cantitatea exceptată}} \right)$$

Este însă important de remarcat că, dacă cantitatea care beneficiază de sistemul de promovare este mai mare decât nivelul estimat al E-SRE eligibile produs într-un anumit an, atunci cota de CV este calculată împărțind numărul estimat de CV emise (acordate plus recuperate) în acel an la CFEE net. Apare astfel o ofertă extrem de deficitară, fiind puțin probabil să fie impuse penalități inevitabile.

Sursă: ANRE, Ordinul nr. 101/2015, Ordinul nr. 2/2016, Ordinul nr. 16/2016

4 Evoluția sectorului energetic din România

4.1 Situația actuală

4.1.1 Evoluție înainte de 2015

Ca și majoritatea țărilor din UE, România a înregistrat niveluri scăzute ale creșterii PIB în perioada 2010 – 2012, atingând în medie, în termeni reali, doar 0,3% pe an. Cu toate că creșterea s-a intensificat în mod semnificativ, ajungând la 3,5% în 2013, în mod neobișnuit, acest lucru nu s-a reflectat imediat printr-o cerere crescută de energie electrică, aceasta înregistrând de fapt o scădere față de anul anterior. Tabel 5 sintetizează creșterea PIB și consumul final de energie electrică pe parcursul acestei perioade.

Tabel 5 Creșterea PIB și cererea finală de energie electrică 2011 – 2015

	2011	2012	2013	2014	2015
Creșterea PIB	1,1%	0,6%	3,5%	3,0%	3,7%
CFEE [TWh]	46,8	46,7	45,2	46,7	47,3

Sursă: Eurostat

În ceea ce privește cotele sectoriale, cererea industriilor energo-intensive a înregistrat o ușoară scădere, de la 31,0% în 2010, la 29,1% în 2014, compensată de creșteri ale cotei pentru sectoarele rezidențial și terțiar. Acest lucru reflectă o tendință obișnuită pentru țările cu venituri medii, pe fondul creșterii veniturilor gospodăriilor și a dispariției sau modernizării treptate a ramurilor industriei grele.

Mixul de generare din România este împărțit în patru, între energie termică (40%), nucleară (17%), hidro (27%) și E-SRE (15%). În ultimii trei ani, România a fost un exportator net de energie electrică către piețele mai scumpe din Ungaria și Balcani. Începând din noiembrie 2014, România are propria sa piață pentru ziua următoare și capacitate de interconectare cuplată cu cele din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă („4M Market Coupling”), ceea ce permite o operare mai eficientă a acestei capacități. După cum am menționat însă în secțiunea 2, continuă să existe constrângeri la granița dintre Ungaria și Slovacia, ceea ce limitează capacitatea de arbitraj a prețurilor în regiune și mărește prețurile românești comparativ cu cele ale Republicii Ceha și Slovaciei.

La fel ca în restul UE, prețurile cu ridicata ale energiei din România s-au diminuat în mod pronunțat între 2011 și 2014, cu o scădere agregată a prețului de 34% înainte de înregistrarea unei echilibrări pe parcursul lui 2015. Tabel 6 sintetizează prețul mediu pe PZU românească pentru fiecare an din perioada 2011 – 2015.

Tabel 6 Prețul cu ridicata mediu anual al energiei din România

	2011	2012	2013	2014	2015
Prețul mediu [EUR/MWh]	52,13	48,8	35,34	34,66	36,40

Sursă: OPCOM

Dimpotrivă, prețurile cu amănuntul românești au crescut în 2013, deoarece prețurile reglementate pentru marii consumatori au fost eliminate, fiind aplicate majorări ale taxelor și impozitelor la prețurile pentru consumatorii casnici. Cu toate acestea, prețurile rămân coborâte față de standardele

europene, cu un preț mediu de 424 RON/MWh (aproximativ 95 EUR/MWh) pe piața reglementată, și de 276 RON/MWh (62 EUR/MWh) pe piața competitivă. În 2015 piața competitivă a fost răspunzătoare pentru aproximativ 70% din CFEE.

Prețurile certificatelor verzi au atins valoare maximă de 57,4 EUR/CV în 2012, înainte de a scădea la o medie de 44,1 EUR/CV în 2013, sugerând că în acel an a fost atins un echilibru rar între ofertă și cerere. În urma modificărilor normative aduse modului de calcul al cotei, oferta excedentară din 2014 a dus la o prăbușire a prețurilor la nivelul prețului reglementat minim, unde continuă să rămână.

4.1.2 Situația în 2016

Creșterea PIB al României în prima jumătate a lui 2016 s-a dovedit puternică și pe cale de a îndeplini previziunea FMI privind o rată anuală de 4,2%. Aceasta arată o creștere a CFEE anual de ordinul a 2,2% față de nivelurile din 2015.

Prețurile cu ridicata ale energiei în primele două luni ale lui 2016 au reflectat o continuare a scăderilor observate în prețul EEX Phelix pentru Germania/Austria. Cu toate că lunile de vară au înregistrat o ușoară redresare, media ponderată a contractelor la termen lunare lichidate până în august 2016 și prețurile de tranzacționare actuale pentru contractele la termen lunare din perioada septembrie – decembrie 2016 în zona Phelix este de doar 27,3 EUR/MWh. Folosind marja standard de transport pentru prețul românesc de 4 EUR/MWh, rezultă o previziune pentru 2016 privind prețul românesc mediu cu ridicata al energiei de 31,3 EUR/MWh.

Folosind metodologia pentru definirea cotei de CV descrisă în secțiunea 3.2, ANRE a fixat cota obligatorie⁷ estimată pentru 2016 prin limitarea impactului în facturile consumatorilor la nivelul anilor anteriori. Aceasta s-a datorat înregistrării unei depășiri a obiectivelor naționale pentru anii anteriori în ceea ce privește ponderea E-SRE. Impactul permis a fost menținut la 35 RON/MWh (în termeni nominali), presupunându-se o creștere a CFEE în 2015 de 1%. Aceasta a făcut ca raportul dintre CV obligatorii pentru furnizori și CV acordate (cu excepția celor amânate) să fie de aproximativ 65%, anticipându-se un surplus semnificativ de CV pentru acest an.

Ca urmare a ofertei excedentare de pe piață, certificatele verzi au continuat, în mod nesurprinzător, să fie tranzacționate la prețul reglementat minim de 29,4 EUR/CV. Întrucât se preconizează ca oferta excedentară să continue și în 2017, toate CV nevândute din 2016 fie vor expira, fie vor înlocui un CV din 2017 care, la rândul său, va expira. Presupunând că incertitudinea va face ca cererea de CV să fie cu 5% peste cota obligatorie, un număr de CV egal cu cele 30% rămase din CV emise în 2016 vor rămâne deci nevândute, neaducând niciun câștig producătorilor de E-SRE respectivi.

Din noiembrie 2013 până în martie 2017, centralele E-SRE eligibile să câștige CV, și instalate înainte de 31 decembrie 2013, au beneficiat de amânarea unui număr de CV până în perioada 2017 – 2020. Numerele amânate pentru fiecare tip de tehnologie sunt după cum urmează:

- o 1 certificat pe MWh pentru centrale hidroelectrice noi cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- o 1 CV pe MWh pentru centralele electrice eoliene;
- o 2 CV pe MWh pentru centralele electrice care utilizează energia solară.

Defalcarea previzionată rezultată a CV pe tip pentru 2016 este arătată în Tabel 7. Datorită perioadei de valabilitate de 12 luni, CV nevândute vor expira la anumite intervale pe parcursul lui 2017. Deși

⁷ Cota obligatorie este „estimată”, întrucât este revizuită ex-post, după confirmarea volumelor reale ale producției de E-SRE și ale CFEE.

este posibil să fie găsiți cumpărători pentru unele dintre CV nevândute în 2016 înainte ca acestea să expire în 2017, așa cum am precizat anterior, având în vedere oferta excedentară actuală, acest lucru se va întâmpla numai în locul tranzacționării unui CF nou emis în 2017.

Tabel 7 Diagrama previziunilor privind CV din 2016

	Centrale eoliene	Centrale solare	Centrale pe biomasă	Hidro
CV acordate	11.357.783	10.061.337	2.128.281	2.254.691
CV amânate	8.821.560			
CV răscumpărate	12.566.051			
CV expirate (2017)	4.414.480			

Sursă: ECA

5 Previziuni de referință privind politicile

În această secțiune realizăm previziuni pentru cazuri cu valori ridicate, medii și scăzute, pentru fiecare nivel al cererii și prețurilor cu ridicata, rezultând previziuni pentru cazuri cu valori globale ridicate, medii și scăzute. Raportăm rezultatele pentru fiecare caz conform cadrului de reglementare actual – împreună, acestea formează previziunile noastre de referință privind politicile.

5.1 Previziuni privind producția

5.1.1 Prețul cu ridicata al energiei

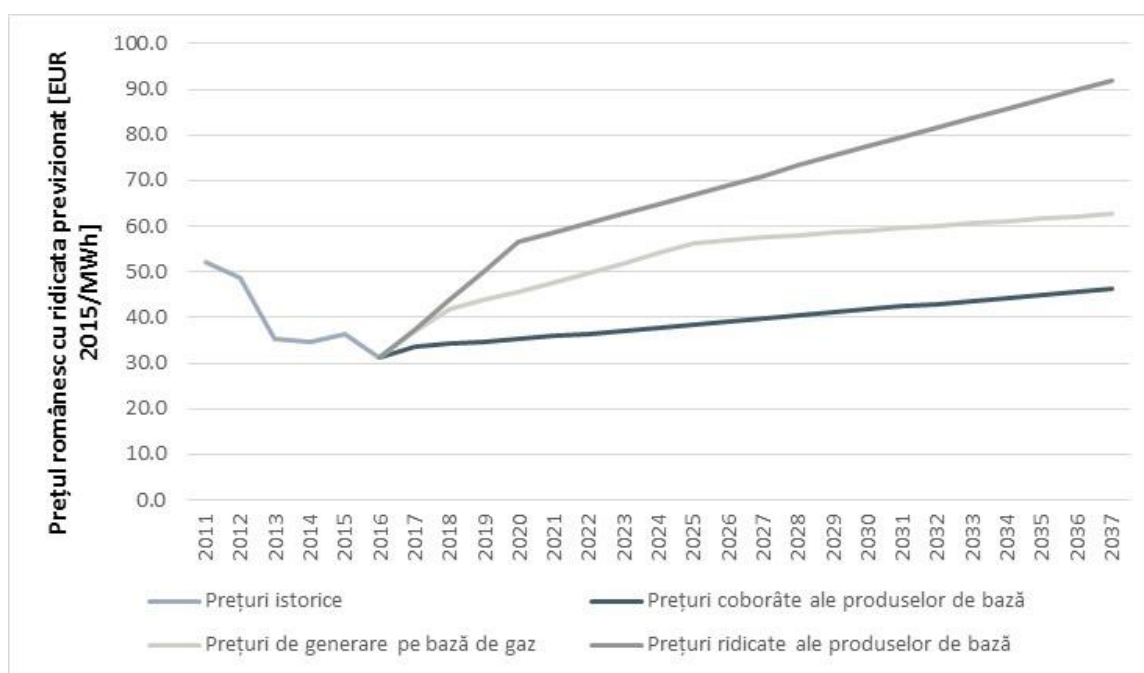
Centralele E-SRE vor obține venituri atât din prețurile cu ridicata ale energiei, cât și din vânzarea certificatelor verzi (dacă cererea există). Metodologia noastră de a deriva previziuni privind prețul cu ridicata al energiei pe piața românească a fost descrisă în secțiunea 2.2. Parametrii de intrare pe care îi variem sunt costul combustibilului și costul carbonului. Am definit trei cazuri:

- o Un „**caz cu prețuri scăzute ale produselor de bază**” în care creșterea economică modestă duce doar la o revenire treptată a prețurilor actualmente coborâte ale combustibililor fosili atât pentru gaz, cât și pentru cărbune, însă în mod special a celui din urmă. Creșterea lentă și presiunile politice aferente blochează și ele prețul carbonului care se redresează foarte lent, ajungând până în 2030 la doar 17 EUR/t (în EUR 2015). Cărbunele, în calitate de sursă de energie mai ieftină, continuă să fixeze prețurile marginale pe piețele energetice din Europa centrală. Previziunile pentru cărbune până în 2025 au la bază cifrele furnizate de Banca Mondială în Perspectivele pieței de produse de bază, tendința dintre 2020 și 2025 fiind apoi extrapolată până în 2036.
- o Un caz central „**cu prețuri de generare pe bază de gaz**”, în care gazul natural urmează prețul petrolului cu o scurtă revenire de la prețurile extrem de scăzute observate în prima jumătate al lui 2016, înainte de tendința pe termen lung spre presiuni concurențiale tot mai mari pe piața europeană de gaze naturale să facă ca prețul acestora să continue să scadă comparativ cu prețul țițeiului. Însă prețurile foarte coborâte ale cărbunelui din ultimii ani, și avantajul acestuia față de gaz, nu se mențin, și astfel gazul redevine combustibilul marginal. Previziunile privind prețul gazului au la bază cifrele pentru țiței furnizate de Banca Mondială în Perspectivele pieței de produse de bază până în 2025, fiind apoi menținute constante în termeni reali până în 2031. Se pornește de la premisa că revizuirile aduse schemei EU ETS în acest caz sunt suficiente pentru a determina o redresare susținută a prețului până la 26 EUR/t.
- o Un „**caz cu prețuri ridicate ale produselor de bază**” care are la bază Scenariul politicilor noi din Perspectiva economică globală (PEG) 2015 a Agenției Internaționale a Energiei (AIE) reflectă o Europă cu o creștere a PIB mai puternică și o redresare mai rapidă a prețurilor combustibilului fosil spre nivelurile din perioada 2010 – 2011. În acest caz apare și o redresare mai puternică a prețurilor EU ETS care, până în 2030, ajung la 37 EUR/t. Din nou, cărbunele este combustibilul mai ieftin, și astfel prețul de generare pe bază de cărbune determină prețurile cu ridicata ale energiei.

În toate cazurile, am folosit Scenariul de referință al CE, pornind de la premisa că România va fi un exportator net de energie, însă că congestia de la granița dintre Ungaria și Slovacia va rămâne neschimbată, drept care prețul va rămâne mai ridicat decât prețul german preconizat.

Figura 4 prezintă cele trei previziuni privind prețul românesc cu ridicata al energiei, pe baza cazurilor de mai sus privind prețurile combustibilului și carbonului, un nivel constant al costurilor fixe și o presupusă primă constantă pentru piața românească cu privire la regiunea de prețuri Phelix (Germania/Austria)⁸. Atât cazul cu prețuri de generare pe bază de gaz, cât și cazul cu prețuri ridicate al produselor de bază, includ o redresare de la prețurile foarte scăzute ale combustibilului fosil din 2015 și 2016 datorate reacției pieței la combinația extremă de ofertă excedentară și cerere slabă. De fapt, o ușoară redresare a prețurilor petrolului este deja vizibilă, gazul natural înregistrând în mod tipic o întârziere de trei până la șase luni înainte de a reacționa în același fel. Cu toate că s-a produs deja o oarecare disociere, care se preconizează că va continua, trecerea la o piață a gazului mai competitivă nu este în niciun caz încheiată în Europa, și, ca urmare, relația dintre prețul petrolului și cel al gazului va continua, foarte probabil, să influențeze prețurile gazului natural cel puțin pe termen scurt și mediu. Cazul cu prețuri scăzute presupune că această redresare nu va avea loc. Creșterea prețurilor este susținută de o presupusă creștere a costurilor carbonului relevante, în special în cazul cu prețuri ridicate ale produselor de bază și cazul cu prețuri de generare pe bază de gaz.

Figura 4 Previziuni privind prețul românesc cu ridicata al energiei



Sursă: ECA

5.1.2 Producția de energie din surse regenerabile

Obiectivele naționale privind energia din SRE, precizate în anexa I a Directivei 2009/28/CE, au în vedere întregul volum de energie obținută din SRE. Se pornește de la premisa că volumul de energie din surse regenerabile pentru energie electrică (ca alternativă la energia termică sau transport) va urma traiectoria descrisă în planul național de acțiune în domeniul energiei din surse regenerabile (PNAESR). Previziunile privind E-SRE până în 2031 (ultimul an al sistemului) sunt deci necesare pentru:

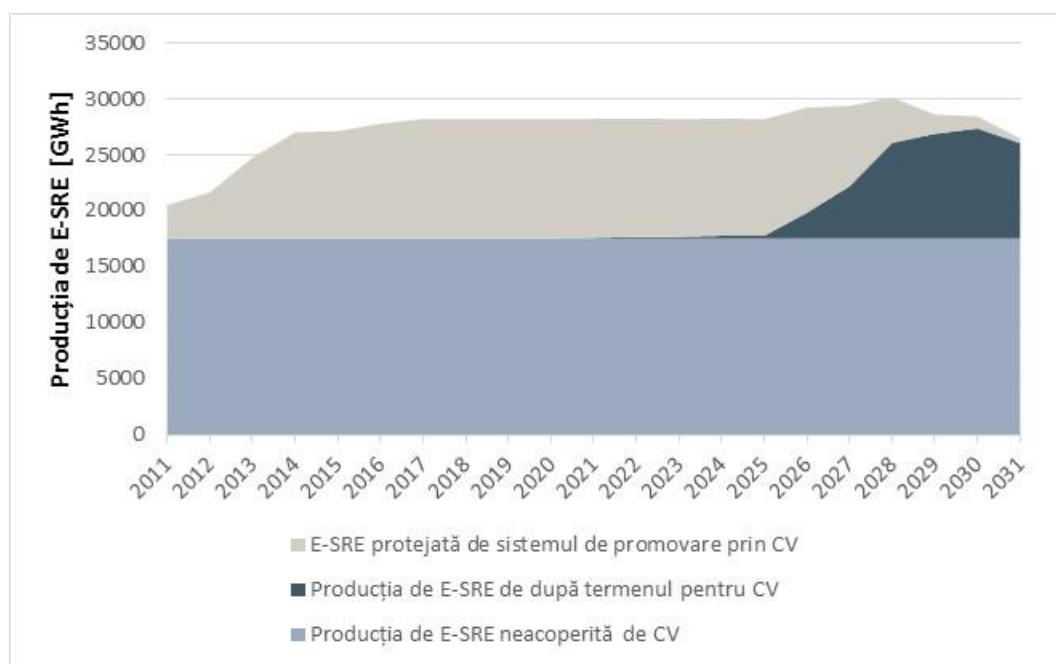
- o generarea de E-SRE în centrale eligibile să primească certificate verzi;

⁸ Deși este posibil ca investițiile în infrastructură să ducă la o mai bună corelație între prețurile germane și cele românești, am presupus că nivelul congestiei în rețeaua europeană care determină diferențele observate, în medie, odată cu asocierea piețelor, ar putea să continue, în special având în vedere că concentrarea investițiilor va fi determinată de configurația producției de energie eoliană în Europa, mai degrabă decât de necesitatea ameliorării congestiei din fluxurile de energie convențională est-vest/nord-sud.

- o generarea de E-SRE în centrale anterior eligibile să primească certificate verzi;
- o generarea de E-SRE în centrale care, datorită tipului de tehnologie și capacității, nu sunt acoperite de sistemul de promovare prin certificate verzi (în principal centrale hidroelectrice de mari dimensiuni).

Calculul E-SRE generate în centrale actualmente sau anterior eligibile necesită o înțelegere a capacității instalate pe tip de tehnologie și an, și a factorilor de capacitate medii. Se pornește de la premisa că E-SRE generată în centrale neacoperite de sistemul cotei obligatorii provine în exclusivitate din centrale hidroelectrice de mari dimensiuni și, în perioada studiului, va rămâne fixă. Figura 5 sintetizează previziunile privind generarea de E-SRE pentru fiecare tip de centrală.

Figura 5 Producția de E-SRE estimată pe tip



Sursă: ECA

5.2 Previziunile privind cererea

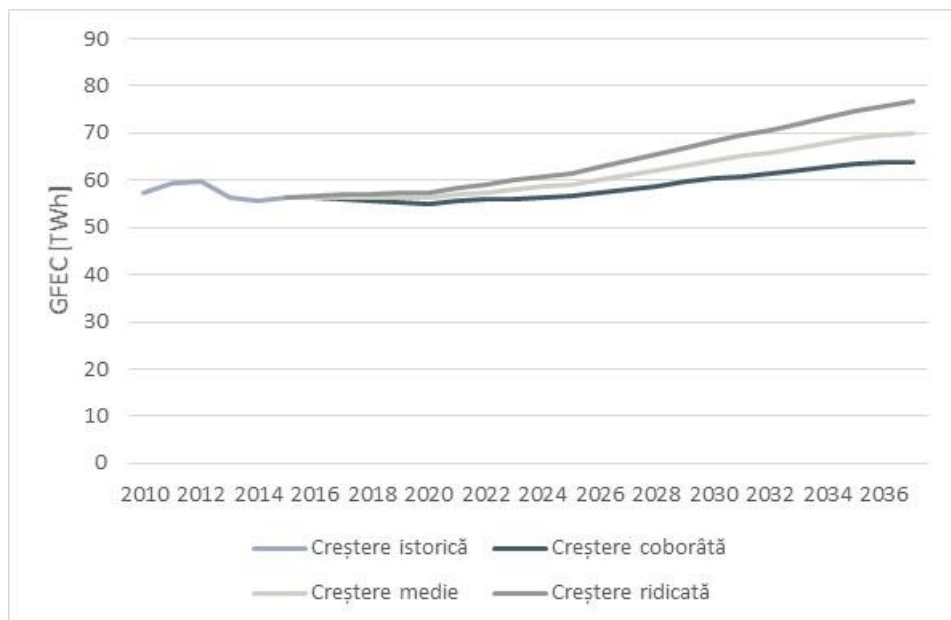
Abordarea noastră în ceea ce privește generarea de previziuni privind cererea, care are la bază legătura dintre PIB și intensitatea energetică, a fost descrisă în secțiunea 14. Ca urmare cele trei cazuri ale noastre sunt variante ale ratei de creștere a PIB anticipate, după cum urmează:

- o Pentru „cazul cu valori ale creșterii scăzute”, scădem 1% pe an din actualele previziuni ale FMI până în 2021. În continuare, adoptăm ratele medii de creștere pe 5 ani preconizate în Scenariul de referință al UE, și, din nou, scădem 1% pe an din acestea. Observăm că, pentru anii suprapuși, ratele de creștere din Scenariul de referință al UE sunt semnificativ mai scăzute decât cele ale FMI.
- o Pentru „cazul cu valori ale creșterii medii”, PIB crește conform actualelor previziuni ale FMI până în 2021. În continuare, adoptăm ratele medii de creștere pe 5 ani preconizate în Scenariul de referință al UE.

- o Pentru „cazul cu valori ale creșterii ridicate”, folosim aceleași premise, însă adăugăm 1% pe an la profilul ratei de creștere.

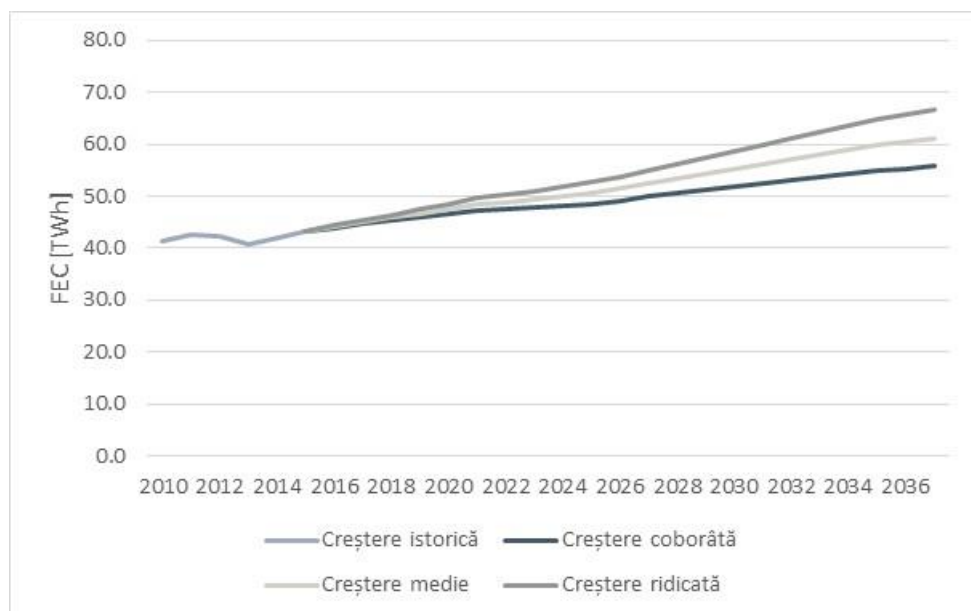
Ponderea CFEE în consumul final de energie este cea utilizată în Scenariul de referință al UE, care preconizează o creștere treptată de la 16,1% în 2015, la 17,8% în 2030. Figura 6 și Figura 7 prezintă cele trei previziuni rezultate privind cererea pentru CFBE și respectiv CFEE.

Figura 6 Previziunile privind cererea pentru CFBE



Sursă: ECA

Figura 7 Previziunile privind cererea pentru CFEE



Sursă: ECA

Defalcarea sectorială a CFEE este cea a cotelor furnizate în Bilanțul energetic pentru 2014. Pentru sectorul industrial, aceasta include defalcarea între „industrii mari consumatoare de energie” și „alte sub-sectoare industriale”. Volumul consumului pentru 2017 care a putut fi exceptat de la plata CV a fost estimat în „Nota pentru 2017” ca fiind între 8 TWh și 9 TWh. Am pornit deci de la premisa unui

punct de mijloc de 8,5 TWh, în creștere de la 7,5 TWh în 2016. Ca urmare, am presupus că cantitatea exceptată va crește la 9 TWh, fiind limitată la această valoare până la expirarea acordurilor în 2025.

Pentru prețurile cu amănuntul, am fixat elementele de cost neatribuibile nici prețurilor cu ridicata, nici pieței de CV (de exemplu tarife de rețea, impozite, costuri și marje de vânzare cu amănuntul) în termeni reali, la rata furnizată pentru 2015. În 2015, tariful de rețea pentru consumatorii reglementați era de 229,5 RON/MWh, în timp ce alte costuri erau estimate a se ridica la 21,4 RON/MWh.

5.3 Evaluarea de referință a impactului politicilor

5.3.1 Tratatamentul variabilelor politicilor

Pentru a determina evoluția pieței de CV pentru previziunile noastre de referință, am încercat să setăm variabilele politicilor să rămână aceleași conform statutului/metodologiei curente, cu următoarele observații:

- o Prețurile minime și maxime ale CV rămân constante în termeni de EUR 2015.
- o Profilurile de amânare și reintroducere au la bază profilurile furnizate de Ordonanța de urgență nr. 57/2013. Respectiv pentru CV acordate centralelor acreditate de ANRE până la 31 decembrie 2013:
 - o În perioada 1 iulie 2013 – 31 martie 2017 se amână temporar acordarea unui număr de certificate verzi:
 - un CV pentru centralele hidroelectrice noi, cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
 - 1 CV pentru centralele electrice eoliene;
 - 2 CV pentru centralele electrice solare;
 - o Pentru centralele electrice hidro și solare, recuperarea CV se va face în mod eșalonat, de-a lungul unei perioade de trei ani, începând cu data de 1 aprilie 2017 și până la data de 31 martie 2020.
 - o Pentru centralele electrice eoliene, recuperarea CV se va face în mod eșalonat, de-a lungul unei perioade de trei ani, începând cu data de 1 ianuarie 2018 și până la data 31 decembrie 2020.
- o Perioada de valabilitate a CV este de 12 luni.
- o Legea nr. 220/2008 modificată stipulează că

Cotele anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi pentru perioada 2020—2030... nu vor fi mai mici decât cota stabilită pentru anul 2020.

Metodologia de fixare a cotei descrisă în secțiunea 3 limitează însă cota la numărul de CV emis (acordate plus reintroduse) în acel an. Datorită faptului că perioada de eligibilitate pentru CV pentru multe centrale urmează să se încheie la sfârșitul anilor 2020, această abordare va reduce cota sub nivelul stabilit pentru 2020. Întrucât această limitare este necesară pentru a evita un deficit artificial în oferta de CV, adoptăm

metodologia actuală în abordarea noastră de referință. Ca urmare cota pentru 2021-2031 este limitată la nivelul cotei pentru 2020 și al numărului de CV emise în acel an, în funcție de care este mai coborât.

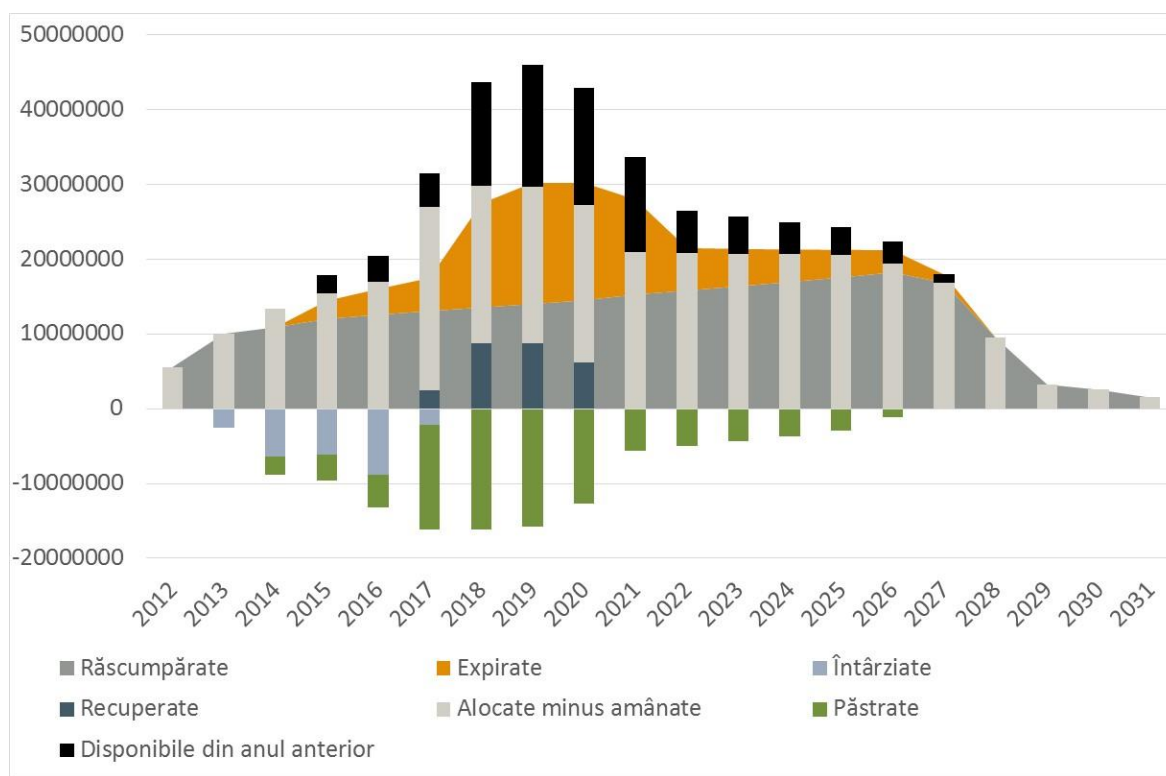
- o Se adoptă nivelul de accesibilitate considerat a fi acceptabil în 2016 (35 RON/CV). Vom permite însă acestei valori să crească proporțional cu creșterea preconizată a PIB românesc pe cap de locuitor.

5.3.2 Previziuni de referință privind piața de CV

În condițiile politicilor de mai sus, modelul nostru arată, că în toate cazurile de preț cu ridicata/cerere, cota de E-SRE care trebuie obținută prin sistemul de CV va scădea în mod accentuat începând din 2026, pe măsură ce centralele ies din perioada în care sunt eligibile pentru sistemul de promovare prin CV.

Cazurile diferă în ceea ce privește punctul în care echilibrul ofertă – cerere va reapare pe piață. Conform cazului central (preț de generare pe bază de gaz plus creștere medie a PIB), modelul nostru arată că oferta excedentară de certificate va continua până în 2028, însă la un nivel mai redus începând din 2021, când va înceta reintroducerea CV amânate. Statutul certificatelor conform acestui caz este sintetizat în Figura 8 (prezentate tabelar în Tabel 8). Barele suprapuse reprezintă oferta de CV pentru un anumit an – certificate nou acordate (fără eventuale certificate amânate), cele care și-au păstrat valabilitatea din anul anterior (respectiv sunt în perioada de valabilitate de 12 luni, însă nu au fost răscumpărate), și cele care au fost reintroduse. Barele negative arată CV amânate și CV care nu au fost vândute și care rămân valabile (respectiv pot fi amânate de la tranzacționare) în anul care urmează. Aria suprapusă arată cererea de CV – aria colorată în gri fiind cererea reală datorată cotei obligatorii (CV de răscumpărat), iar aria colorată în portocaliu reprezentând deficitul de cerere, respectiv CV care expiră.

Figura 8 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori medii)



Sursă: ECA

Tabel 8 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori medii)

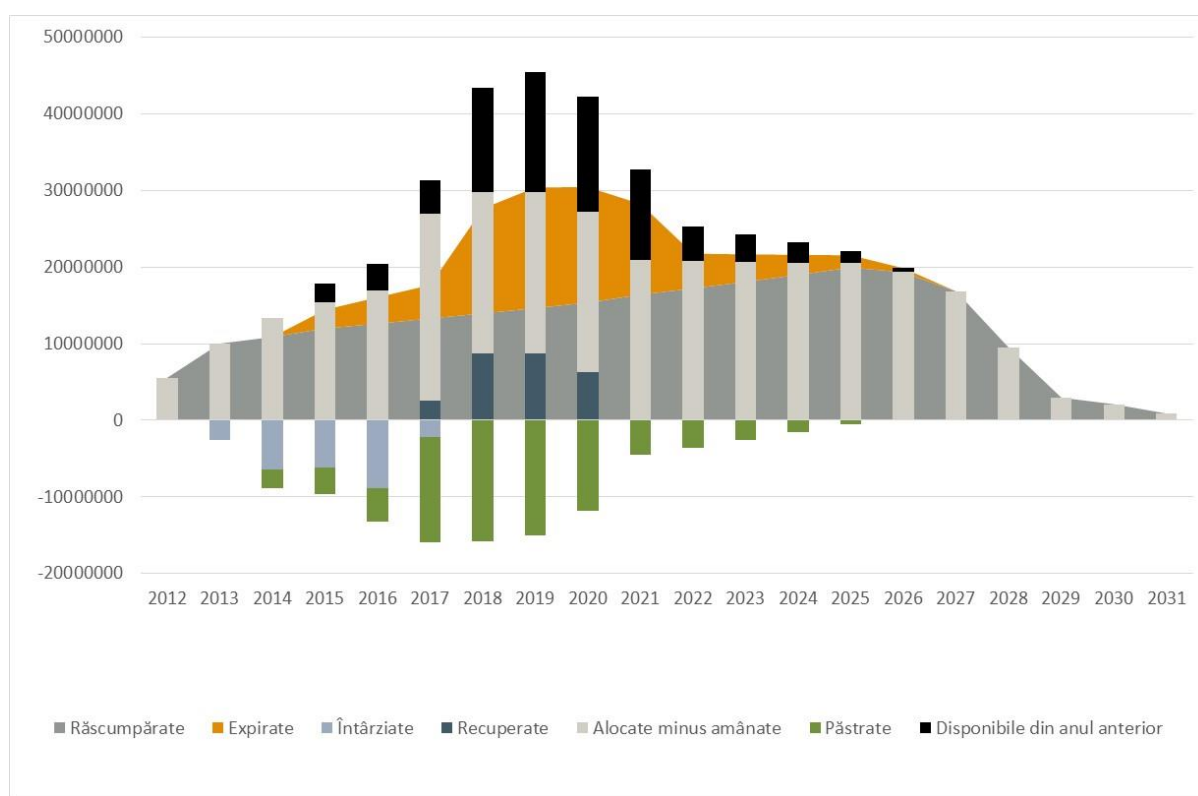
	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,3	15,8	16,4	17,0	17,6	18,2	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,4	13,9	16,2	15,7	12,7	5,7	5,0	4,3	3,7	3,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	13,9	16,2	15,7	12,7	5,7	5,0	4,3	3,7	3,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	13,9	16,2	15,7	12,7	5,7	5,0	4,3	3,7	3,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Sursă: ECA

Echilibrul ofertă/cerere va fi recâștigat de abia în 2029, când prețul CV trece de la prețul minim (la care, conform acestei previziuni, va rămâne până la acea dată) la prețul maxim. Traectoria obiectivului național este atinsă până în 2020, după care nu se mai consideră că aceasta va afecta cota de E-SRE. Dacă nu este atinsă, conform metodologiei curente, impactul permis poate crește invers proporțional cu măsura în care nu a fost atinsă. Având însă în vedere că după 2016 nu se vor mai acredita centrale noi, mărirea impactului permis nu poate favoriza apariția de noi centrale de E-SRE, și ca urmare nu are niciun efect asupra pieței. Mai mult, întrucât metodologia de stabilire a cotei obligatorii limitează cota de CV la numărul de CV estimat a fi emis în acel an, furnizorii nu vor fi responsabili pentru deficit prin prețul penalității.

Urmând metodologia ordinului nr. 101/2015, rezultatele de mai sus calculează cantitatea de E-SRE limitată folosind prețul mediu al CV din anul anterior. Remarcăm însă că metodologia oferă ANRE opțiunea de a folosi, dacă este necesar, un preț estimat pentru anul respectiv, care este diferit de cel din anul anterior. Se creează astfel un efect de feedback, întrucât prețul selectat va defini cota, care, la rândul ei, va defini nivelul prețului.

Un caz de sensibilitate cu valori maxime, folosind cazul cu prețuri ridicate ale produselor de bază pentru previziuni privind prețurile cu ridicata ale energiei și creșteri ridicate ale PIB dă Figura 9 (și este prezentat tabelar în Tabel 9). În ceea ce privește alocarea CV, rezultatul diferă față de previziunea cu valori medii, echilibrul fiind restabilit pe piață cu trei ani mai devreme, în 2026/2027.

Figura 9 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori ridicate)

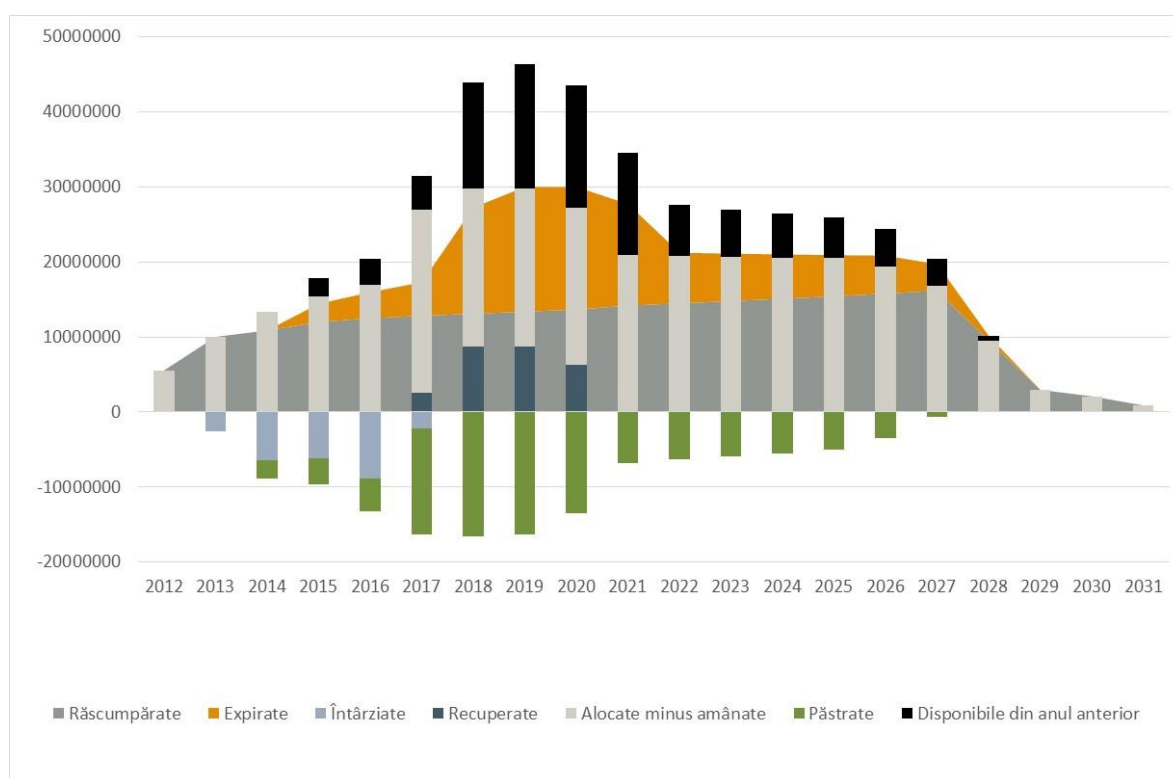
Sursă: ECA

Tabel 9 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori ridicate)

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,3	14,0	14,7	15,4	16,4	17,2	18,1	19,0	20,0	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,4	13,7	15,8	15,1	11,8	4,5	3,6	2,6	1,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	13,7	15,8	15,1	11,8	4,5	3,6	2,6	1,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	13,7	15,8	15,1	11,8	4,5	3,6	2,6	1,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Sursă: ECA

Conform previziunilor privind cazul prețurilor scăzute ale produselor de bază/cererii coborâte, echilibrul ofertă/cerere va fi restabilit începând din anul 2030, în acel an prețul certificatelor trecând de la valoarea minimă la valoarea maximă în anul respectiv.

Figura 10 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (valori scăzute)

Sursă: ECA

Tabel 10 Statutul CV în timp conform previziunii de referință (cu valori scăzute) (milioane)

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,5	12,8	13,1	13,4	13,7	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,8	16,2	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,5	14,1	16,6	16,3	13,6	6,8	6,3	5,9	5,5	5,1	3,5	0,7	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,5	14,1	16,6	16,3	13,6	6,8	6,3	5,9	5,5	5,1	3,5	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,5	14,1	16,6	16,3	13,6	6,8	6,3	5,9	5,5	5,1	3,5	0,7	0,0	0,0	0,0

Sursă: ECA

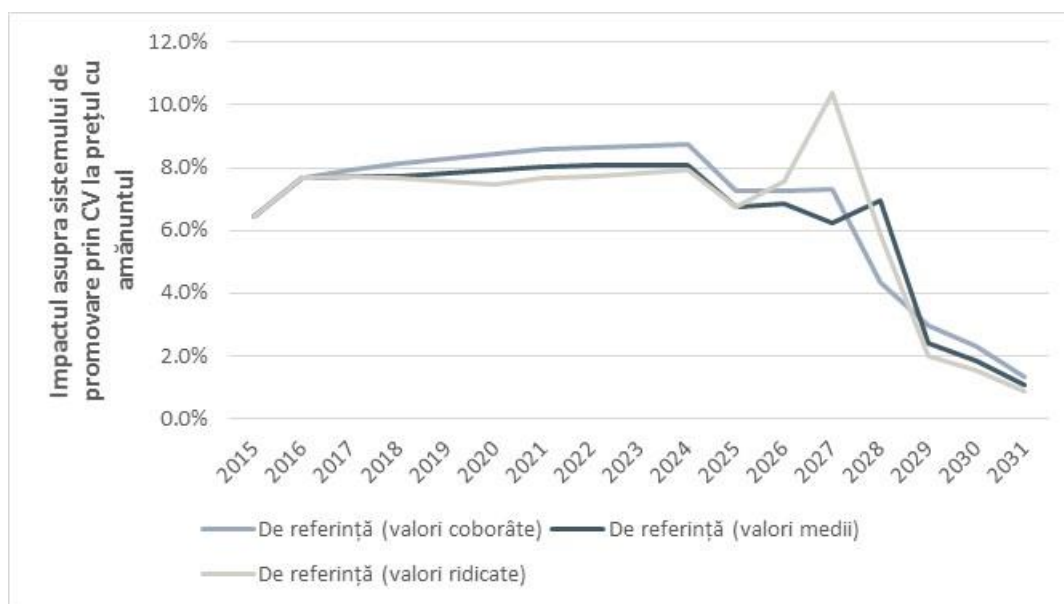
5.3.3 Impactul asupra consumatorilor finali

Consumatori casnici

Figura 11 sintetizează impactul sistemului de promovare prin CV asupra facturii de energie electrică a consumatorilor casnici. Prețurile corespund unei ponderi între 6,4% și 8,7% din facturile unui

consumator casnic în toate previziunile, excepție făcând anii în care se prognozează ca oferta excedentară să ia sfârșit, și în 2027 se observă o creștere rapidă pentru cazurile cu valori ridicate. Creșterile rapide sunt mai diluate pentru cazurile cu valori medii și scăzute ca urmare a unei reduceri generale a impactului sistemului pe măsură ce eligibilitatea centralelor expiră. Aceasta se datorează procesului mai sus menționat de utilizare a prețului mediu al CV din anii anteriori pentru a fixa cota obligatorie de energie din SRE care trebuie acoperită cu CV. Prin fixarea cotei obligatorii pe baza prețului minim (din anul anterior), pentru ca după aceea prețul să atingă de fapt valoarea maximă, se creează o creștere accentuată temporară în impactul tarifelor, până când aceasta poate fi atenuată în anul următor de transferul prețului mediu mai ridicat al CV realizat. Acest efect ar putea fi atenuat de folosirea, la fixarea cotei obligatorii, a unui preț preconizat în locul prețului din anii anteriori.

Figura 11 Cota previzionată a tarifului pentru consumatori casnici atribuibilă sistemului de promovare prin CV

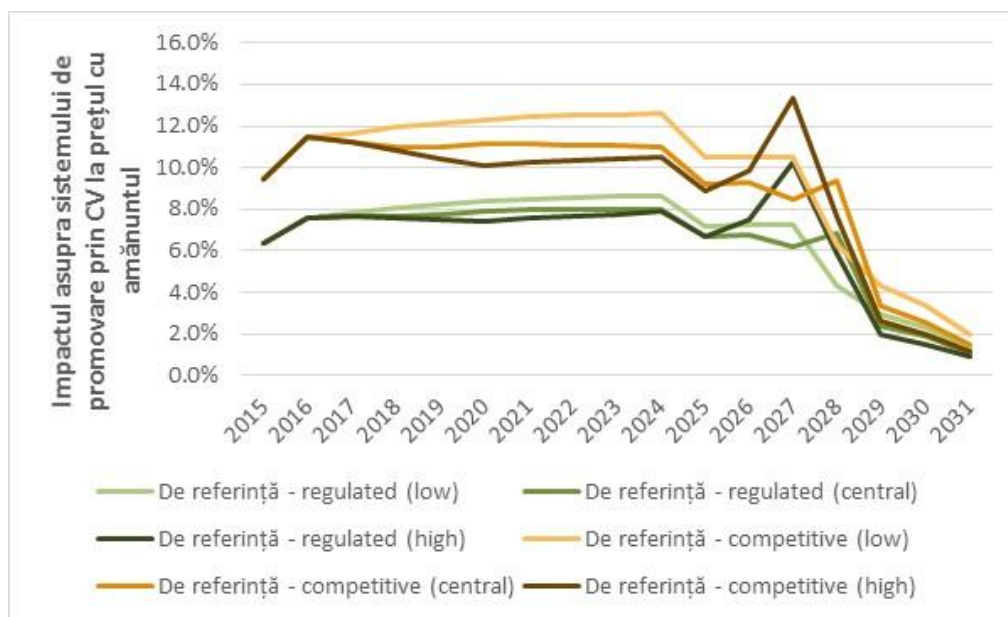


Sursă: ECA

Întrucât cota obligatorie de CV conform acestui scenariu este limitată în mod intrinsec de accesibilitate, nu este surprinzător că, în medie, impactul asupra consumatorilor este și el limitat.

Consumatori noncasnici

Figura 12 Arată impactul sistemului de promovare prin CV asupra tarifelor pentru consumatorii noncasnici cu tarife competitive și reglementate în termeni procentuali. Din nou, observăm un impact limitat de-a lungul perioadei: ~10-13% pentru tarife competitive și ~7-9% pentru tarife reglementate. Excepțiile se înregistrează în 2026 în cazul cu valori ridicate când se prognozează o ofertă excedentară, așa cum am observat anterior în Figura 11, și o reducere treptată a impactului în anii ulteriori datorită reducerii cotei.

Figura 12 Cota previzionată a tarifului noncasnic atribuibil sistemului de promovare prin CV

Sursă: ECA

5.3.4 Impactul asupra producătorilor de E-SRE

Impactul asupra producătorilor de E-SRE poate fi evaluat atât în formă agregată, cât și pe baza celor care reușesc să își vândă CV și a celor care nu găsesc cumpărători (datorită ofertei excedentare) și astfel pierd în mod disproporționat (sau în caz extrem, în întregime). Contractele de cumpărare (îndeosebi pe termen lung) bilaterale pentru CV vor face ca nu toți producătorii de E-SRE să se bucure de acces egal pe piața CV, și astfel, în prezența unei oferte excedentare, ca în prezent (și în toate previziunile noastre de referință aceasta va continua până la sfârșitul perioadei anilor 2020), un subset de producători va suferi în mod disproporțional. Aceștia sunt mai probabil să fie jucători de mici dimensiuni, independenți, care nu au relații deja stabilite cu comercianți cu amănuntul din aval.

Cu toate acestea, continuă să fie util să examinăm impactul mediu asupra producătorilor de E-SRE pe tip de tehnologie. În cazul în care impactul mediu este considerat acceptabil, prețul minim de tranzacționare (care ridică cota obligatorie de CV conform impactului constant permis asupra consumatorului) poate fi redus, ajungându-se în situația în care oferta excedentară este suficient de mică pentru ca toate CV să poată fi cumpărate. Alternativ, se poate adopta un mecanism de cumulare care să socializeze lipsa cererii pentru toți producătorii în mod egal prin tranzacționarea prin intermediul unui intermediar central.

Tabel 11 sintetizează RIR modificată⁹ (RIRM) de referință calculată pentru cele patru principale tipuri de tehnologie pentru fiecare an de acreditare (presupus a fi identic cu anul instalării) conform fiecărei previziuni preț/cerere. Rezultatele indică că CHP eoliene și pe bază de biomasă¹⁰ au profituri foarte scăzute, sub 3% în termeni reali pentru cazul cu valori coborâte și (cu excepția CHP pe bază de

⁹ RIR modificată (RIRM) este folosită datorită fluxurilor de numerar fluctuante, ceea ce înseamnă că o soluție a RIR unitară să nu fie valabilă în toate cazurile. Rata dobânzii pentru fluxuri de numerar negative este fixată la 5,2% în termeni reali, în timp ce rata de reinvestire pentru fluxuri de numerar pozitive este fixată la 8,2% în termeni reali (respectiv nivelul țintă, dincolo de care este declarată supracompensarea).

¹⁰ În calculul rentabilității CHP pe bază de biomasă, am pornit de la premisa unui raport între producția de energie termică și energie electrică de 2:1, și a unui venit realizat din energia termică de 91 RON/MWH, având la bază ordinul nr. 152/14.10.2015 emis de ANRE. Raportul real poate varia foarte mult, și astfel rezultatele sunt utilizate cel mai eficace pentru compararea estimărilor relative ale RIRM în diferite scenarii, mai degrabă decât în termeni reali.

biomasă în 2016), sub 5% în termeni reali chiar pentru cazul cu valori medii. Centralele solare, și într-o mai mică măsură, noile hidrocentrale, indică rezultate mai bune, sunt numai anumiți ani și pentru anumite scenarii depășesc RIR de 10% vizat (valoare reală 8,2%).

Tabel 11 RIR modificate estimate ale producătorului de E-SRE (în termeni reali)

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
De referință (valori coborâte)						
Centrale eoliene	2,4	2,4	1,7	1,3	2,2	-
Hidrocentrale noi	3,8	4,5	4,9	-	6,2	-
CHP pe bază de biomasă	1,8	1,2	-0,1	0,0	1,0	2,0
Centrale solare fotovoltaice	4,1	4,7	6,7	4,7	5,4	7,7
De referință (cu valori medii)						
Centrale eoliene	3,5	3,6	3,4	3,2	4,2	-
Hidrocentrale noi	4,5	5,2	5,8	-	7,3	-
CHP pe bază de biomasă	3,2	3,0	2,8	3,5	4,3	5,4
Centrale solare fotovoltaice	4,7	5,3	7,5	5,9	6,6	8,8
De referință (valori ridicate)						
Centrale eoliene	4,2	4,6	4,6	4,5	5,6	-
Hidrocentrale noi	5,0	5,9	6,6	-	8,2	-
CHP pe bază de biomasă	4,3	4,5	4,9	5,6	6,5	7,5
Centrale solare fotovoltaice	5,2	5,9	8,4	6,8	7,5	9,7

Sursă: ECA

Însă, chiar în condițiile previziunii pentru cazul cu valori ale prețului cu ridicata și ale cererii mari (de referință, cu valori ridicate), centralele care nu își pot vinde CV (din cauza ofertei excedentare) și care depind deci în proporție de 100% de prețul cu ridicata al energiei, nu vor putea realiza o RIRM de 5% sau mai ridicată pentru niciun tip de tehnologie, ci mai mică de 2% în majoritatea cazurilor, ea fiind accentuat negativă pentru CHP pe biomasă.

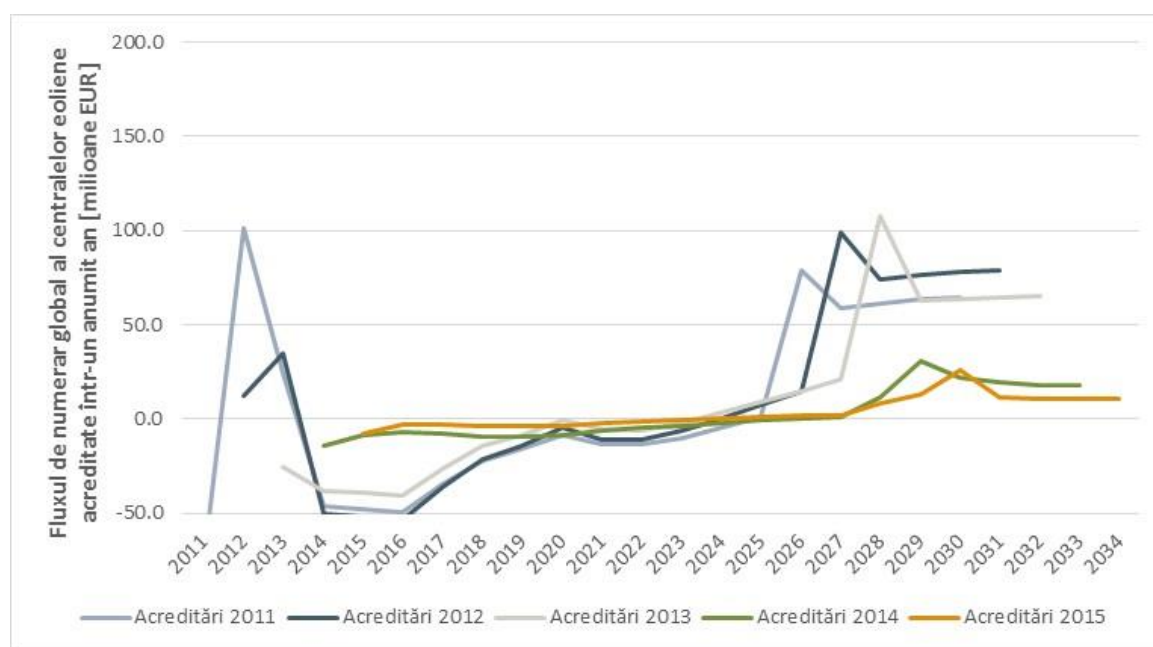
Rezultatele din Tabel 11 pot flata și mai mult RIRM pentru unele centrale eoliene și solare independente, care nu sunt în măsură să încheie contracte de echilibrare cu alte centrale. Dacă aceste centrale suferă costuri de echilibrare în mod individual, RIRM ale acestora vor scădea. Conform scenariului de referință (cu valori medii) acest lucru va însemna o scădere a RIRM pentru centralele eoliene de circa 0,5% pentru toate grupele pe ani.

Numai 2% din capacitatea eoliană ține de centrale care nu au fost desemnate ca unități dispecerizabile, fiind astfel scutite de costurile suportate atât ca urmare a limitării CV prin valoarea notificată, cât și a prețurilor pieței de echilibrare. 55% din capacitatea solară se află însă în centrale

sub pragul de 5MW. Cifrele prezentate în Tabel 11 sunt profiturile medii atât pentru unități dispacherizabile, cât și pentru unități nedispacherizabile. Centralele solare supuse costurilor de echilibrare pot ca urmare înregistra RIRM ușor mai coborâte decât cele prezentate, chiar și atunci când încheie un contract de echilibrare.

O altă problemă se datorează fluxului de numerar. Oferta excedentară atinge cele mai ridicate valori pe parcursul primilor ani ai studiului, iar prețurile de pe piața de CV cresc doar chiar înainte de sfârșitul perioadei schemei. Însă serviciul datoriei pentru un producător de E-SRE, va fi concentrat în primii ani de funcționare. Pentru a ilustra acest lucru, am pornit de la premisa unui aranjament de finanțare a unui proiect pe baza unui împrumut de 70%, rambursabil pe parcursul primilor cincisprezece ani de funcționare, cu o rată a dobânzii, în termeni reali, de 5,25% pentru toate tipurile de tehnologie. Figura 13 ilustrează un flux de numerar simplificat pentru centralele electrice eoliene acreditate în fiecare an în perioada 2011 – 2015, incluzând ipotezele de serviciu al datoriei conform cazului de referință (cu valori medii). După cum se vede, conform cazului de referință cu valori medii, profiturile sunt estimate a fi insuficiente pentru a acoperi serviciul datoriei și cheltuielile operaționale până la mijlocul anilor 2020 pentru toate grupele pe ani.

Figura 13 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene



Sursă: ECA

6 Scenarii

Această secțiune dezvoltă previziunile de referință prin varierea intrărilor de bază ale politicilor. Pentru fiecare scenariu privind politicile raportăm asupra profilului anticipat al pieței de CV, impactului asupra facturilor consumatorilor și impactului asupra venitului producătorilor de energie din SRE, precum și asupra fluxului de numerar. Cele patru variabile ale politicilor pe care le investigăm sunt:

- o metodologia de fixare a cotei de CV și nivelul acesteia;
- o modificarea ratei pentru reintroducerea planificată a CV amânate anterior;
- o modificarea prețurilor maxime și minime (plafon și prag) pentru CV;
- o modificarea perioadei de valabilitate („păstrarea”) a CV de la an la an.

6.1 Variația cotelor de CV

Metodologia actuală de fixare a cotelor de CV are la bază obiectivele naționale privind energia din SRE fixate prin transpunerea Directivei 2009/28/CE. Deși este limitată de numărul de CV emise (acordate plus reintroduse) într-un anumit an, aceasta înseamnă că în situația unui surplus, mărimea cotei obligatorii nu are nicio legătură cu nivelul ofertei de CV dintr-un anumit an. Obiectivele pe termen scurt pentru E-SRE sunt afectate de progresul mai lent sau mai rapid decât cel anticipat în ceea ce privește folosirea SRE pentru generarea de energie termică și transport, și cererea de energie electrică globală. Mai mult, obiectivele pe termen scurt fixate în directivă sunt valabile numai până la sfârșitul lui 2020, după care singurul criteriu este ca cota să nu fie inferioară celei din 2020.

Așa cum s-a descris în secțiunea 2, curba cererii pentru un mecanism de promovare prin certificate, cum ar fi sistemul de promovare prin CV în România, este aproape verticală câtă vreme nu mai există acum nicio ofertă nouă, care să poată răspunde semnalelor de preț și intra pe piață, întrucât sistemul este acum închis pentru operatorii noi. Având în vedere aceste caracteristici și reducerea anterioară a cotei obligatorii, ar fi o mare coincidență dacă oferta și cererea *ar atinge* un echilibru.

Drept urmare, în această sub-secțiune vom investiga două profiluri/abordări ale cotei obligatorii.

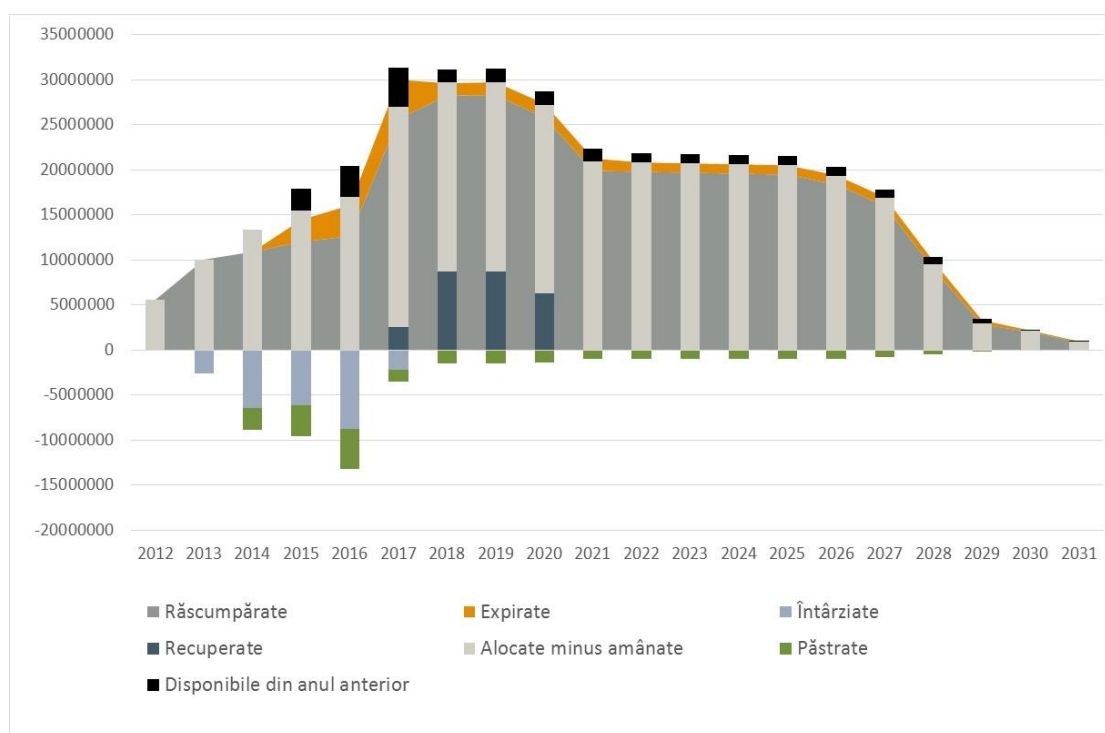
- o **„Cotă obligatorie orientată”**. Modelăm un caz alternativ, în care cota obligatorie este fixată extern în cadrul modelului ca funcție a ofertei anticipate de certificate. În acest scenariu, cota obligatorie este fixată inițial la un nivel cu 5% mai ridicat decât numărul anticipat real de CV emis în acel an (inclusiv orice eventuale reintroduceri). Pe baza curbei presupuse a cererii, aceasta ar cauza o ofertă excedentară suficientă pentru ca prețul să ajungă la nivelul minim reglementat, însă fără ca un număr semnificativ de CV să rămână nevândut. Este prezentat de asemenea un control al sensibilității cu o marjă de 10%.
- o **“Cota obligatorie statică”**. Am modelat un caz adițional în care încercăm să păstrăm impactul CV cât mai uniform cu puțință de-a lungul vieții sistemului, până în 2031. Având în vedere faptul că acest scenariu implică că impactul CV nu se atenuează la sfârșitul sistemului, este necesar ca CV să rămână eligibile pentru reintroducere după ce centralele de energie din SRE au încetat să mai câștige CV, respectiv CV sunt modelate ca fiind valabile pe termen nelimitat pentru a evita creșterea rapidă a impactului.

6.1.1 Cotă obligatorie orientată

Singura cale de a asigura o echilibrare rezonabilă a ofertei și cererii de CV pe o piață pe care oferta este fixă, este direcționarea cererii (respectiv a cotei obligatorii) pentru a corespunde sau a fi similară ofertei anticipate. În acest caz pornim de la premisa unei mici oferte excedentare de CV corespunzătoare unei „marje de siguranță” anticipate de 5% pentru a fi achiziționată de către furnizori. Această măsură ar fi probabil suficientă pentru ca tranzacționarea să aibă loc la prețul minim, cu puține CV rămase nevândute.

Figura 14 (prezentată tabelar în Tabel 12) arată statutul previzionat al pieței de CV conform acestui scenariu, în timp ce Figura 15 prezintă impactul previzionat asupra consumatorilor comparativ cu previziunea de referință (cu valori medii). Graficele arată cum, datorită „inflației” semnificative de CV disponibile pentru tranzacționare în perioada 2017 – 2020, la reintroducerea CV amânate, pentru a preveni oferta excedentară din acești ani, impactul asupra tarifelor consumatorilor (în condițiile în care toți ceilalți parametri rămân neschimbați) vor trebui să permită, în mod similar, o creștere pe termen scurt.

Figura 14 Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie orientată”



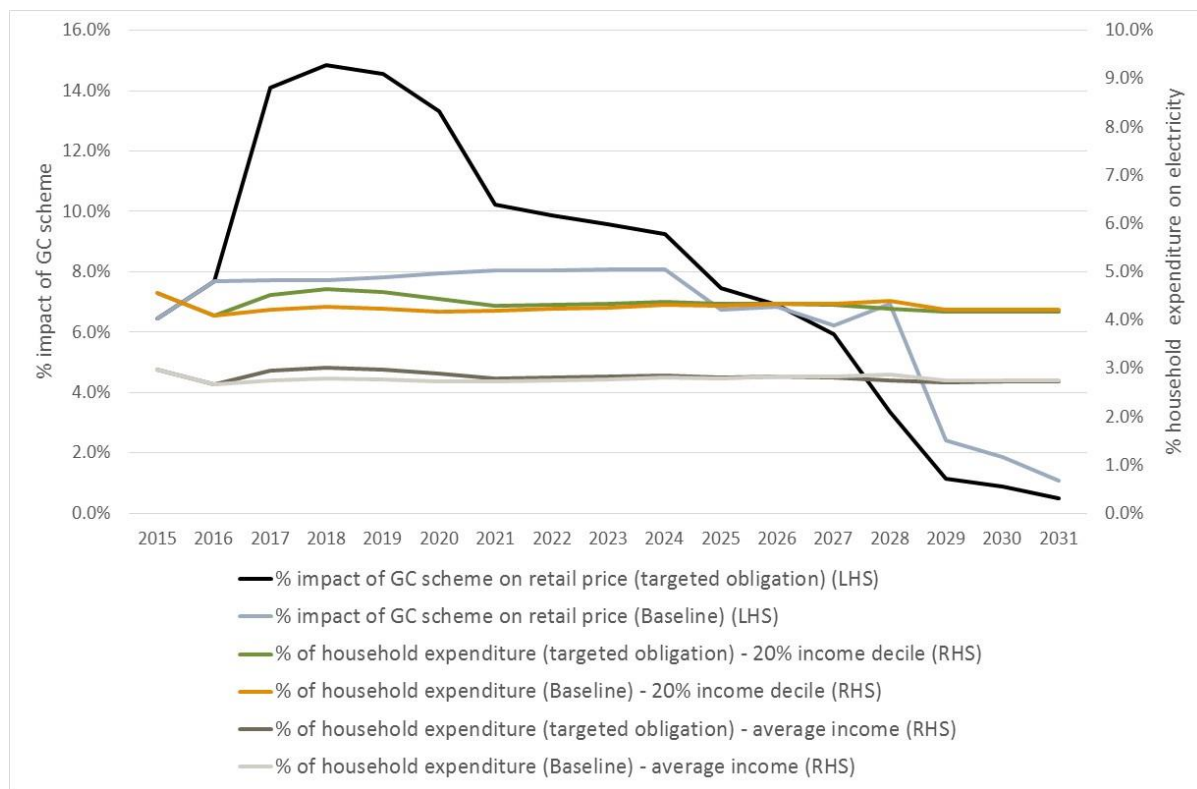
Sursă: ECA

Tabel 12 Previziunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie orientată”

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	25,6	28,2	28,2	25,9	19,9	19,8	19,7	19,6	19,5	18,4	16,0	9,0	3,1	2,4	1,4
Expirate	3,4	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1	0,1
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1

Sursă: ECA

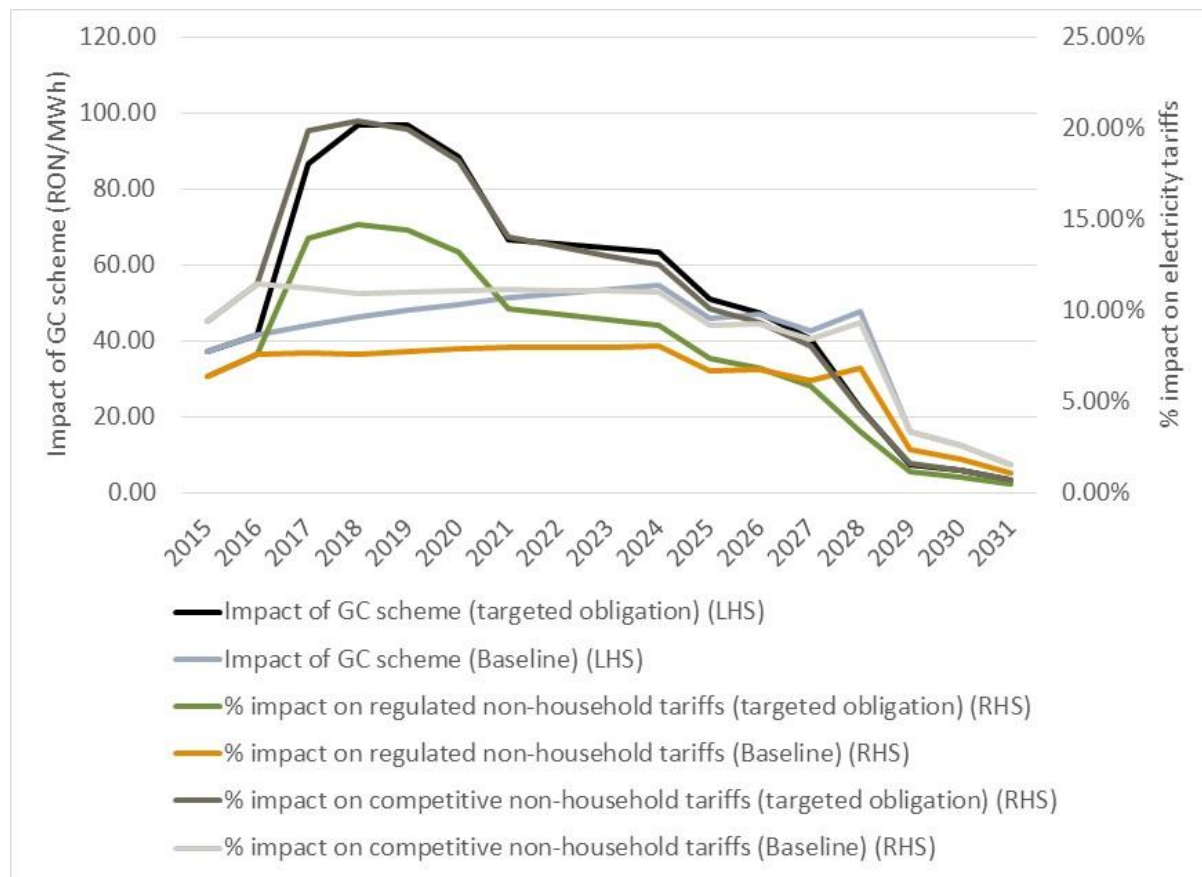
După cum reiese din Figura 15, impactul sistemului de promovare prin CV asupra tarifelor casnice a crescut pe termen scurt la circa 15% în 2018, de la sub 6,5% în 2015. Se prognozează însă că costurile energiei electrice ca procent din cheltuielile totale vor ajunge la un nivel maxim de 4,6% pentru gospodăriile aflate în centila 20 de venit, și la 3% pentru gospodăriile cu venit mediu – aceleași valori ca și în 2015. Aceasta se datorează unei scăderi a prețurilor energiei în 2016, determinând o reducere a cheltuielilor totale pentru electricitate în anii de maxim impact și compensând pentru creșterea impactului sistemului de promovare prin CV.

Figura 15 Impactul scenariului „Cotă obligatorie orientată” asupra consumatorilor casnici

Sursă: ECA

Impactul inițial asupra consumatorilor noncasnici este și mai pronunțat în Figura 18 pentru tarife noncasnice competitive, estimându-se ca acestea să atingă peste 20% din tarif în 2018. Tarifele noncasnice reglementate sunt la un nivel similar cu cel pentru consumatorii casnici și ca urmare vor atinge și ele un nivel maxim de circa 15%.

Figura 16 Impactul scenariului „Cotă obligatorie orientată” asupra consumatorilor noncasnici



Sursă: ECA

Pentru producătorii de E-SRE, impactul tranziției spre o astfel de metodologie, fără niciun fel de alte modificări este bineînțeles pozitiv comparativ cu politicile actuale, anticipându-se ca toate tipurile de tehnologie din toți anii să realizeze RIRM reale de cel puțin 4% (Tabel 13), excepția fiind centralele eoliene din 2014. Cu toate acestea profiturile pentru majoritatea grupelor de tehnologie–an rămân mici, comparativ cu valoarea de referință de 8,2%.

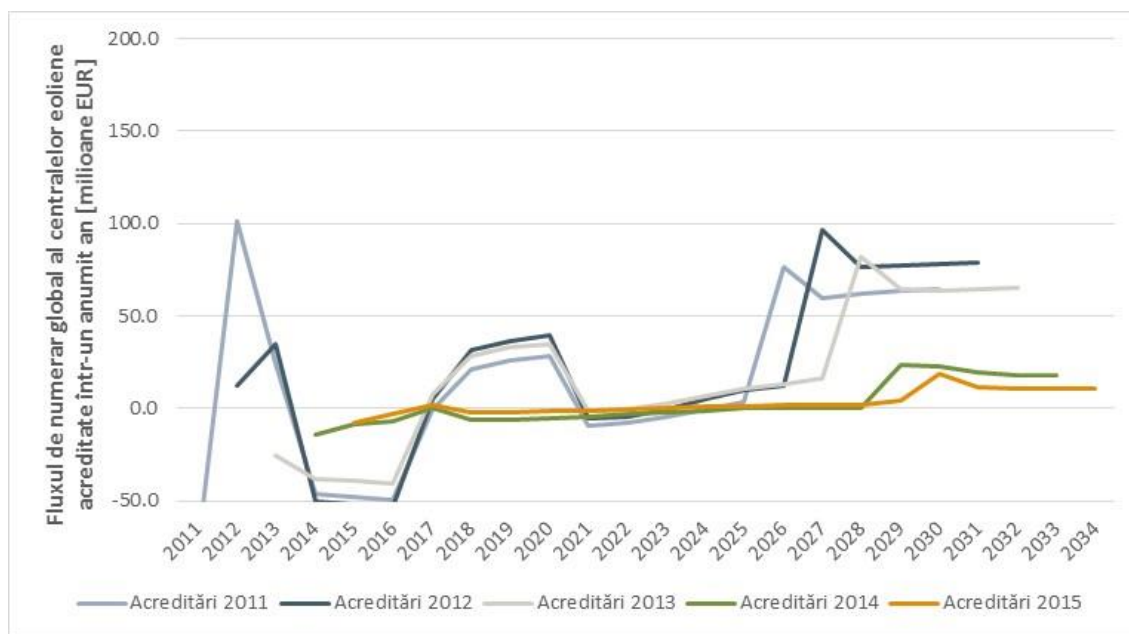
Tabel 13 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie orientată” cu surplus de 5%

	RIR modificată medie reală (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
De referință (cu valori medii)						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,3	6,1	6,6	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,4	4,3	4,3	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,8	6,4	8,5	6,4	6,8	8,8

Sursă: ECA

Conform acestui scenariu, fluxurile de numerar devin pozitive în 2017 pentru toate grupele de tehnologie acreditate în perioada 2011-2013 minus CHP pe bază de biomasă pentru 2011 și 2012 a căror CV nu au fost amânate și ca urmare nu beneficiază de creșterea venitului la introducerea acestora. După încetarea introducerii însă, fluxurile de numerar redevin negative la începutul anilor 2020, înainte ca prețurile în creștere ale energiei să determine o revenire la niveluri pozitive înainte de încheierea obligațiilor de serviciu al datoriiilor. Acest model pentru centrale eoliene este prezentat în Figura 17.

Figura 17 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene conform „cotei obligatorii orientate”



Sursă: ECA

Caz de sensibilitate cu surplus de 10%

Am elaborat un scenariu cu cotă obligatorie orientată pentru un caz de sensibilitate folosind un surplus direcționat de 10%, comparativ cu 5%, însă pornind de la aceleași premise în ceea ce privește curba cererii ca și anterior.

Profilul previzionat la pieței de CV rezultat este similar cu cel prezentat în Figura 14, însă având o bandă mai lată de CV expirate în fiecare an (surplusul). Acesta are ca rezultat reducerea impactului asupra consumatorilor, în condițiile cazului cu surplus de 5%, la un nivel maxim de 14,2% pentru tariful casnic, 14,0% pentru tariful noncasnic reglementat și 19,6% pentru tariful noncasnic competitiv. În mod inevitabil, cota mai mică reduce ușor și RIRM a producătorilor de E-SRE după cum se arată în Tabel 14, afectând marginal fluxurile de numerar.

Tabel 14 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie orientată” cu surplus de 10%

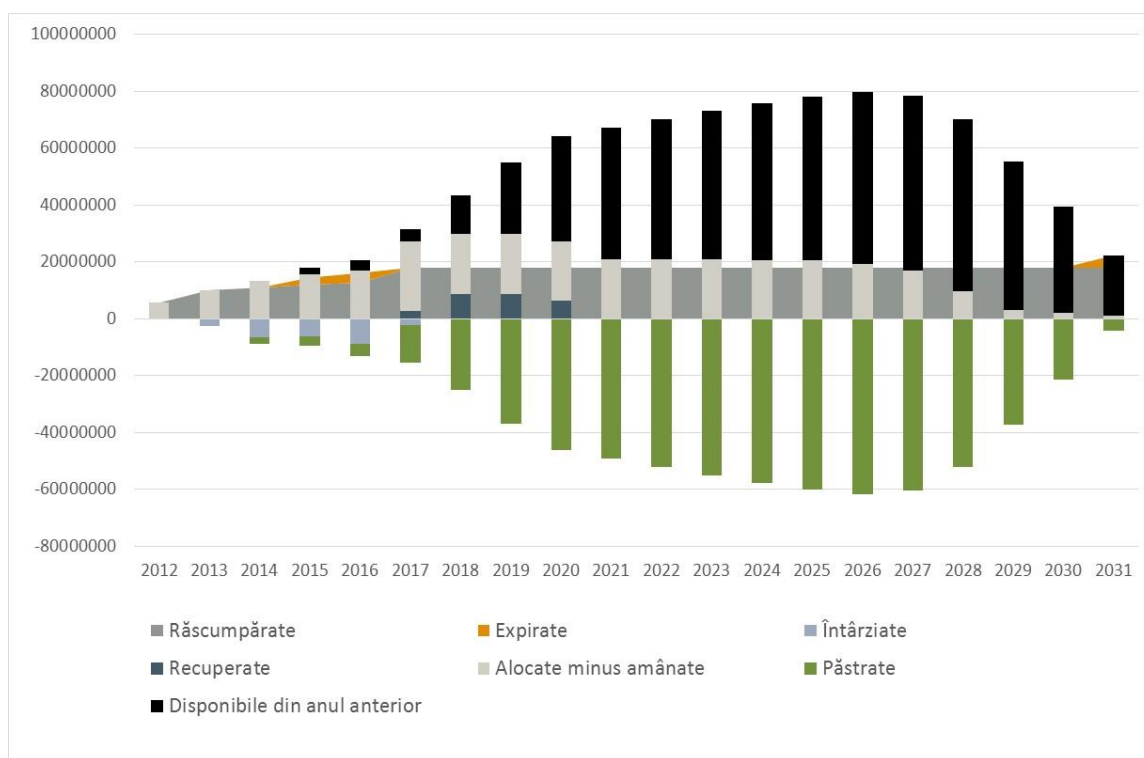
	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	4,0	4,2	4,0	3,4	4,2	-
Hidrocentrale noi	5,2	5,9	6,5	-	7,3	-
CHP pe bază de biomasă	4,2	4,1	4,0	4,1	4,5	5,2
Centrale solare fotovoltaice	5,6	6,2	8,3	6,2	6,6	8,5

Sursă: ECA

6.1.2 Cota obligatorie statică

Scenariul cu „cotă obligatorie statică” prezintă o situație în care obiectivul principal a fost distribuirea în mod egal a impactul sistemului de promovare prin CV. Conform acestei opțiuni, termenul de valabilitate al CV este nelimitat, permițând centralelor de energie din SRE să vândă CV după încheierea perioadei în care câștigă CV, ceea ce echilibrează atât beneficiul centralelor de energie din SRE, cât și impactul asupra consumatorilor.

Figura 18 arată cum aceasta duce la o perioadă extinsă de păstrare a numeroase CV de centralele de energie din SRE de-a lungul perioadei, întrucât CV sunt răscumpărate în ritm egal, mai degrabă decât grupate la începutul perioadei. Surplusul de CV excedentare din 2016 continuă pe parcursul întregii perioade, rămânând nevândute la încheierea sistemului. Se estimează că acest surplus este suficient pentru a împiedica prețurile să crească la nivel maxim în ultimul an.

Figura 18 Previțiunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie statică”

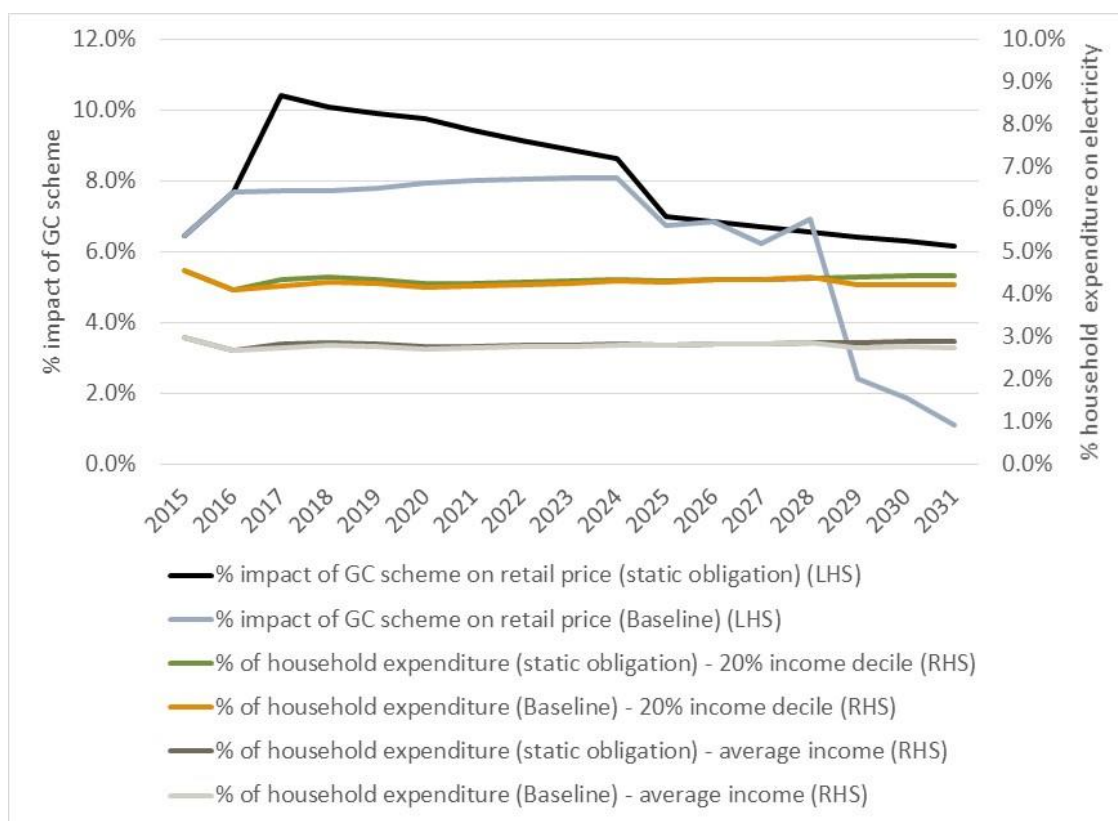
Sursă: ECA

Tabel 15 Previțiunea privind piața de CV pentru scenariul „Cotă obligatorie statică” (milioane)

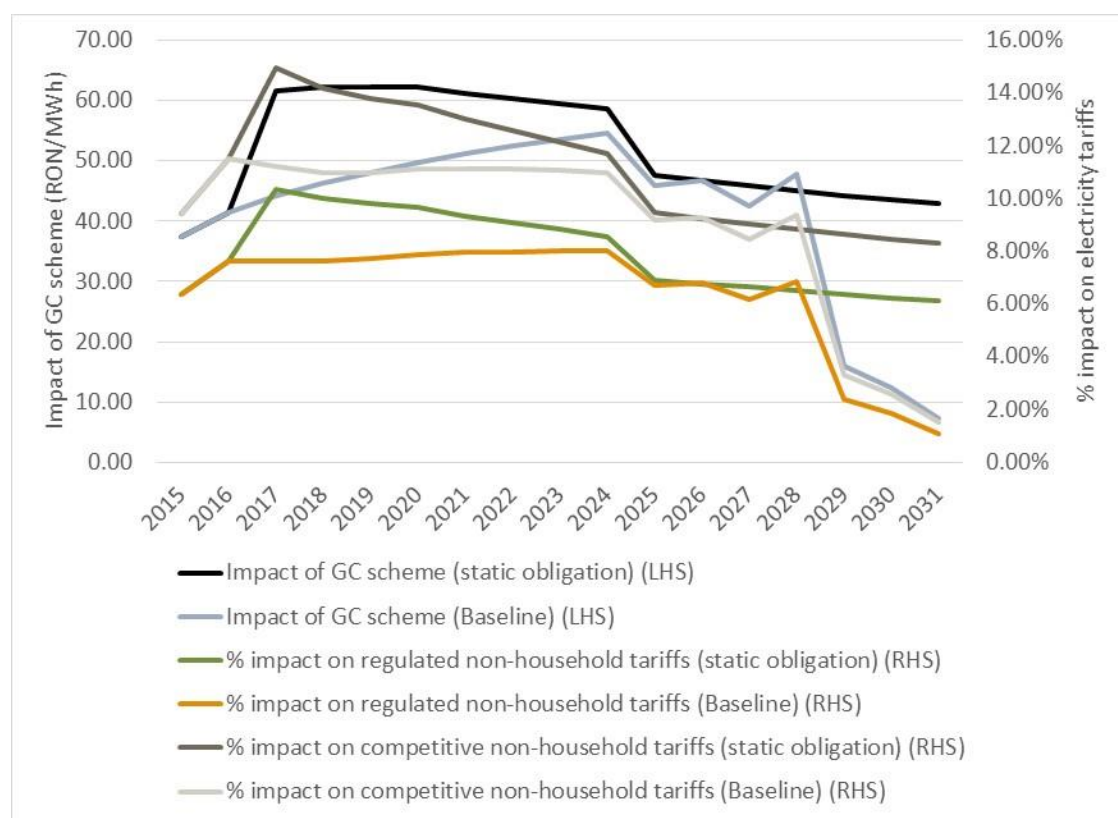
	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Expirate	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	13,4	25,1	36,7	45,9	48,8	51,6	54,2	56,8	59,3	60,6	59,4	50,8	36,0	20,5	4,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	13,4	25,1	36,7	45,9	48,8	51,6	54,2	56,8	59,3	60,6	59,4	50,8	36,0	20,5

Sursă: ECA

În ceea ce privește impactul asupra consumatorilor, Figura 19 și Figura 20 arată un impact mai imediat asupra tarifelor, care apoi scade, comparativ cu creșterea treptată din regimul de politici actual. Impactul de ansamblu din întreaga perioadă este de asemenea mai mare, întrucât în total sunt răscumpărate mai multe CV. Scăderea din 2025 se datorează expirării exceptărilor acordate utilizatorilor energo-intensivi, ceea ce contribuie la distribuirea impactului pe un spectru mai larg al CFEE.

Figura 19 Impactul scenariului „Cotă obligatorie statică” asupra consumatorilor casnici

Sursă: ECA

Figura 20 Impactul scenariului „Cotă obligatorie statică” asupra consumatorilor noncasnici

Sursă: ECA

Întrucât vizează vânzarea celei mai mari părți a CV, această politică asigură profituri similare celor din cazul cotei obligatorii orientate, ușor mai scăzute pentru primele centrale, întrucât profiturile sunt, prin comparație, amânate (și ca urmare evaluate la un preț mai mic) și ușor mai ridicate pentru centralele ulterioare ca urmare a surplusului mai mic de CV vizat (Tabelul 16).

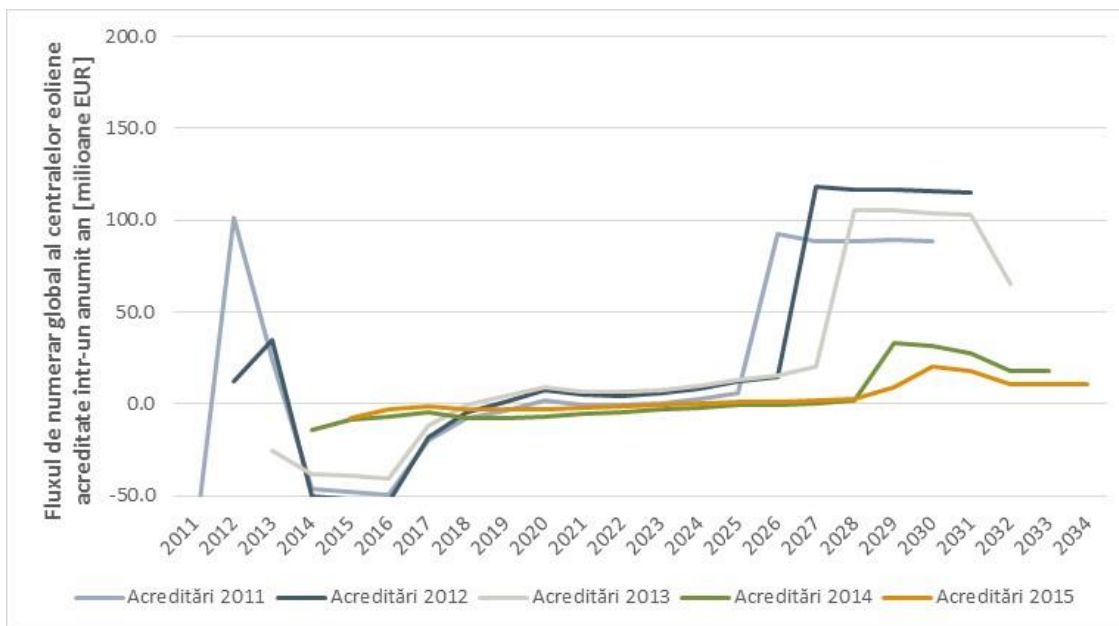
Tabelul 16 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile scenariului „Cotă obligatorie statică”

	RIR modificată medie (%) pentru E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,2	6,0	6,5	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,2	4,1	4,1	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,2	8,4	6,3	6,7	8,7

Sursă: ECA

Conform acestui scenariu, fluxurile de numerar sunt mai puțin volatile decât în abordarea cu cotă obligatorie orientată, devenind pozitive în perioada 2018-2020 pentru centralele eoliene acreditate în 2011-2013. Centralele eoliene acreditate în 2014 și 2015 însă nu vor înregistra fluxuri de numerar pozitive până la mijlocul anilor 2020 ca rezultat al păstrării CV excedentare necesare în primii ani pentru a realiza cota obligatorie în anii ulteriori (Figura 21).

Figura 21 Fluxul de numerar estimat pentru centralele electrice eoliene conform „cotei obligatorii statice”



6.2 Variația din rata de reintroducere

Dificultatea de a stabili un flux de numerar gestionabil în anii de până în 2020, păstrând totodată accesibilitatea sistemului, este în mare parte rezultatul reintroducerii CV anterior amânate în perioada 2017 – 2020. Aceasta creează o inflație în disponibilitatea de CV, determinând fie un număr ridicat de CV expirate, un preț minim foarte coborât, sau acceptarea unui obiectiv dificil de îndeplinit și a unui impact ridicat asupra consumatorului.

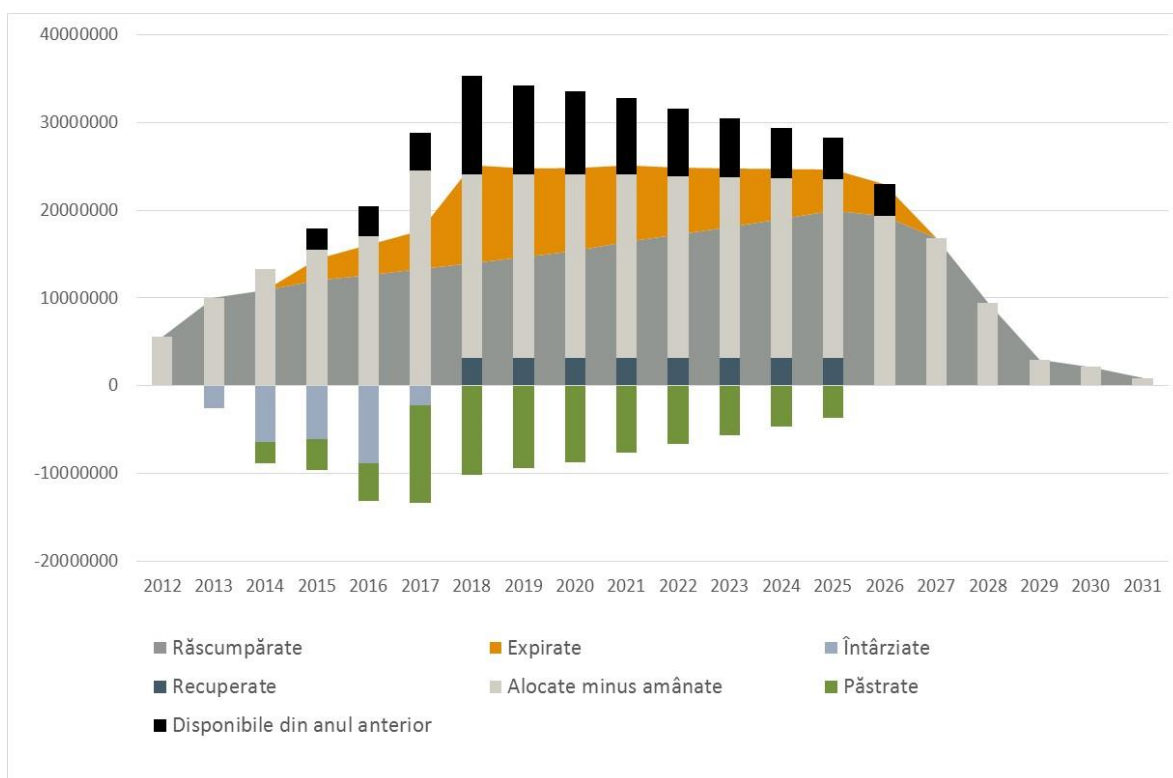
În această secțiune examinăm impactul modificării ratelor de reintroducere față de cele definite în prezent.

Am analizat distribuția reintroducerii CV amânate ca având loc de-a lungul unei perioade de opt ani pentru centralele eoliene și hidrocentrale, și de zece ani pentru centralele solare, începând din 2018 pentru toate cele trei tehnologii.

6.2.1 Încetinirea ratei de reintroducere cu metodologia de fixare a cotei obligatorii orientate

În absența altor modificări și menținând metodologia curentă de fixare a cotei obligatorii, principalul efect al reintroducerii lente este egalizarea ratei de CV care expiră, așa cum se arată în Figura 22. Însă, doar cu o creștere ușoară a RIRM pentru producătorii de energie din SRE acreditați înainte de 2014 (pe cheltuiala producătorilor de energie din SRE acreditați după 2014), aceasta a cauzat de asemenea un impact global mai accentuat asupra consumatorilor, prin mărirea impactului din ultimii ani ai sistemului. Modificarea este de asemenea insuficientă pentru a atenua constrângerile legate de fluxul de numerar care rămân extrem de negative înainte de 2020, nedevenind pozitive până la mijlocul anilor 2020.

Figura 22 Piața de CV cu rata eșalonată de introducere a CV



Sursă: ECA

Tabel 17 Piața de CV cu rata eșalonată de introducere a CV

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,3	15,8	16,4	17,0	17,6	18,2	17,5	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,4	11,4	10,6	10,1	9,6	8,8	8,1	7,4	6,8	6,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	11,4	10,6	10,1	9,6	8,8	8,1	7,4	6,8	6,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	11,4	10,6	10,1	9,6	8,8	8,1	7,4	6,8	6,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0

Sursă: ECA

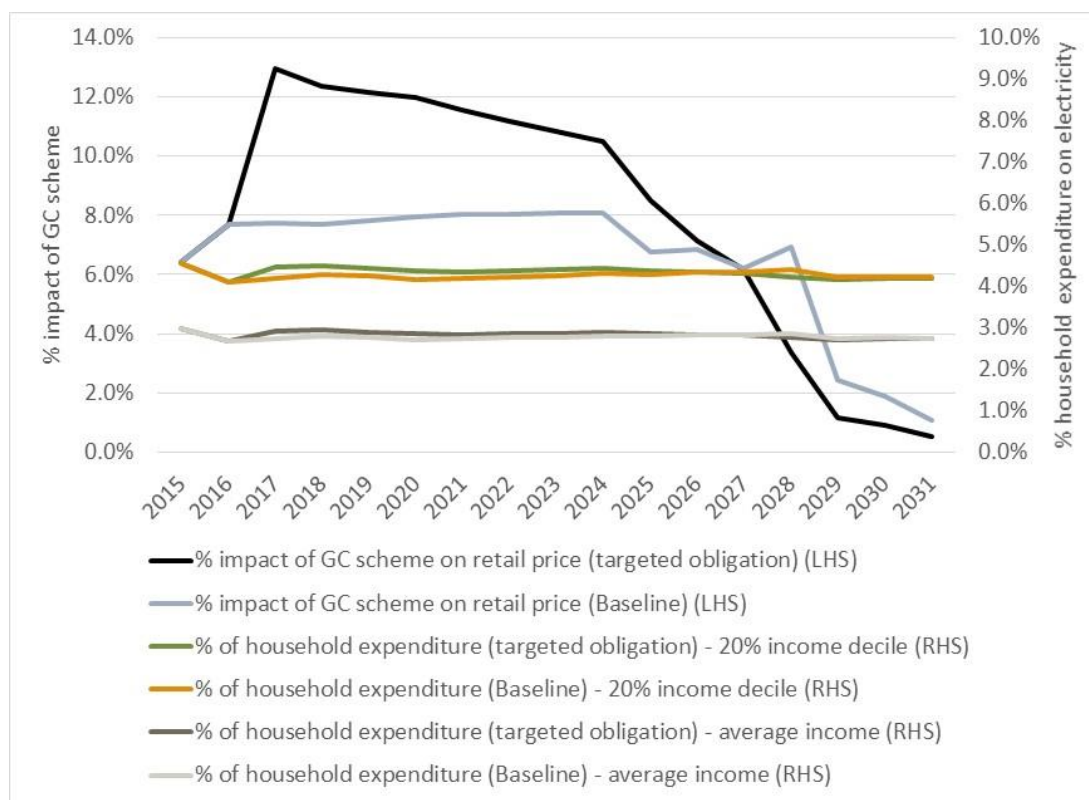
6.2.2 Încetinirea ratei de introducere în scenariul „cotă obligatorie orientată”

Conform scenariului cu cotă obligatorie orientată, reintroducerea de-a lungul unei perioade de 10 ani pentru centrale solare și 8 ani pentru centrale eoliene și hidrocentrale contribuie la stabilizarea profilului. Drept urmare, aceasta contribuie și la stabilizarea „inflației” din impactul asupra

procentului cheltuit pe energie electrică de consumatorii casnici și non-casnici observate în perioada 2017-2020 din secțiunea 6.1.1 de-a lungul unei perioade mai lungi, așa cum se arată în Figura 23 și în Figura 24.

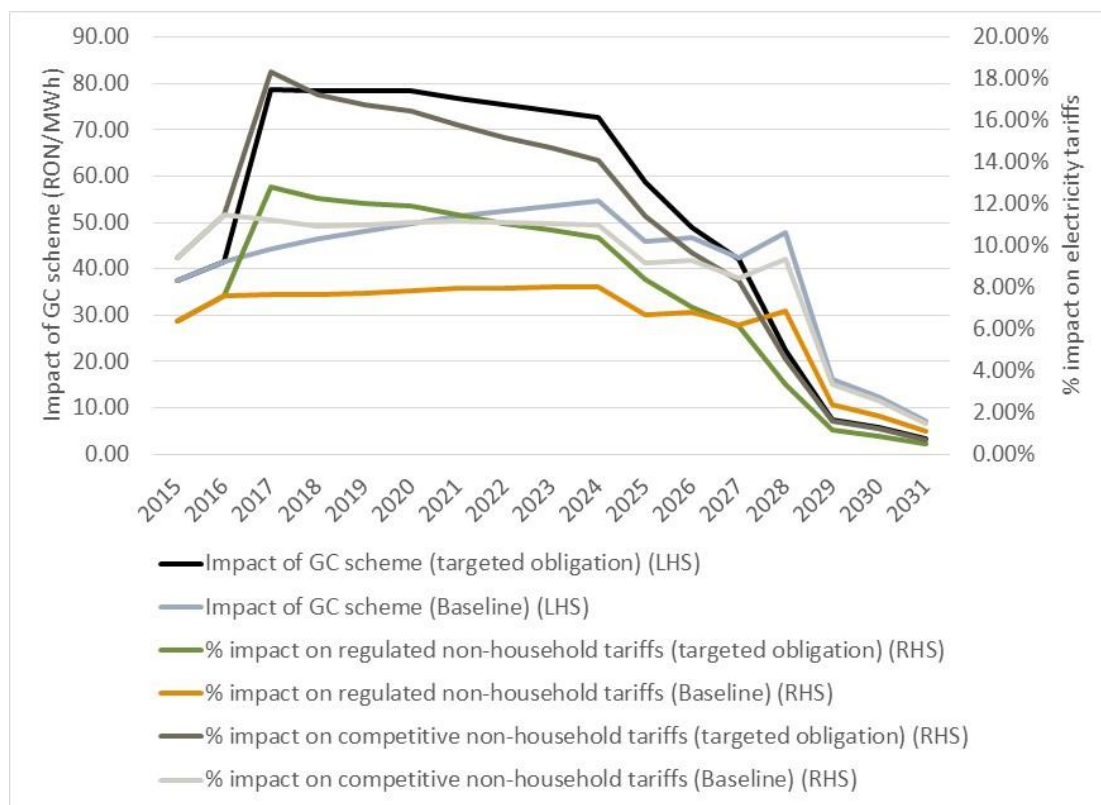
Fluxul de numerar este și el îmbunătățit substanțial (Figura 25) pentru marea majoritate a producătorilor de E-SRE cu începere din 2017, primul an de implementare. Centralele eoliene acreditate în 2014 și 2015 continuă să se zbată să obțină un profit până la mijlocul anilor 2020, deși aceste centrale reprezintă mai puțin de 12% din capacitatea eoliană. Impactul de ansamblu asupra consumatorilor rămâne însă mai ridicat decât în cazul de referință (cu valori medii). Profiturile pentru producătorii de E-SRE sunt în mare parte identice cu cele obținute în absența reintroducerii eşalonate din scenariul cu „cotă obligatorie orientată” (Tabel 18).

Figura 23 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile cotei obligatorii orientate și a ratei de reintroducere eşalonate



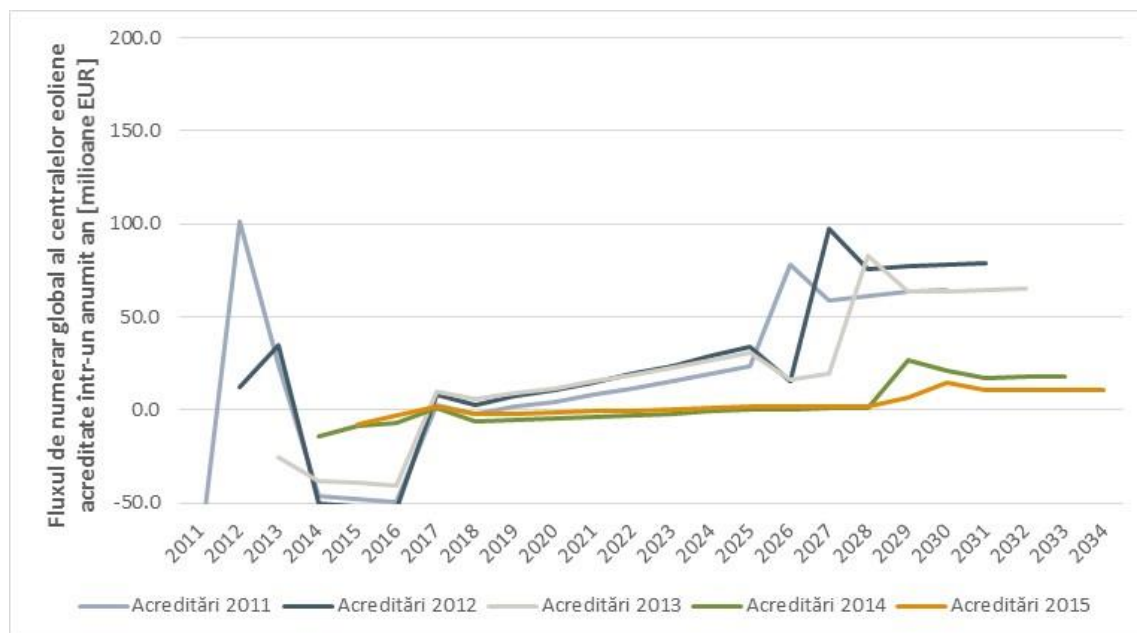
Sursă: ECA

Figura 24 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile cotei obligatorii orientate și a ratei de reintroducere eşalonate



Sursă: ECA

Figura 25 Previțiunea privind fluxul de numerar în condițiile reintroducerii eşalonate a CV și a cotei obligatorii orientate



Sursă: ECA

Tabel 18 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile reintroducerii eşalonate a CV și a cotei obligatorii orientate

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,3	6,0	6,6	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,4	4,3	4,3	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,3	8,5	6,4	6,8	8,8

Sursă: ECA

6.3 Variația prețurilor plafon și prag

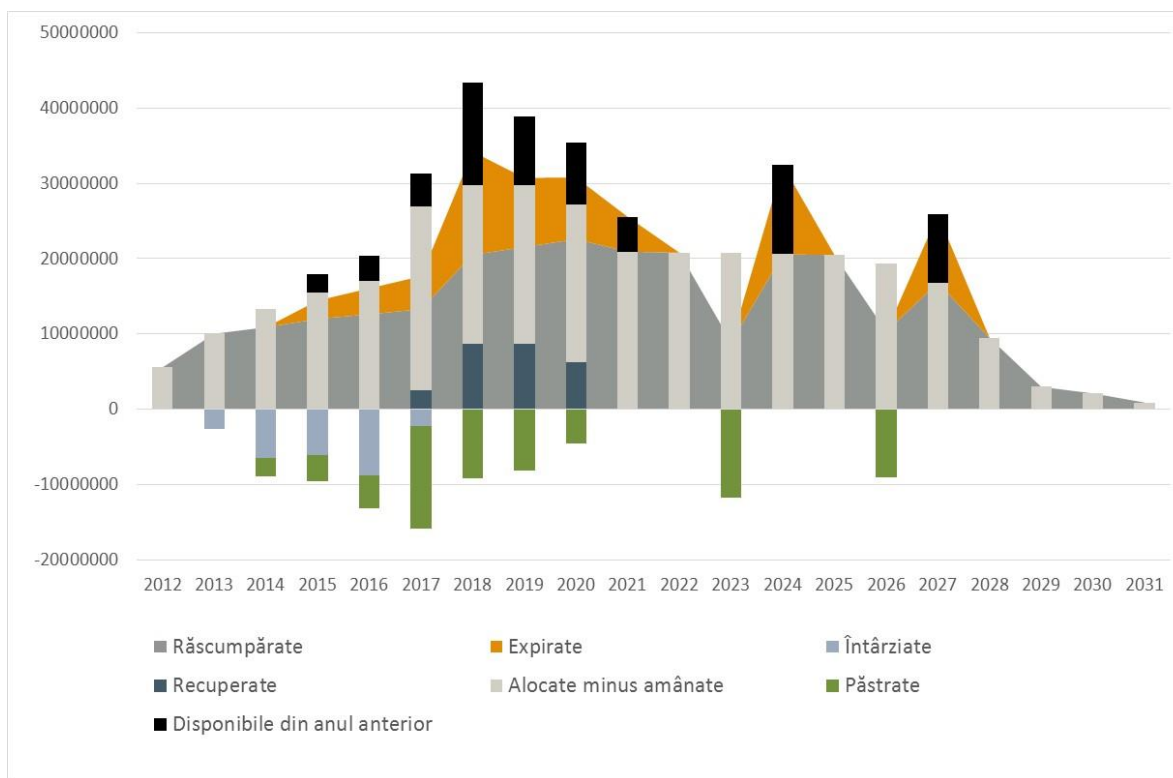
Așa cum s-a arătat în exemplele anterioare, mecanismele de promovare prin certificate din structura sistemului de CV în România sunt de așa natură încât, datorită curbelor aproape verticale ale ofertei și cererii, tind spre valori reglementate maxime sau minime. Ca urmare, modificarea nivelurilor permise ale acestor prețuri ar putea juca un rol în reechilibrarea pieței de CV. Ne concentrăm aici asupra modificării prețului minim datorită (a) continuării ofertei excedentare previzionate pentru CV conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii, și (b) faptului că profilul „cotei obligatorii orientate” cuprinde o mică ofertă excedentară de CV¹¹.

6.3.1 Modificarea prețului minim cu metodologia actuală de fixare a cotei obligatorii

Reducerea prețului minim, în condițiile menținerii metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii, la 20 EUR/CV și adoptarea unei abordări mecanice în ceea ce privește formula de stabilire a cotei obligatorii are efectul surprinzător de a mări numărul CV care expiră și de a adăuga la povara consumatorilor în paralel cu îmbunătățirea profiturilor producătorilor de SRE. Aceasta din cauza procesului descris în secțiunea 5.3.3, în cadrul căruia adoptarea prețului CV din anii anteriori pentru fixarea cotei, într-o perioadă în care oferta și cererea de CV sunt aproape echilibrate, poate în sine să modifice prețul realizat pe piață în anul curent de la maxim la minim, și invers. Figura 26 ilustrează acest rezultat.

¹¹ Designul cotei obligatorii orientate ar putea fi astfel conceput încât să urmărească o mică ofertă deficitară și să se bazeze pe prețul maxim atunci când consideră că există un echilibru rezonabil între consumatori și producători. În acest caz, prețul penalității trebuie redus în mod considerabil sau eliminat, pentru că va acționa practic ca un impozit pe consum atunci când este plătit de furnizori pentru obiectivele inevitabil neîndeplinite.

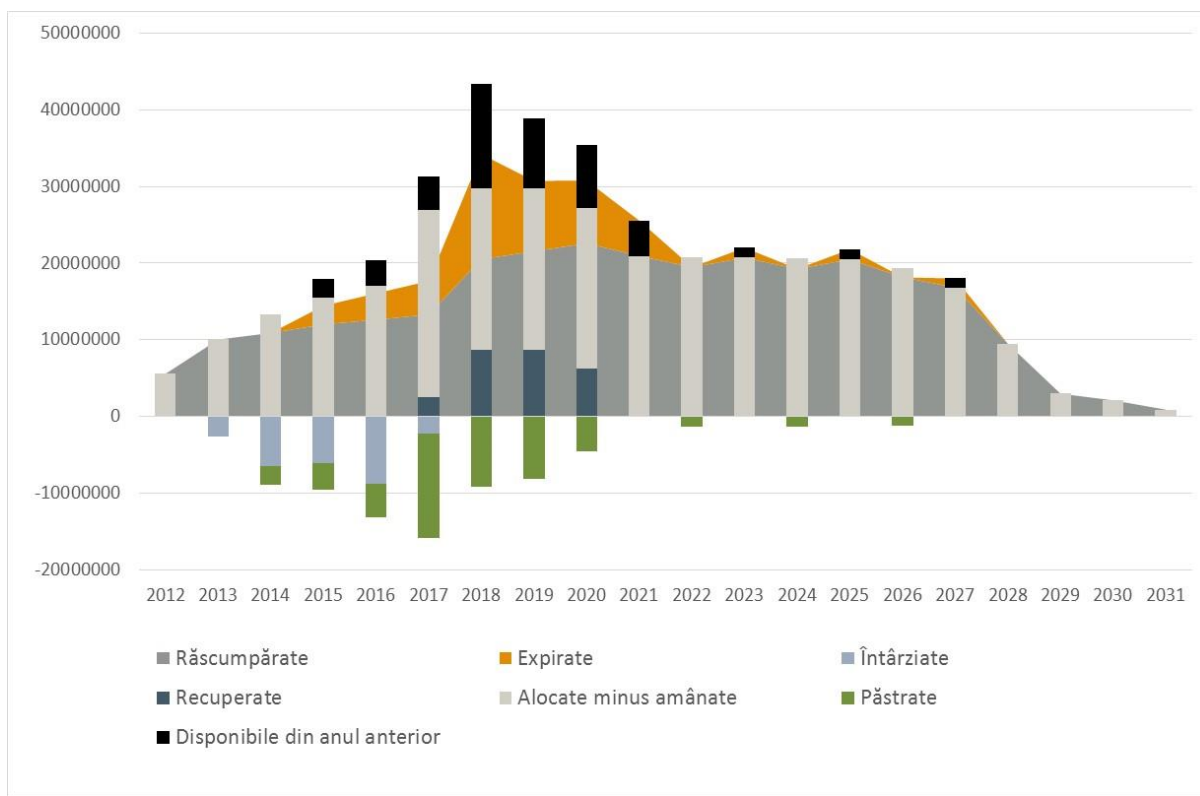
Figura 26 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Remarcăm însă că ANRE are puterea să folosească un preț diferit pentru a fixa cota obligatorie, dacă consideră că este probabil ca aceasta să se modifice în mod substanțial comparativ cu cea din anul anterior. Fixând manual prețul anticipat ușor mai ridicat decât rezultatul modelului, împreună cu un preț minim de modificare de 20 EUR/CV, se va obține un profil ca și cel arătat în Figura 27 (și prezentat tabelar în Tabel 19). În acest scenariu, impactul asupra consumatorilor este mai mic decât cel din cazul de referință (cu valori medii) în majoritatea anilor, așa cum reiese din Figura 28 și Figura 29. Prețurile anuale pentru acest rezultat sunt date în Tabel 20.

Figura 27 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și prognoză de preț fixată manual conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



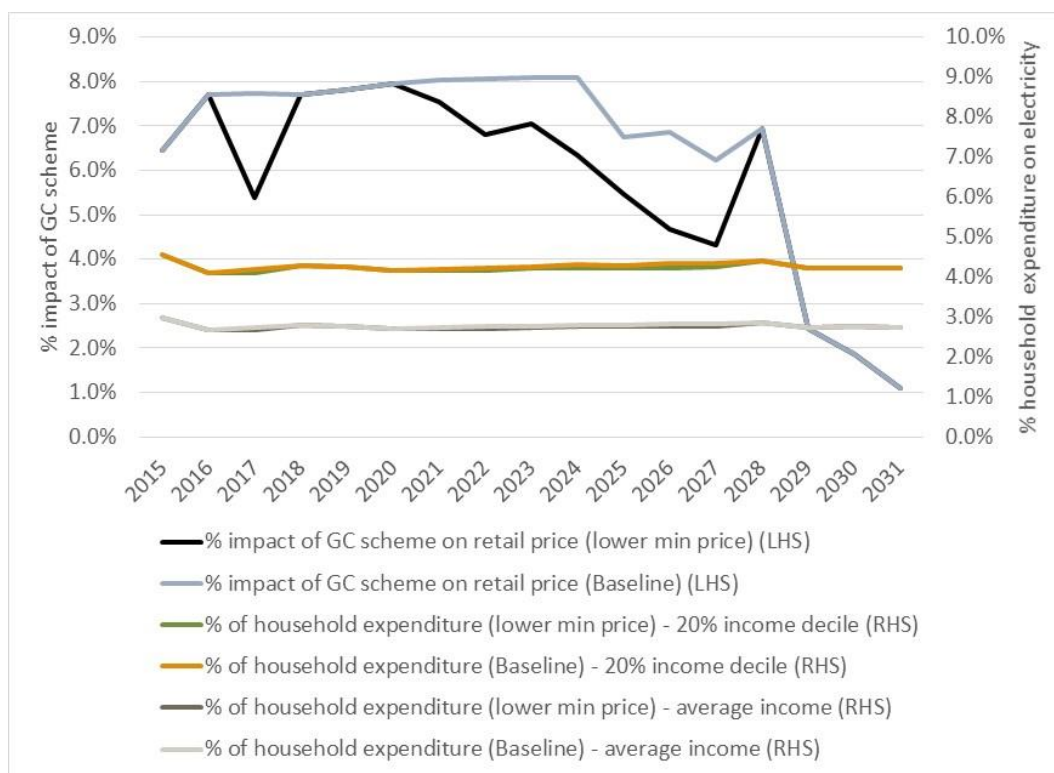
Sursă: ECA

Tabel 19 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și prognoză de preț fixată manual conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,1	19,9	20,6	21,3	20,9	19,4	20,7	19,2	20,5	17,9	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,4	13,9	9,8	9,1	5,9	0,0	1,4	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	13,9	9,8	9,1	5,9	0,0	1,4	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	13,9	9,8	9,1	5,9	0,0	1,4	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0

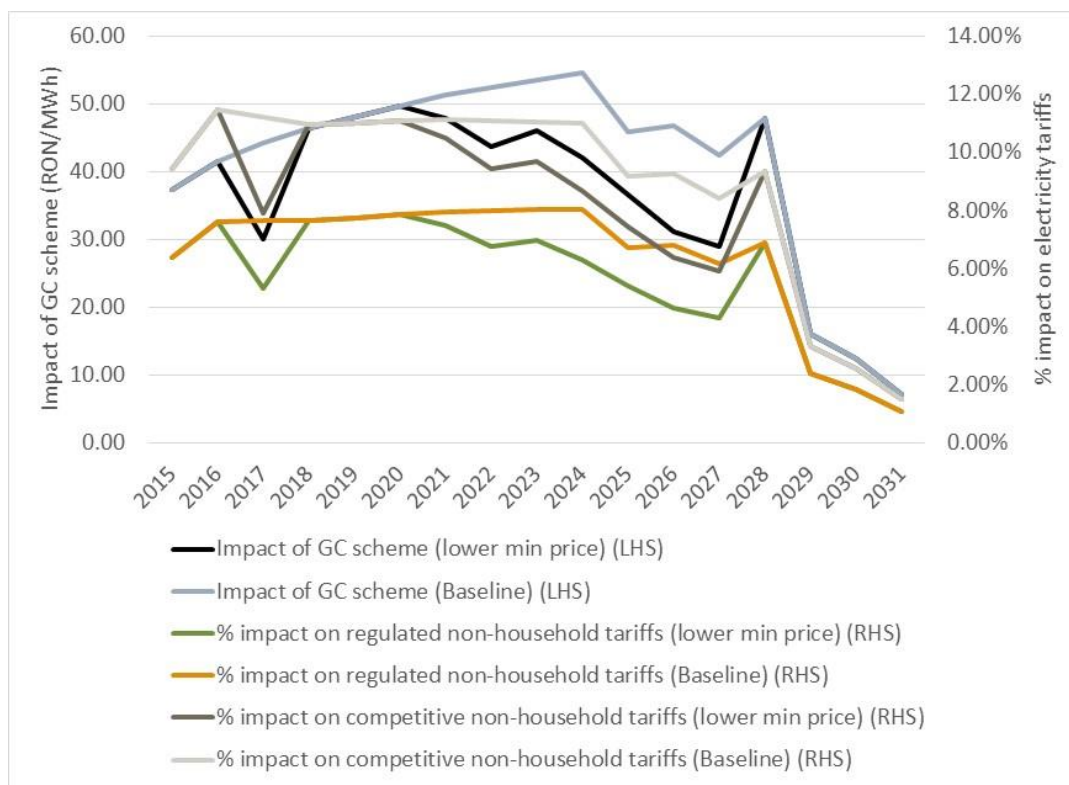
Sursă: ECA

Figura 28 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile unui preț minim redus și a unei previziuni de preț fixate manual



Sursă: ECA

Figura 29 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile unui preț minim redus și a unei previziuni de preț fixate manual



Sursă: ECA

Tabel 20 Preț minim ajustat și prețuri estimate

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Preț minim [EUR/CV]	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Preț estimat [EUR/CV]	20	20	20	20	20	24	20	26	20	30	20	60	60	60	60

Sursă: ECA

În acest caz cu profil ajustat însă, rezultatele RIR medii pentru producători scad ușor, conform Tabelul 21, chiar dacă mai puține CV expirate înseamnă că mai puțini producători nu beneficiază de niciun venit de pe urma CV. Producătorii de energie din SRE – în special centralele electrice eoliene – continuă să înregistreze fluxuri de numerar negative până în 2018.

Tabelul 21 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile fixării manuale a prețurilor

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	3,3	3,4	3,1	3,0	4,0	-
Hidrocentrale noi	4,2	4,9	5,4	-	7,0	-
CHP pe bază de biomasă	2,8	2,4	2,0	2,7	3,6	4,7
Centrale solare fotovoltaice	4,3	4,9	7,0	5,5	6,2	8,5

Sursă: ECA

În secțiunea 6.4, investigăm aceste aspecte și opțiuni adiționale de stabilire a prețurilor, în combinație cu varierea ratei de reintroducere.

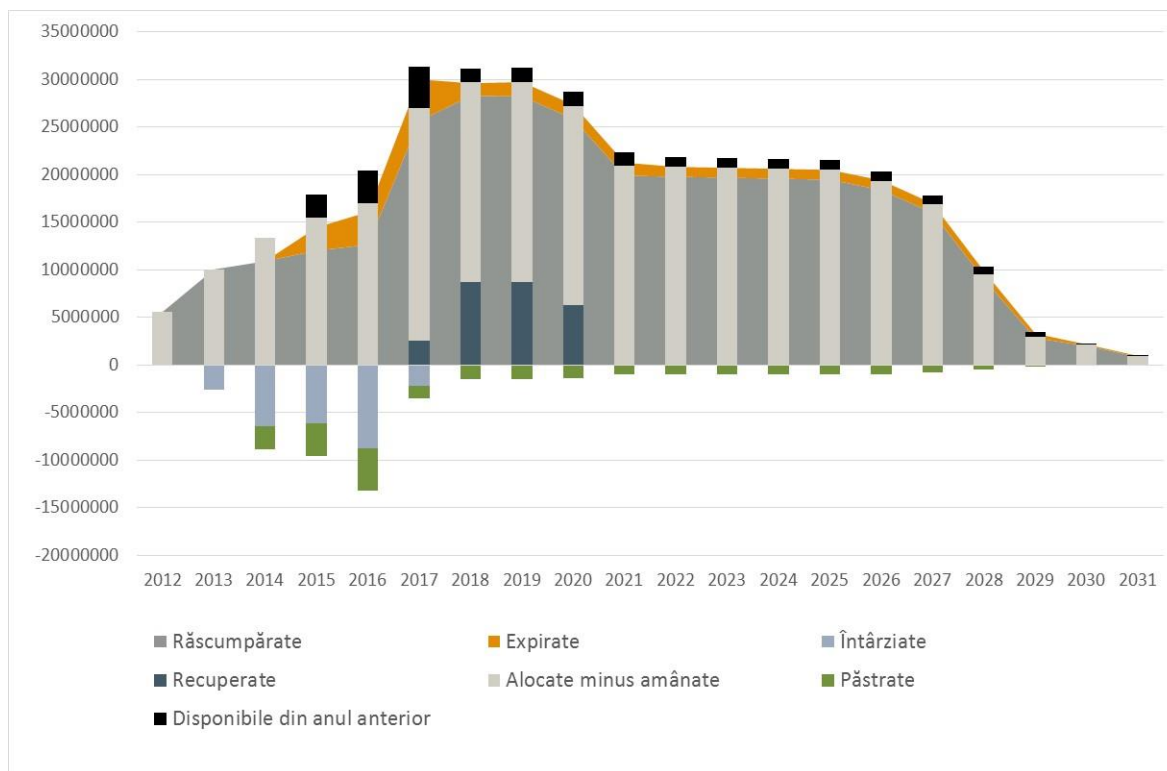
6.3.2 Modificarea prețului minim în scenariul „cotă obligatorie orientată”

Prin fixarea cu bună știință a cotei obligatorii de CV la un nivel care dă un mic surplus de CV disponibile, metodologia „cotei obligatorii orientate” va împinge prețurile spre valoarea minimă, evitându-se necesitatea de a gestiona efectul oscilator direct pe baza prețului minim și al prețului estimat de pe piață.

În scenariul cu cota obligatorie orientată, am investigat de asemenea fixarea prețului minim la 20 EUR/CV (în EUR 2015). Profilul previzionat al pieței de CV rezultat este arătat în Figura 30 de mai jos (și prezentat tabelar în Tabel 22). Acest rezultat este destul de similar celui observat în secțiunea 6.1.1, însă cu o mai mare accesibilitate pentru consumatori, întrucât după o creștere inițială rapidă, începând din 2021 impactul asupra consumatorilor este în mod semnificativ mai mic decât valoarea de referință (Figura 31 și Figura 32). Profiturile pentru centralele de E-SRE sunt însă reduse în mod semnificativ (Tabel 23), cu un profil al fluxurilor de numerar similar celui din secțiunea 6.1.1, însă cu perioade negative și mai pronunțate. Acest lucru se datorează disponibilității extrem de inegale

a CV de-a lungul perioadei. În secțiunea 6.4 de mai jos analizăm modul în care modificările aduse prețului minim pot fi folosite în conjuncție cu încetinirea ratei de reintroducere a CV pentru a contribui la atenuarea acestui efect.

Figura 30 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus



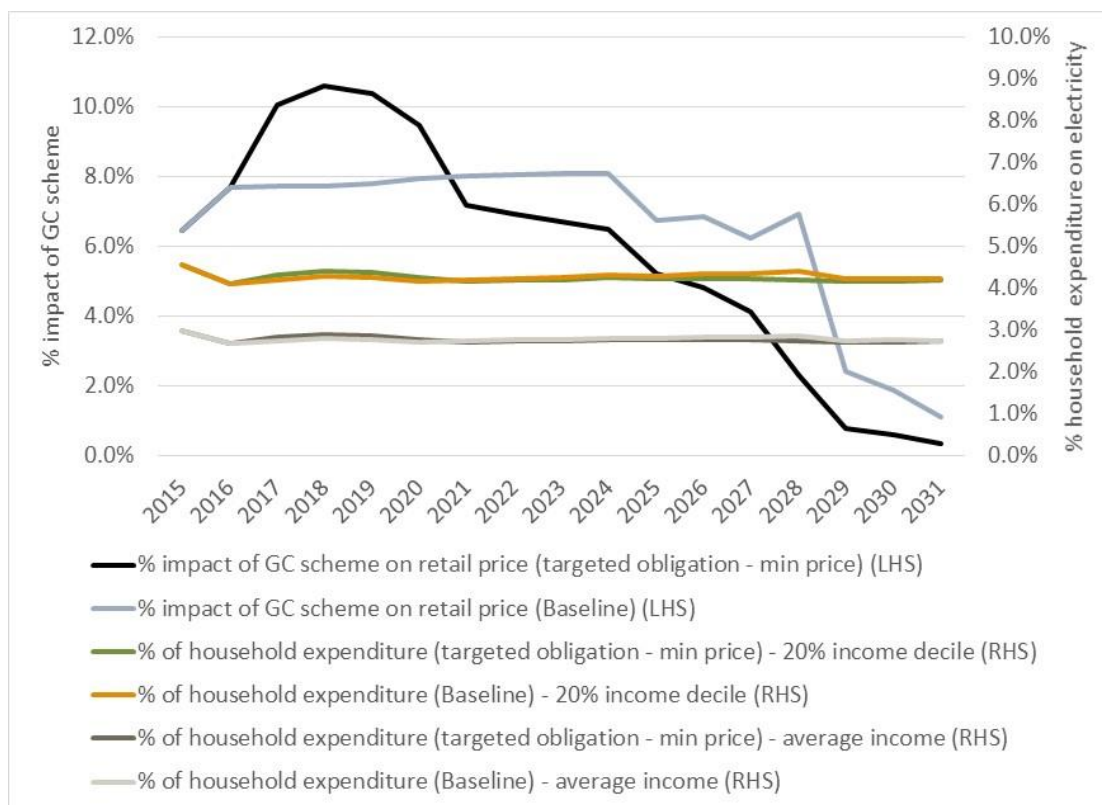
Sursă: ECA

Tabel 22 Cotă obligatorie orientată cu preț minim redus

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	25,6	28,2	28,2	25,9	19,9	19,8	19,7	19,6	19,5	18,4	16,0	9,0	3,1	2,4	1,4
Expirate	3,4	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1	0,1
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,5	0,2	0,1

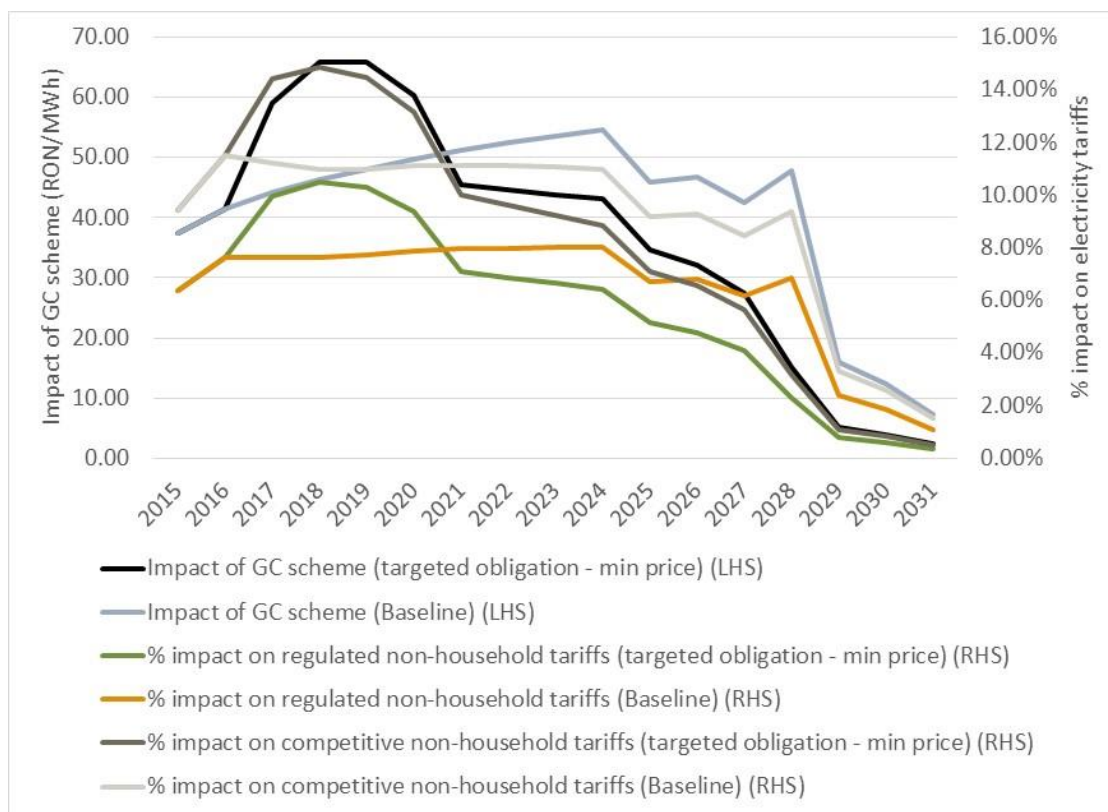
Sursă: ECA

Figura 31 Cota obligatorie orientată cu preț minim redus – impactul asupra consumatorilor casnici



Sursă: ECA

Figura 32 Cota obligatorie orientată cu preț minim redus – impactul asupra consumatorilor noncasnici



Sursă: ECA

Tabel 23 RIR estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile cotei obligatorii orientate și a prețului minim redus

	RIR mediu (%) pentru capacitatea centralelor care folosesc SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	3,6	3,7	3,4	3,0	3,7	-
Hidrocentrale noi	4,5	5,2	5,6	-	6,6	-
CHP pe bază de biomasă	3,2	2,9	2,3	2,2	2,4	3,0
Centrale solare fotovoltaice	4,7	5,3	7,2	5,4	5,7	7,6

Sursă: ECA

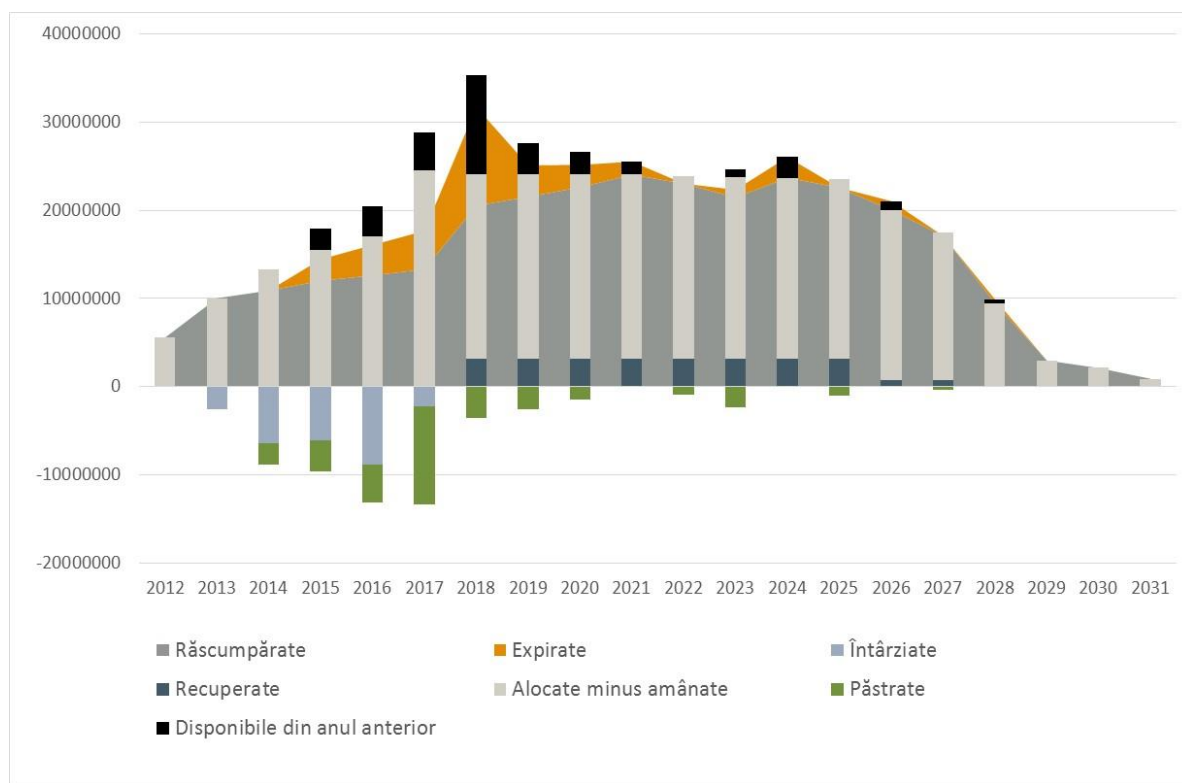
6.4 Variația în fixarea prețurilor prag și rata de reintroducere

Aici combinăm opțiunile de politică cu preț prag minim mai scăzut și rată de reintroducere mai lentă cu fiecare caz de metodologie de fixare a cotei obligatorii actuale și de metodologie de fixare a „cotei obligatorii orientate” de CV. Prin combinarea acestor politici, putem cumula beneficiile pe care le aduc prin „stabilizarea” pieței de CV.

6.4.1 Modificarea prețului minim și încetinirea reintroducerii cu metodologia de fixare a cotei obligatorii actuale

Fixarea manuală a unui preț minim de 20 EUR/CV și modificarea prețurilor certificatelor pentru a împiedica creșterile rapide ale prețului prognozate duc la profilul din Figura 33 (și prezentat tabelar în Tabel 24). Observăm o piață a CV mult mai omogenă, întrucât cota obligatorie urmează mai îndeaproape oferta atunci când modificăm manual prețul estimat al CV, așa cum s-a procedat în secțiunea 6.2.

Figura 33 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

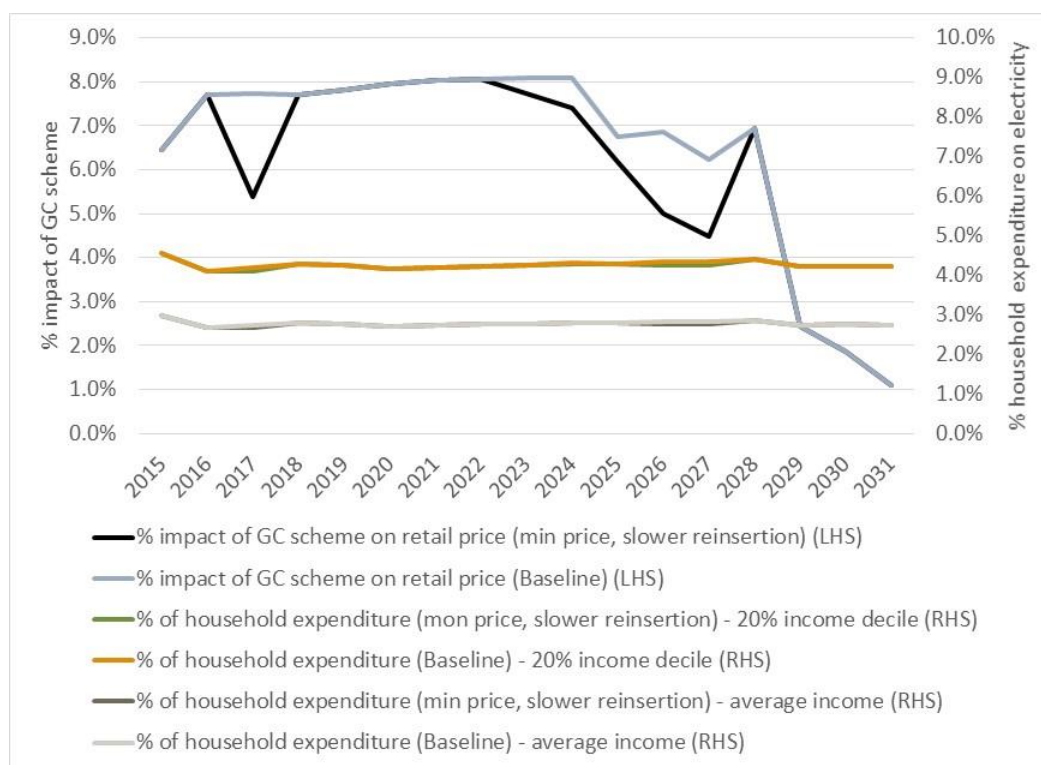
Tabel 24 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,1	19,9	20,6	21,3	22,4	23,2	22,9	22,7	23,5	19,1	17,5	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	4,4	11,4	4,2	3,5	2,8	1,6	0,7	0,9	1,1	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	11,4	4,2	3,5	2,8	1,6	0,7	0,9	1,1	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	11,4	4,2	3,5	2,8	1,6	0,7	0,9	1,1	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0

Sursă: ECA

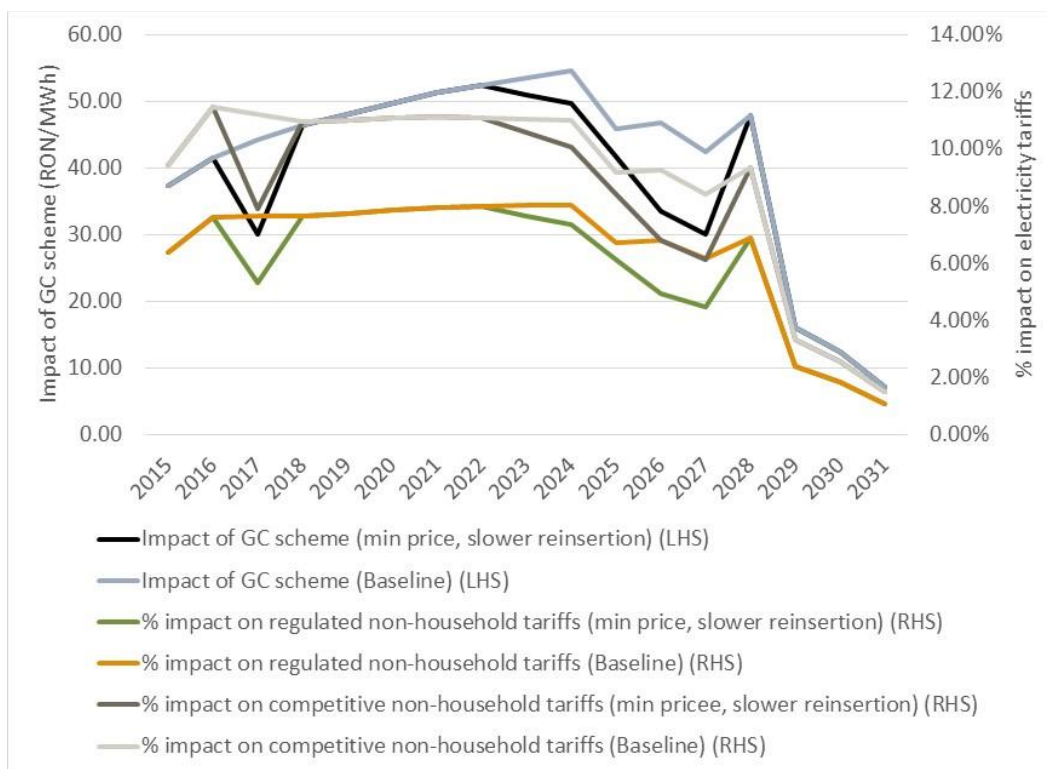
Impactul asupra consumatorilor este de asemenea în general mai scăzut de-a lungul perioadei, așa cum reiese din Figura 34 și Figura 35.

Figura 34 Impactul asupra consumatorilor casnici cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Figura 35 Impactul asupra consumatorilor noncasnici cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Această abordare are însă ca rezultat profituri mai mici pentru centralele de energie din SRE (Tabel 25), care au o mai bună posibilitate de a-și răscumpăra CV de-a lungul perioadei și beneficiază de reintroducerea prelungită, însă care nu pot beneficia de creșterile rapide ale prețurilor care s-ar fi produs în alte condiții.

Tabel 25 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) cu preț minim redus, prognoză de preț fixată manual și reintroducere prelungită conform metodologiei actuale

	RIR modificată medie (%) pentru E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Central						
Centrale eoliene	3,4	3,5	3,2	3,1	4,1	-
Hidrocentrale noi	4,3	5,0	5,6	-	7,1	-
CHP pe bază de biomasă	2,9	2,6	2,3	2,9	3,9	4,9
Centrale solare fotovoltaice	4,5	5,0	7,2	5,7	6,3	8,6

Sursă: ECA

Renunțarea la indexarea în funcție de inflație

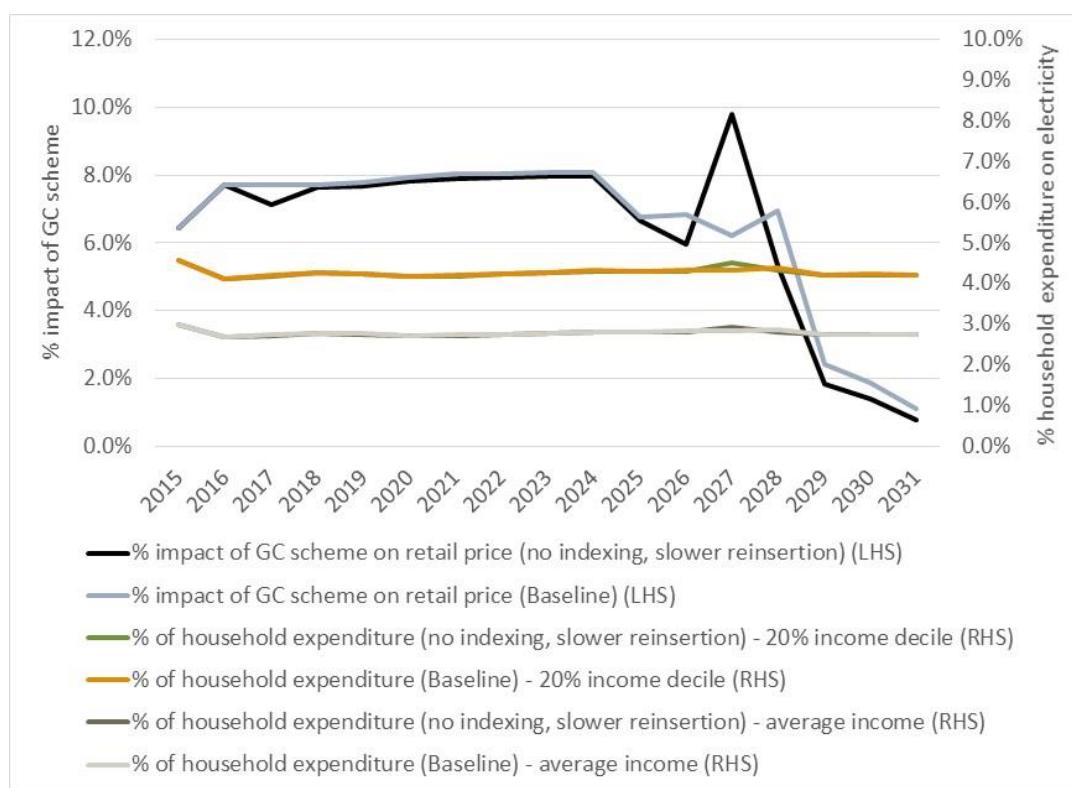
O modificare mai puțin dramatică ar fi să se renunțe la indexarea prețurilor minime și maxime în funcție de indicele inflației. Conform acestei abordări, prețurile vor rămâne la valorile lor nominale

inițiale de 27 EUR/MWh și respectiv 55 EUR/MWh, și apoi vor scădea în termeni reali în funcție de rata inflației atinse în fiecare an. Scăderea prețului maxim în acest mod are de asemenea ca efect atenuarea creșterii rapide a prețurilor în anii ulteriori.

Pentru a modela această abordare am presupus rate ale inflației monedei euro de 0,2% pentru 2016, 1,1% pentru 2017 și 1,8% ulterior. Rezultatul, din punctul de vedere al impactului asupra consumatorilor, este similar cu cazul încetării reintroducerii în condițiile menținerii metodologiei curente de fixare a cotei obligatorii descris în cazul din secțiunea 6.2.1 cu indexare până în 2025 (Figura 36 și Figura 37). Acest lucru se datorează faptului că impactul cumulat permis asupra consumatorilor este același în ambele cazuri, ceea ce înseamnă că, atâta vreme cât există un surplus, efectul este că o mai mare proporție a CV vor fi vândute în cazul fără indexare obținându-se aceeași valoare totală (în medie 73% între 2017 și 2025, comparativ cu 64% în cazul cu indexare). O creștere rapidă a prețului se produce în 2027, însă aceasta este atenuată de prețului maxim redus și practic, dacă prognoza este corectă, metodologia actuală va permite ANRE să o atenueze și mai mult ca în cazul fixării manuale a prețului descris mai sus.

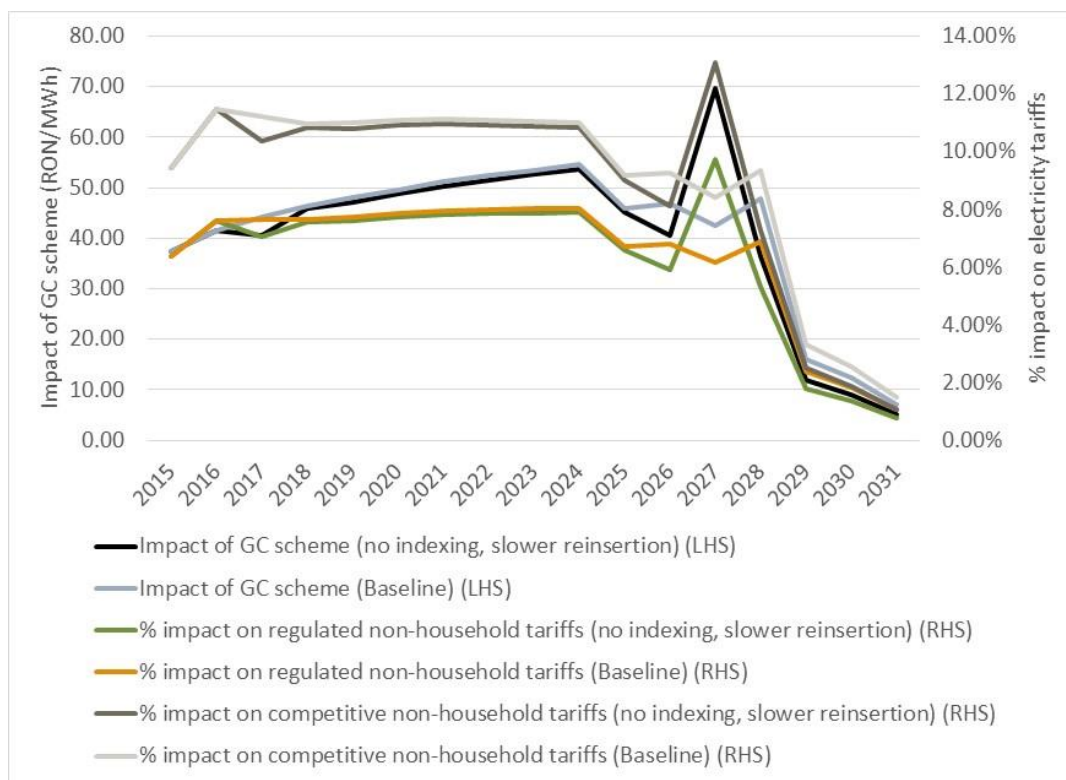
Întrucât calculele noastre privind veniturile pornesc de la premisa că CV sunt vândute cu succes de fiecare producător de E-SRE proporțional cu piața totală, profiturile medii până în 2025 vor rămâne aceleași ca și în cazul de referință, cu mici diferențe în ceea ce privește RIRM estimate (Tabel 26), care apar numai ca urmare a sfârșitului surplusului, începând din 2026. Acest rezultat ascunde însă realitatea probabilă, și anume faptul că nu toți producătorii de E-SRE vor putea să își vândă CV într-o situație de penurie, la rate echivalente. Prin mărirea cotei, reducând însă prețul minim, impactul asupra consumatorilor poate fi menținut la același nivel ca și în cazul de referință, rezultând o distribuție mai uniformă a veniturilor în rândul producătorilor de E-SRE.

Figura 36 Impactul asupra consumatorilor casnici fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Figura 37 Impactul asupra consumatorilor noncasnici fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Tabel 26 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) fără indexarea prețurilor minime și maxime și reintroducerea prelungită conform metodologiei actuale

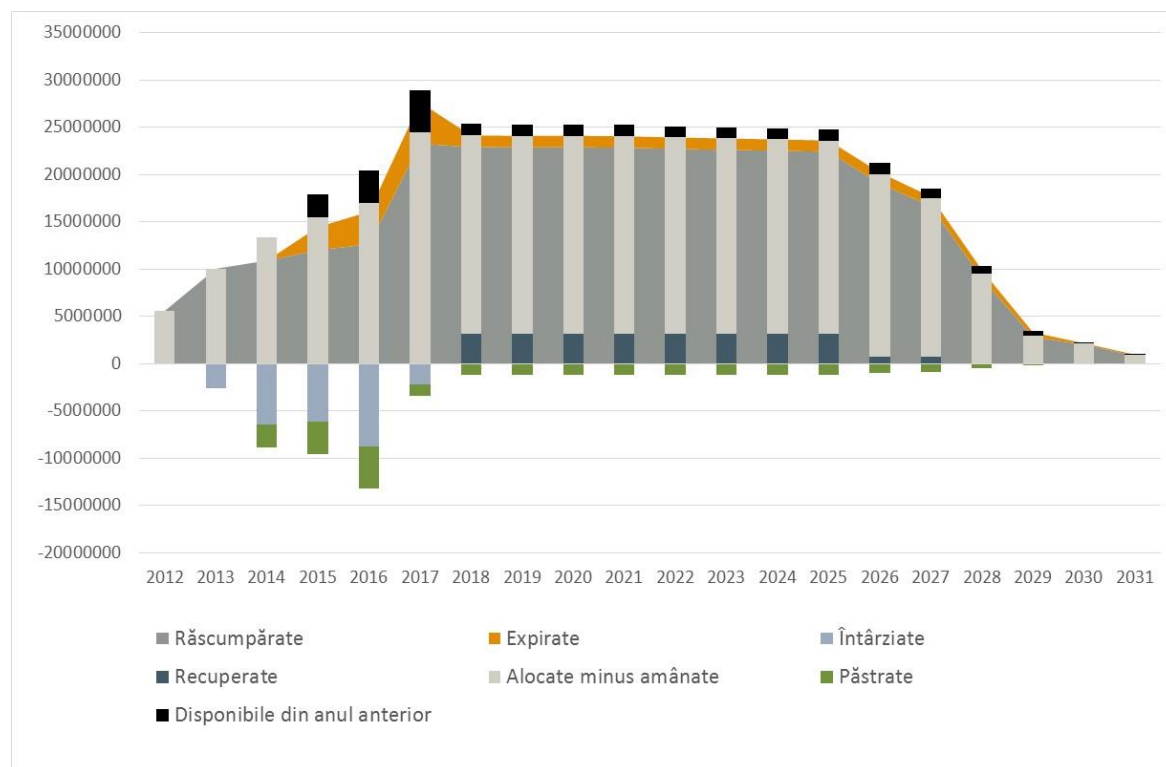
	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Central						
Centrale eoliene	3,5	3,6	3,4	3,2	4,1	-
Hidrocentrale noi	4,4	5,2	5,8	-	7,1	-
CHP pe bază de biomasă	3,1	2,9	2,8	3,2	3,9	4,8
Centrale solare fotovoltaice	4,6	5,3	7,5	5,8	6,3	8,4

Sursă: ECA

6.4.2 Modificarea prețului minim și încetinirea reintroducerii în scenariul cu cotă obligatorie orientată

Repetăm exercițiul în scenariul cu „cotă obligatorie orientată”, ajustând prețul minim și prelungind rata de introducere până în 2026 pentru centralele eoliene și hidrocentrale, și până în 2028 pentru centralele solare. Cazul cu un preț minim de 20 EUR/CV este arătat în Figura 38 (și prezentat tabelar în Tabel 27). Comparativ cu rezultatul din secțiunea 6.3.2, observăm un profil al pieței CV mai omogen, cu o „inflație” mai redusă a CV între 2017 și 2020.

Figura 38 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”



Sursă: ECA

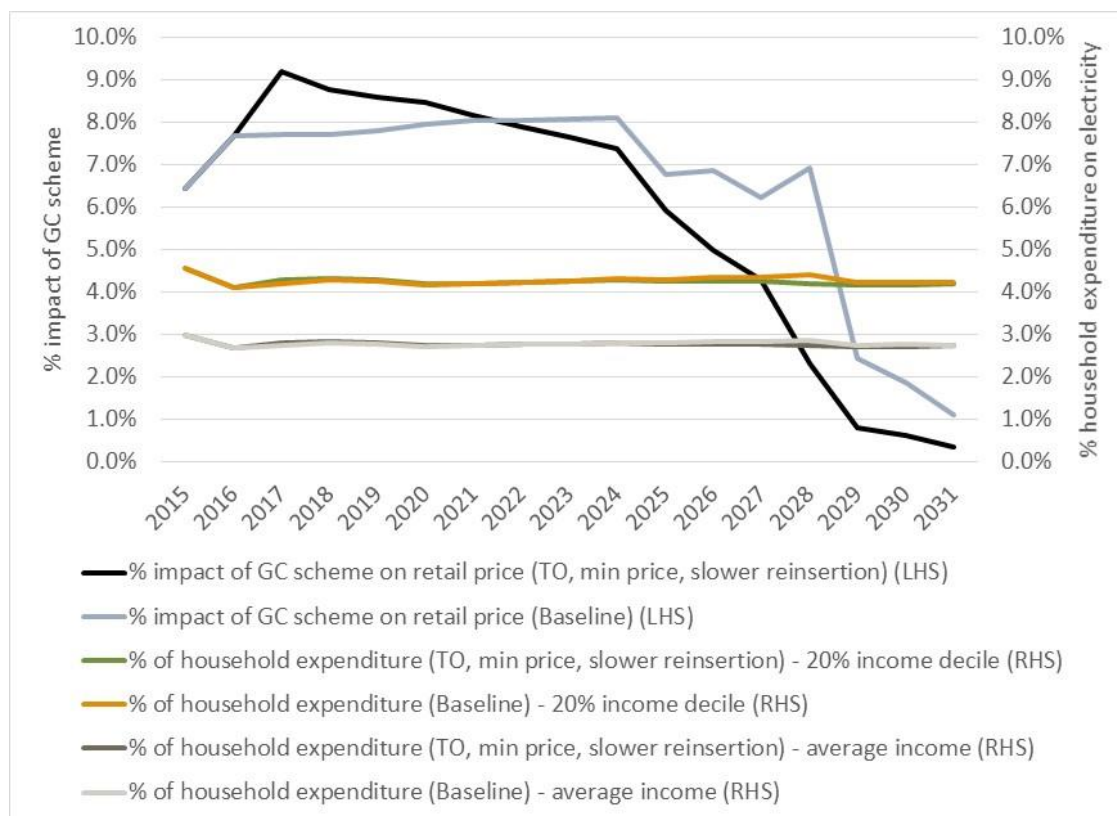
Tabel 27 Profilul previzionat al pieței de CV cu preț minim fixat manual și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	23,3	22,9	22,9	22,9	22,8	22,7	22,6	22,6	22,5	19,0	16,7	9,0	3,1	2,4	1,4
Expirate	3,4	4,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	0,9	0,5	0,2	0,1
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	0,9	0,5	0,2	0,1	0,1
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	0,9	0,5	0,2	0,1

Sursă: ECA

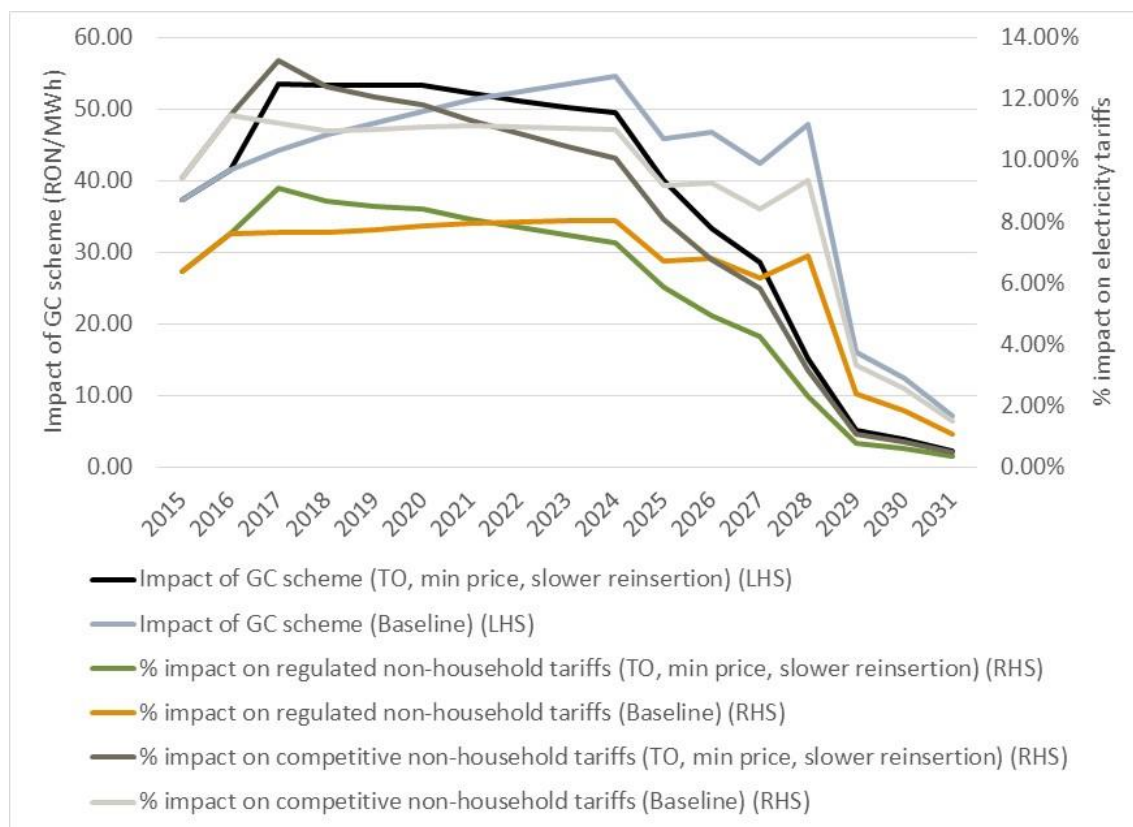
Impactul asupra consumatorilor va fi totuși mai mare decât rezultatul de referință în primii ani, înainte de a scădea sub acesta pentru marea parte a perioadei dintre 2021 și 2031, așa cum se observă în Figura 39 și Figura 40.

Figura 39 Impactul asupra consumatorilor casnici cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate (COO)”



Sursă: ECA

Figura 40 Impactul asupra consumatorilor noncasnici cu preț minim redus și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate (COO)”



Sursă: ECA

Această abordare determină de asemenea profituri mai mici pentru centralele de energie din SRE (Tabel 28), care au o mai bună posibilitate de a-și răscumpăra CV de-a lungul perioadei, și beneficiază de o rată de reintroducere prelungită, dar care sunt afectate de prețul mai scăzut fără a putea beneficia de creșterile rapide ale prețurilor care s-ar fi produs în alte condiții. Observăm că profiturile pentru centralele eoliene și pe biomasă scad cu mult sub 4%.

Tabel 28 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) cu preț minim fixat manual și reintroducere prelungită conform „cotei obligatorii orientate”

	RIR mediu (%) pentru capacitatea centralelor care folosesc SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Prețuri minime și estimate fixate manual (cu valori medii)						
Centrale eoliene	3,5	3,6	3,3	2,9	3,7	-
Hidrocentrale noi	4,5	5,2	5,6	-	6,6	-
CHP pe bază de biomasă	3,2	2,9	2,3	2,2	2,4	3,0
Centrale solare fotovoltaice	4,7	5,2	7,2	5,4	5,7	7,6

Sursă: ECA

Pentru a da un indiciu referitor la sensibilitatea rezultatelor de mai sus la prețul minim ales și la nivelul surplusului anticipat încorporate în metodologia de fixare a cotei obligatorii orientate, am

efectuat analiza de mai sus atât pentru un surplus orientat de 5%, cât și pentru unul de 10%, pentru următoarele cazuri:

- o Un preț minim nominal fixat la 27 EUR/CV (în EUR 2015) și un preț maxim nominal fixat la 55 EUR/CV (în EUR 2015), fără indexare;
- o Un preț minim de 24 EUR/CV, indexat în funcție de inflația monedei euro începând din 2017;
- o Un preț minim de 35 EUR/CV, indexat în funcție de inflația monedei euro începând din 2017;

Impactul asupra consumatorilor în diferitele cazuri este arătat în Tabel 29, în timp ce impactul asupra producătorilor de E-SRE este furnizat în Tabel 30. Impactul asupra consumatorilor noncasnici urmează aceleași evoluții relative, comparativ cu impactul asupra consumatorilor, ca și în celelalte scenarii prezentate mai sus.

Tabel 29 Impactul asupra facturilor consumatorilor (%) cu reintroducere prelungită și varierea prețului minim și surplus conform „cotei obligatorii orientate”

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 5%																
Fără indexare	7,7	12,0	11,4	11,0	10,6	10,1	9,6	9,2	8,7	6,9	5,7	4,8	2,6	0,9	0,6	0,4
Min. 24 EUR/CV	7,7	10,8	10,3	10,1	10,0	9,6	9,3	9,0	8,7	7,0	5,9	5,1	2,8	0,9	0,7	0,4
Min. 35 EUR/CV	7,7	15,1	14,4	14,1	13,9	13,5	13,0	12,6	12,2	9,9	8,4	7,3	4,0	1,4	1,0	0,6
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 10%																
Fără indexare	7,7	11,4	10,8	10,4	10,1	9,6	9,1	8,7	8,3	6,6	5,4	4,6	2,4	0,8	0,6	0,3
Min. 24 EUR/CV	7,7	10,3	9,9	9,7	9,5	9,2	8,9	8,6	8,3	6,7	5,6	4,8	2,6	0,9	0,7	0,4
Min. 35 EUR/CV	7,7	14,4	13,7	13,5	13,3	12,8	12,4	12,1	11,7	9,5	8,0	6,9	3,8	1,3	1,0	0,6

Sursă: ECA

Tabel 30 RIR modificate estimate ale producătorului de E-SRE (în termeni reali)

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 5%						
Fără indexare						
Centrale eoliene	3,8	4,0	3,7	3,3	4,0	-
Hidrocentrale noi	4,9	5,7	6,1	-	7,0	-
CHP pe bază de biomasă	3,9	3,7	3,4	3,5	3,8	4,4
Centrale solare fotovoltaice	5,3	5,8	7,9	5,9	6,3	8,2

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Preț minim de 24 EUR/CV din 2017						
Centrale eoliene	3,8	3,9	3,6	3,2	4,0	-
Hidrocentrale noi	4,8	5,6	6,0	-	7,0	-
CHP pe bază de biomasă	3,7	3,5	3,2	3,3	3,6	4,3
Centrale solare fotovoltaice	5,2	5,7	7,8	5,8	6,2	8,1
Preț minim de 35 EUR/CV din 2017						
Centrale eoliene	4,4	4,6	4,5	3,8	4,7	-
Hidrocentrale noi	5,7	6,5	7,1	-	8,0	-
CHP pe bază de biomasă	5,0	5,0	5,2	5,4	5,9	6,7
Centrale solare fotovoltaice	6,3	6,9	9,1	6,9	7,3	9,4
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 10%						
Fără indexare						
Centrale eoliene	3,8	3,9	3,6	3,2	3,9	-
Hidrocentrale noi	4,8	5,5	6,0	-	6,9	-
CHP pe bază de biomasă	3,7	3,5	3,2	3,1	3,4	4,0
Centrale solare fotovoltaice	5,2	5,7	7,7	5,7	6,1	8,0
Preț minim de 24 EUR/CV						
Centrale eoliene	3,7	3,8	3,5	3,1	3,9	-
Hidrocentrale noi	4,7	5,5	5,9	-	6,8	-
CHP pe bază de biomasă	3,6	3,3	3,0	2,9	3,2	3,9
Centrale solare fotovoltaice	5,0	5,6	7,6	5,7	6,0	7,9
Preț minim de 35 EUR/CV						
Centrale eoliene	4,3	4,5	4,4	3,7	4,6	-
Hidrocentrale noi	5,5	6,3	6,9	-	7,8	-
CHP pe bază de biomasă	4,8	4,8	4,9	5,1	5,5	6,3
Centrale solare fotovoltaice	6,1	6,7	8,9	6,7	7,1	9,1

Sursă: ECA

6.5 Variația în regulile de păstrare

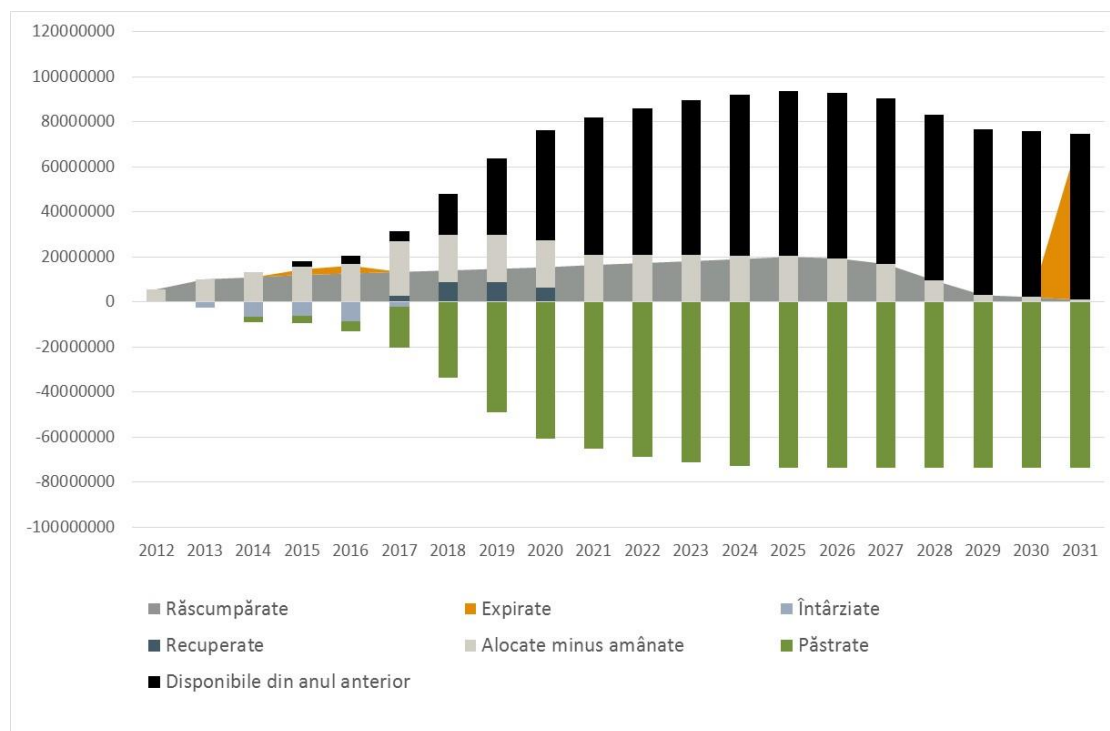
Bazele economice ale perioadelor de valabilitate ale certificatelor și posibilitatea de păstrare a certificatelor au fost descrise în secțiunea 2.1.4. Discuția a evidențiat că păstrarea certificatelor este atractivă numai dacă oferta și cererea sunt rezonabil de echilibrate. În această secțiune investigăm efectul permisiunii de a păstra certificatele pe termen nelimitat (respectiv anularea termenului de valabilitate a CV înainte de încheierea întregului sistem în 2031) în fiecare metodologie actuală de fixare a cotei obligatorii și scenariu cu „cota obligatorie orientată”. Rețineți că „cota obligatorie statică” prezentată în secțiunea 6.1.2 a permis de asemenea păstrarea certificatelor pe termen nelimitat întrucât este o politică necesară pentru ca această metodologie să poată funcționa.

6.5.1 Păstrarea certificatelor pe termen nelimitat cu metodologia de fixare a cotei obligatorii actuală

În cazul de referință (cu valori medii) ilustrat în secțiunea 5.3, oferta excedentară de CV durează până în 2027, urmând ca, până în acel an, prețul să rămână la nivelul minim. Rezultatul este că o minoritate semnificativă de CV rămân nevândute și expiră în următorul an, întrucât le expiră termenul de valabilitate. Chiar atunci când se previzionează ca oferta excedentară să dispară începând din 2027, metodologia curentă de fixare a cotelor obligatorii limitează numărul de CV care trebuie răscumpărate de furnizori la nivelul numărului emis, drept care nu se anticipează apariția unui deficit. În acești ani însă limita este exact egală cu numărul anticipat de CV care trebuie emis și nu permite nicio marjă de nesiguranță. Drept urmare, prețul este previzionat să atingă valoarea maximă începând din 2028, odată ce excedentul de CV din 2026 a expirat pe parcursul lui 2027.

Permișiunea ca CV să fie păstrate pe o perioadă nelimitată va facilita păstrarea unui număr suficient de CV în primii ani pentru a împinge prețul la nivelul minim pentru întreaga perioadă de până în 2031. Profilul previzionat rezultat al CV este prezentat în Figura 41 (prezentat tabelar în Tabel 31). După cum se poate vedea, oferta excedentară mare de CV ajunge într-un punct în care depășește cu mult obligația, înainte ca acestea să expire nevândute în ultimul an al sistemului.

Figura 41 Piața CV cu valabilitate nelimitată conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

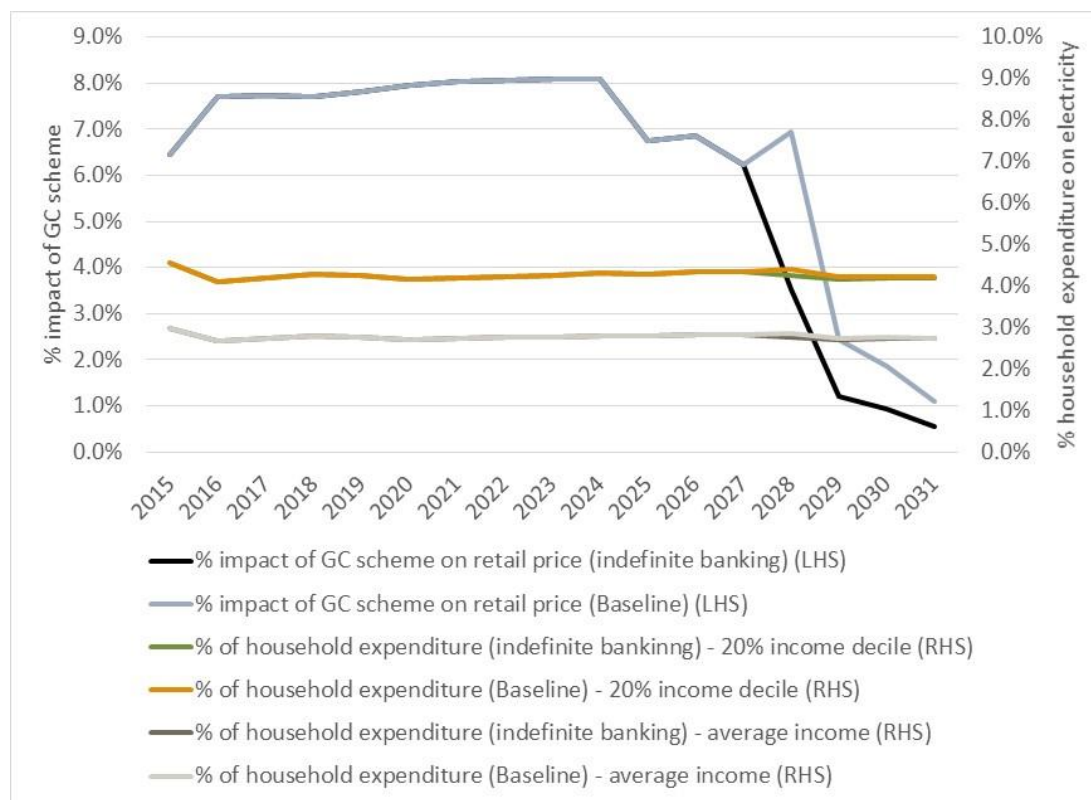
Tabel 31 Piața CV cu valabilitate nelimitată conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,3	15,8	16,4	17,0	17,6	18,2	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Expirate	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	85,7
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	18,3	34,5	50,2	63,0	68,6	73,6	78,0	81,6	84,6	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7
Disponibil din anul anterior	3,4	4,4	18,3	34,5	50,2	63,0	68,6	73,6	78,0	81,6	84,6	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7

Sursă: ECA

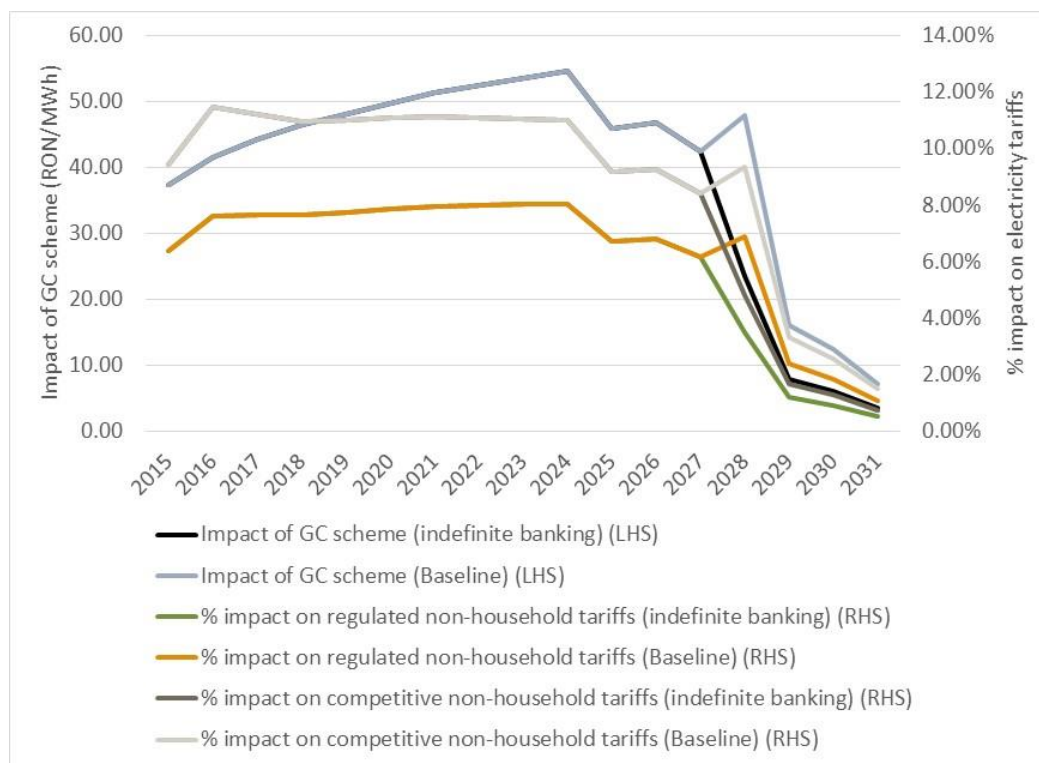
Așa cum reiese din Figura 42 și Figura 43, impactul asupra consumatorilor rămâne același ca și în cazul de referință (cu valori medii) până în 2025, când efectul păstrării certificatelor pe timp nelimitat va face ca prețurile să rămână la nivelul minim reglementat (spre deosebire de cazul de referință, unde oferta deficitară face ca prețurile CV să crească începând cu această dată), reducând în general costurile sistemului.

Figura 42 Impactul asupra consumatorilor casnici în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Figura 43 Impactul asupra consumatorilor noncasnici în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii



Sursă: ECA

Impactul corespunzător pentru producătorii de E-SRE este, însă, că venitul lor se va diminua în acești ultimi ani determinând o scădere a RIRM față de valoarea din cazul de referință (cu valori medii), așa cum se indică în Tabelul 32. Impactul este cu atât mai mare cu cât proiectul este construit mai târziu, întrucât eligibilitatea proiectelor anterioare pentru sistemul de promovare prin CV începe să înceteze din 2027.

Tabelul 32 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (în termeni reali) în condițiile valabilității nelimitate conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii

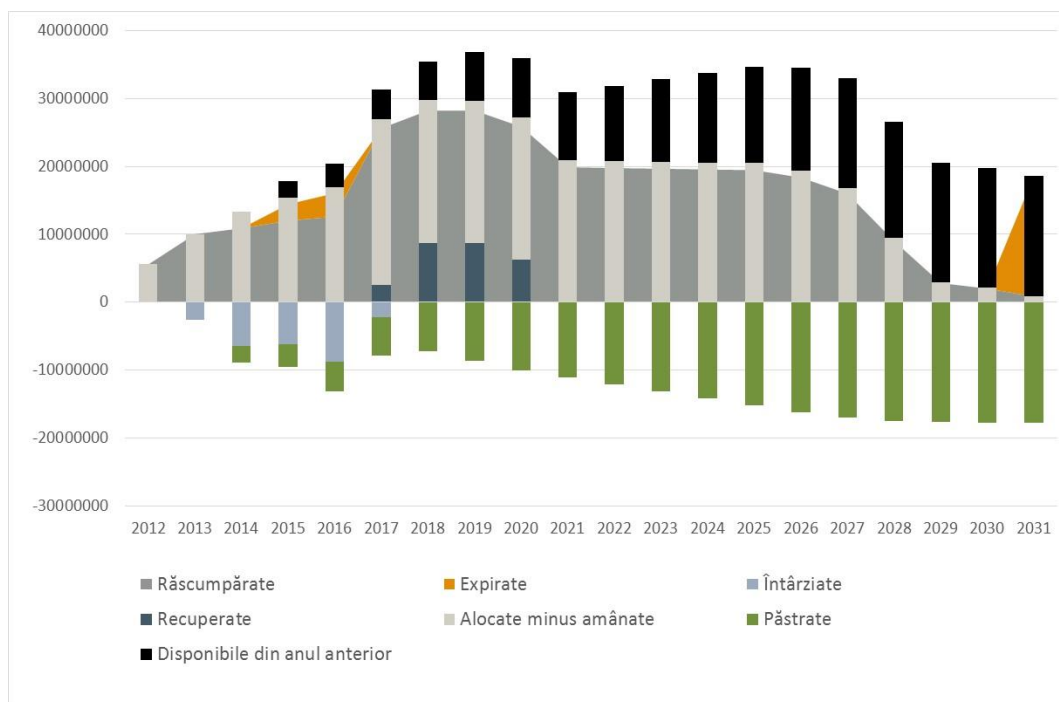
	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Medie						
Centrale eoliene	3,7	3,8	3,5	3,0	3,6	-
Hidrocentrale noi	4,7	5,4	5,7	-	6,4	-
CHP pe bază de biomasă	3,4	3,0	2,3	2,0	1,8	2,1
Centrale solare fotovoltaice	5,0	5,4	7,3	5,3	5,5	7,1

Sursă: ECA

6.5.2 Păstrarea certificatelor pe timp nelimitat în scenariul „cotă obligatorie orientată”

Acordarea unei valabilități nelimitate pentru CV în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată”, fără a aduce alte modificări, are un efect similar celui conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii descrise mai sus în sensul că surplusul anual se acumulează (Figura 44, Tabel 33), însă nu în aceeași măsură. Acesta este rezultatul faptului că cota obligatorie a fost concepută în așa fel încât să aibă la bază prețul minim. Apare aceeași „inflație” în impactul asupra prețurilor pentru consumatori ca și în secțiunea 6.1.1.

Figura 44 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” cu surplus



Sursă: ECA

Tabel 33 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” cu surplus

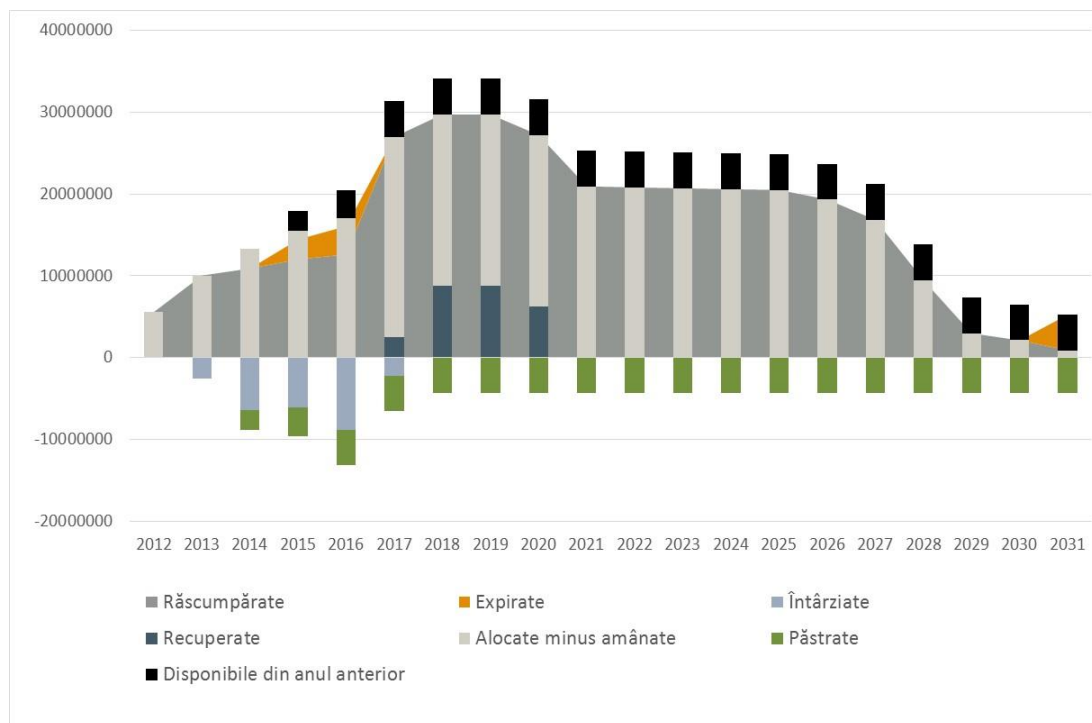
	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Răscumpărate	12,6	25,6	28,2	28,2	25,9	19,9	19,8	19,7	19,6	19,5	18,4	16,0	9,0	3,1	2,4	1,4
Expirate	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,9
Întârziate	8,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recuperate	0,0	2,5	8,7	8,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alocate minus amânate	17,0	24,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	19,3	16,8	9,5	3,2	2,5	1,5
Păstrate	4,4	5,8	7,3	8,7	10,1	11,1	12,2	13,2	14,3	15,3	16,2	17,1	17,6	17,7	17,8	17,9
Disponibile din anul anterior	3,4	4,4	5,8	7,3	8,7	10,1	11,1	12,2	13,2	14,3	15,3	16,2	17,1	17,6	17,7	17,8

Sursă: ECA

În scenariul în care CV au valabilitate nelimitată, odată ce a fost generat un surplus rezonabil, este posibil să nu mai fie necesară vizarea unui astfel de surplus pentru a menține prețurile la nivelul minim, întrucât furnizorii vor putea apela la o rezervă de urgență și acest lucru va fi suficient pentru a reduce prețurile. Figura 45 arată același profil al pieței de CV, fără niciun surplus, și fără să țină cont de posibilele efecte ale incertitudinii de pe piață (vezi secțiunea 6.5.3 de mai jos). Întrucât în condițiile acestui scenariu, CV din 2016 păstrate beneficiază și de valabilitate nelimitată, oferta excedentară din

acel an este suficientă pentru a reduce prețurile la nivelul minim pe toată perioada de timp a sistemului.

Figura 45 Piața de CV cu valabilitate nelimitată în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată” și fără surplus



Sursă: ECA

Impactul asupra consumatorilor și producătorilor de E-SRE nu se modifică în condițiile acestui scenariu care folosește un mic surplus, însă este ușor mai ridicat în ambele cazuri (cost mai ridicat pentru consumatori, profit mai mare pentru producătorii de E-SRE), decât în condițiile scenariului fără surplus, pur și simplu ca rezultat al cotei obligatorii fiind ușor mai ridicate.

6.5.3 Efectul incertitudinii asupra ofertei și cererii de CV

Evaluarea de mai sus pornește de la ipoteza unor previziuni perfecte, neținând cont de posibilitatea ca consumul unui comerciant cu amănuntul să fie subestimat sau supraestimat pentru anul respectiv, sau de incertitudinea legată de nivelul producției de E-SRE și ca urmare de disponibilitatea CV.

Conform metodologiei actuale, ambii factori sunt revizuiți ex-post în anul următor pentru a calcula cota obligatorie reală de CV impusă comercianților cu amănuntul, urmându-se nivelul estimat calculat ex-ante în anul anterior. Limita asupra E-SRE, care poate beneficia de pe urma sistemului de promovare calculat ex-ante, este valabilă ex-post în cazul în care volumul real de E-SRE se dovedește a depăși limita. Mai mult, comercianților cu amănuntul li se cere să achiziționeze CV în regim trimestrial la o rată care reprezintă cel puțin 90% din cota estimată, înmulțită cu consumul real din acel trimestru.

Drept urmare, conform metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii, în anii în care producția de E-SRE se dovedește mai mare decât cea preconizată, și ca urmare nu a fost implementată nicio limită (întrucât obiectivul național nu a fost îndeplinit pentru anul anterior), cota obligatorie impusă comercianților cu amănuntul va crește și ea. Dimpotrivă, dacă producția de E-SRE scade, atunci cota obligatorie scade și ea. Dacă ar avea informații perfecte, comercianții cu amănuntul nu s-ar vedea puși în situația de a achiziționa CV în plus (făcând curba cererii verticală) sau de a vâna fără rost un număr

prea mic de CV pentru anii de subproducție. Obligația lor reală va fi întotdeauna ajustată în funcție de condițiile realizate pe piață ex-post, în timp ce obiectivele trimestriale au la bază cota obligatorie estimată care poate asigura o marjă suficientă pentru a sub-achiziționa dacă devine clar că producția de E-SRE a scăzut.

Un comerciant cu amănuntul va avea totuși incertitudini legate de volumul real al E-SRE care va fi produs și de nivelul atribuibil lui de consum final de energie electrică. Deși am ținut cont de acest lucru pornind de la premisa unei pante abrupte în curba cererii, nu am inclus la calcularea RIRM niciun fel de venituri rezultate din supra-achiziționare. În condițiile în care valabilitatea nelimitată și păstrarea certificatelor pe termen nelimitat sunt permise, comercianții cu amănuntul care dețin o rezervă de CV vor putea gestiona incertitudinile discutate mai sus și limita nevoia de supra-achiziție. La rândul său, acest lucru va determina scăderea profiturilor producătorilor de E-SRE.

Această evaluare este de asemenea valabilă pentru toți anii în condițiile scenariului „cotă obligatorie orientată”, întrucât acesta ar presupune eliminarea calculului limitei de E-SRE.

6.6 Variația în exceptarea consumului de energie electrică al industriei grele

Varierea volumului consumului de energie electrică exceptat de la sistemul de promovare prin CV presupune o altă analiză de sensibilitate. Exceptarea actuală a fost asigurată pentru mai multe industrii energo-intensive.¹² Pentru 2016, volumul de energie electrică exceptată este de 7,5 TWh. Vom explora impactul creșterii sau scăderii acestei exceptări cu 1.000 GWh, respectiv cu +/- 13,4%, de-a lungul întregii perioade a sistemului de promovare prin CV, până în momentul fixat pentru expirarea exceptării în 2025.

Impactul se va face simțit în tarifele finale, întrucât modificarea volumului de consum de energie electrică exceptat va modifica felul în care costul sistemului de promovare prin CV este distribuit în rândul consumatorilor. Creșterea numărului de exceptări înseamnă că consumatorii trebuie să suporte o proporție mai mare a costului.

Impactul modificării exceptării cu +/- 1.000 GWh asupra costului CV pe unitate de energie electrică consumată va fi relativ mic. În cazul în care alți 1.000 GWh de consum de energie electrică al industriei grele vor fi exceptați, tarifele (atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru consumatorii noncasnici rămași neexceptați) vor crește cu circa 3% pe parcursul perioadei de exceptare. O scădere de 1.000 GWh a consumului exceptat va determina o reducere a tarifelor consumatorilor casnici de circa 3%. Acest rezultat se menține atât în condițiile metodologiei actuale de fixare a cotei obligatorii, cât și a scenariului cu „cotă obligatorie orientată”.

6.7 Efectul regulilor de echilibrare și a limitării pe bază de notificare

Centralele pe bază de SRE intermitente sunt afectate și de limitarea plății în funcție de energia notificată, precum și de designul mai larg al pieței de echilibrare care penalizează toate dezechilibrele față de nivelul notificat, indiferent dacă această dezechilibrare este în direcția sistemului în ansamblu sau nu. Așa cum s-a menționat anterior, producătorii de energie eoliană și solară sunt cei mai afectați de această problemă, cu toate că aproximativ jumătate din centralele solare se află sub pragul necesar

¹² <http://www.romania-insider.com/companies-romania-exempted-from-paying-green-certificates/>

pentru a fi desemnate ca „unități dispecerizabile“, fiind astfel scutite atât de limita asupra volumelor notificate, cât și de responsabilitățile de echilibrare.

Am estimat impactul scoaterii plafonului pentru acordarea de CV în funcție de energia notificată, pornind în schimb de la premisa acordării de CV în funcție de energia livrată. Efectul asupra centralelor eoliene este în mod nesurprinzător mai pronunțat, cu o creștere a RIRM estimate în jur de 0,2%, comparativ cu 0,1% pentru centralele solare.

Deși nu constituie o propunere de politică în cadrul acestei însărcinări, modelul ilustrează de asemenea impactul în cazul adoptării unei piețe de echilibrare cu preț unic, în care o centrală care este în dezechilibru în direcția opusă sistemului în ansamblu, beneficiază fie prin primirea prețului de deficit pentru energia excedentară, fie prin plata prețului de surplus pentru energia deficitară. Într-un astfel de caz estimăm că centralele eoliene, în medie, vor cunoaște o îmbunătățire de circa 0,6% a RIRM, în timp ce centralele solare vor cunoaște o îmbunătățire de circa 0,2% (aceasta este o valoare medie pentru toate centralele solare – centralele eoliene desemnate ca unități dispecerizabile vor cunoaște un câștig proporțional mai mare).

7 Rezumat și concluzii

7.1 Rezumat

Acest studiu este un studiu detaliat care încearcă să combine un set multidimensional de variabile într-un întreg coerent. Implementarea inițială a sistemului de promovare prin CV a stimulat investiția în surse regenerabile dincolo de orice așteptări, cauzând un exces semnificativ de certificate pe piață, și ridicând totodată costul pentru consumatori dincolo de orice așteptări.

Măsurile de corectare ale politicilor implementate până în prezent urmează două căi:

- o **Limitarea plăților către producători.** Sunt incluse aici măsuri pentru:
 - o a reduce numărul de certificate acordate pe MWh;
 - o amânarea acordării (permisiunii de tranzacționare a) unora dintre certificate;
 - o reducerea MWh eligibili pentru primirea de certificate prin acordarea acestora nu pe baza energiei contorizate (livrate), ci pe baza energiei contorizate sau a energiei contractate, în funcție de care este mai mică;
 - o scurtarea vieții certificatelor la 12 luni de la alocare; și
 - o închiderea sistemului pentru noii operatori.
- o **Limitarea costului pentru consumatori.** Acestea au inclus:
 - o calcularea numărului de certificate care pot fi susținute de consumatori pe baza fixării costului de ansamblu al susținerii la o creștere proporțională cu cererea consumatorilor; și
 - o Reducerea ratei impozitului plătit de utilizatorii energo-intensivi eligibili (deși această măsură a redistribuit doar costul între categoriile de consumatori).

ECA a fost rugată să analizeze aceste instrumente de politică și să modeleze efectul acestora, și de asemenea să dezvolte scenarii privind modul în care acestea ar putea fi aplicate în formă modificată. Ca urmare, ECA a produs un model care reproduce instrumentele de politică în condițiile în care numărul de certificate de emis este fix (fără proiecte noi și cu un profil definit al expirării viitoare a proiectelor dezvoltate - majoritatea proiectelor au dreptul să primească certificate în funcție de MWh generați pentru o perioadă de 15 ani, ceea ce înseamnă că orizontul temporal pentru analiză este 2031). Alte variabile au trebuit să fie prognozate, și anume:

- o Cererea de energie electrică – pe măsură ce cererea crește, consumatorii pot susține mai multe certificate la orice cost definit pentru MWh consumați;
- o Prețul cu ridicata al energiei electrice – producătorii vând energie electrică cu ridicata și câștigă beneficii verzi prin vânzări de certificate; în consecință, prețurile cu ridicata le afectează ratele interne de rentabilitate modificată (RIRM).

Rezultatele modelului au fost:

- o Fluxurile de venit ale producătorilor conform fiecărui scenariu și prognoze privind prețurile cu ridicata, rezultând:
 - o fluxuri de numerar; și
 - o ratele interne de rentabilitate modificată; și
- o accesibilitatea pentru consumatori, pe categorie de consumatori, conform acestor scenarii și prognozelor privind cererea.

Rezultatele arată impactul prognozelor privind prețurile cu ridicata asupra profiturilor producătorilor însă, întrucât efectele acestor prețuri sunt exogene opțiunilor de politică, ne-am bazat analizele scenariilor pe prognoza centrală.

7.2 Scenarii de combinații de politici

Prezentăm în continuare concluziile cheie ale analizelor pentru fiecare scenariu sau combinație de scenarii:

- o **Varierea cotei de CV:**
 - o O cotă obligatorie orientată uniformizează piața CV, însă cauzează creșteri rapide ale impactului asupra consumatorilor prin plata pentru ritmul de răscumpărare mai ridicat a CV anterior amânate de la tranzacționare în momentul introducerii lor pe piață.
 - o O cotă obligatorie statică cu păstrarea certificatelor pe termen nelimitat cauzează păstrarea a numeroase certificate și un ritm de răscumpărare uniform, care prelungește de asemenea impactul asupra consumatorilor până după încheierea actualmente preconizată a sistemului.
- o **Varierea ratei de reintroducere:**
 - o Aceasta stabilizează fluxurile de numerar pentru centralele de energie din SRE, îndeosebi conform metodologiei de fixare a cotei obligatorii orientate, și contribuie la stabilizarea profilului CV și astfel a impactului asupra consumatorilor. Ea reduce de asemenea ușor RIRM producătorilor, care se confruntă cu o amânare în câștigarea de venituri CV.
- o **Varierea prețurilor plafon și prag:**
 - o Scăderea prețului minim și varierea prețului estimat al CV ca răspuns la creșterile accentuate ale prețurilor anticipate contribuie la stabilizarea profilului pieței de CV, și poate reduce impactul asupra consumatorilor, însă toate acestea pe cheltuiala centralelor de energie din SRE ale căror venituri sunt eliminate ca urmare a faptului că nu sunt în măsură să beneficieze de creșterile rapide ale prețurilor de pe piață ca reacție a neîndeplinirii cotelor obligatorii.
 - o În anii rămași într-o situație de surplus, o scădere a prețului minim nu reduce veniturile medii ale unei centrale de energie din SRE, întrucât impactul cumulat permis rămâne același, și astfel se pot vinde mai multe CV pentru a compensa.

Aceasta contribuie la diminuarea impactului potențial inegal asupra producătorilor de energie din SRE ca urmare a faptului că, conform metodologiei actuale, unei mici ponderi a producției din SRE i se permite să beneficieze de sistemul de promovare.

o **Varierea în fixarea prețurilor prag și rata de reintroducere:**

- o Aceasta combină avantajele stabilizatoare ale coborârii prețului prag și varierii ratei de reintroducere, care echilibrează de asemenea avantajele pentru consumatori de coborâre a prețului prag (pe cheltuiala centralelor de energie din SRE după încheierea situației de surplus) cu avantajele pentru centralele de energie din SRE de variere a ratei de reintroducere (pe cheltuiala consumatorilor în anii ulteriori).

Această politică este în foarte mare măsură o politică de compromis, distribuind costul politicii între producători, prin prețul scăzut al certificatelor vândute, și consumatori, care trebuie să plătească prețuri mai ridicate pentru o perioadă mai lungă.

o **Variația în regulile de păstrare:**

- o Acordarea unei perioade nelimitate de păstrare a certificatelor avantajează consumatorii care nu sunt afectați de creșterile rapide ale prețurilor, însă în cele din urmă afectează negativ centralele de energie din SRE care, întrucât oferta de CV este prea mare pentru cota obligatorie, se văd nevoite să păstreze numeroase CV până la expirarea acestora la sfârșitul sistemului de promovare.
- o Cu toate acestea, implementarea unei „cote obligatorii orientate” (care ar putea fi stabilizată de-a lungul perioadei de timp ca și în cazul scenariului cu „cu cotă obligatorie statică”) ar limita numărul de CV care expiră la sfârșitul sistemului de promovare și stabiliza impactul mai ridicat asupra consumatorilor.

Sunt posibile și alte combinații de politici.

7.3 Concluzii

Sistemul de promovare prin CV a început cu o plată probabil prea generoasă pentru producători, având la bază așteptări privind RIR mari, la care s-au adăugat probabil așteptări privind prețuri mai mari pe piața cu ridicata. Aceasta a dus la așteptări mari de partea producătorilor și la investiții rapide. În mod inevitabil, costul a fost suportat de consumatori.

Ajustările ulterioare ale politicilor în vederea reducerii impactului asupra consumatorilor au avut un efect negativ asupra fluxurilor de numerar ale producătorilor, cu un efect advers adițional, respectiv nevandabilitatea multor certificate, ca urmare a faptului că cererea a scăzut mai rapid decât oferta.

Sub raportul măsurilor de politică, aceasta înseamnă punerea în opoziție a așteptărilor rezonabile ale producătorilor și a așteptărilor rezonabile privind costurile ale consumatorilor. Fluxurile de numerar negative cu care s-au confruntat producătorii, în general, în ultimii ani (care sunt împărțite inegal, unii producători confruntându-se cu o cotă disproporționată de CV nevândute, și ca urmare cu un venit mult mai mic decât alții) vor trebui aproape sigur să fie îmbunătățite în măsura în care au fost instituite modificări ale politicilor împotriva așteptărilor lor rezonabile, însă acest lucru poate fi făcut numai pe cheltuiala consumatorilor (sau a contribuabililor).

Cele mai probabile combinații de politici vor îmbunătăți fluxurile de numerar pentru producători, însă în condițiile unor profituri reduse comparativ cu așteptările inițiale; pentru consumatori ele vor însemna amânarea plăților pentru anii ulteriori. Obținerea unor fluxuri de numerar pozitive, însă constante, necesită o combinație a măririi cotei cu fie amânarea de la tranzacționare a certificatelor (prin amânarea tranzacționării acestora), fie păstrarea voluntară a certificatelor prin extinderea perioadei de tranzacționare a acestora. Metodologia „cotei obligatorii orientate” în combinație cu reintroducerea prelungită a CV amânate indică că fluxuri de numerar pozitive sunt aproape atinse din 2017 sau 2018 pentru toate grupele tehnologie și an de acreditare cu excepția centralelor eoliene acreditate în 2014 și 2015 (care dețin sub 12% din capacitatea eoliană). Chiar și acest caz însă necesită o creștere substanțială a impactului sistemului de promovare prin CV ca o proporție a facturilor consumatorilor, atingând un nivel record de peste 11% în 2017, în timp ce RIRM reale pentru multe grupe de tehnologie-an rămân sub 4,5%.

În cazul în care un astfel de impact asupra consumatorilor va fi considerat inacceptabil, s-ar putea adopta o abordare similară, însă cu un preț minim redus al certificatelor adăugat la combinație. Aceasta ar reduce însă și mai mult profiturile și ar prelungi riscul fluxurilor de numerar negative (impactul este mai puțin oneros conform abordării „fără indexare” a reducerii prețului minim, întrucât acesta are un efect maxim în anii ulteriori, după încheierea obligațiilor de serviciu al datoriilor. Deficitul de finanțare înregistrat poate apoi necesita luarea în considerare a unor măsuri financiare care nu țin de designul sistemului de promovare prin CV (de ex. securitizare sau plata parțială prin impozitare generală).

Rezultatele cheie ale celor patru scenarii care reflectă potențialele combinații de politici discutate mai sus sunt prezentate mai jos.

Tabel 34 Impactul asupra facturilor consumatorilor (%) a scenariilor de combinații de politici selectate

	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 5% și reintroducere prelungită (fără modificarea nivelului prețurilor)																
Impact %.	7,7	13,0	12,4	12,1	12,0	11,6	11,2	10,8	10,5	8,5	7,1	6,2	3,4	1,1	0,9	0,5
Metodologia de fixare a cotei actuale cu reintroducere prelungită și fără indexarea prețurilor minime și maxime																
Impact %.	7,7	7,1	7,6	7,7	7,8	7,9	7,9	8,0	8,0	6,6	6,0	9,8	5,4	1,8	1,4	0,8
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 10%, reintroducere prelungită și fără indexare																
Impact %.	7,7	11,4	10,8	10,4	10,1	9,6	9,1	8,7	8,3	6,6	5,4	4,6	2,4	0,8	0,6	0,3
Cotă obligatorie statică cu termen de valabilitate nelimitat																
Impact %.	7,7	10,4	10,1	9,9	9,8	9,4	9,2	8,9	8,6	7,0	6,8	6,7	6,6	6,4	6,3	6,2

Sursă: ECA

Tabel 35 RIR modificate estimate ale producătorilor de E-SRE (termeni reali) pentru scenarii de combinații de politici selectate

	RIR modificată medie (%) pentru capacitatea de E-SRE, pe an de acreditare					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 5% și reintroducere prelungită (fără modificarea nivelului prețurilor)						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,3	6,0	6,6	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,4	4,3	4,3	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,3	8,5	6,4	6,8	8,8
Metodologia de fixare a cotei actuale cu reintroducere prelungită și fără indexarea prețurilor minime și maxime						
Centrale eoliene	3,5	3,6	3,4	3,2	4,1	-
Hidrocentrale noi	4,4	5,2	5,8	-	7,1	-
CHP pe bază de biomasă	3,1	2,9	2,8	3,2	3,9	4,8
Centrale solare fotovoltaice	4,6	5,3	7,5	5,8	6,3	8,4
Cotă obligatorie orientată cu surplus de 10%, reintroducere prelungită și fără indexare						
Centrale eoliene	3,8	3,9	3,6	3,2	3,9	-
Hidrocentrale noi	4,8	5,5	6,0	-	6,9	-
CHP pe bază de biomasă	3,7	3,5	3,2	3,1	3,4	4,0
Centrale solare fotovoltaice	5,2	5,7	7,7	5,7	6,1	8,0
Cotă obligatorie statică cu termen de valabilitate nelimitat						
Centrale eoliene	4,1	4,3	4,1	3,5	4,3	-
Hidrocentrale noi	5,2	6,0	6,5	-	7,5	-
CHP pe bază de biomasă	4,2	4,1	4,1	4,4	4,9	5,6
Centrale solare fotovoltaice	5,7	6,2	8,4	6,3	6,7	8,7

Sursă: ECA

ANEXE

A1 Date de intrare folosite în cadrul analizei

Tabel 36 Date economice și demografice generale

PIB caz central (miliarde)¹³	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	662	666	690	710	740	767	792	818	844	872	890	908	927
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	947	962	977	992	1.008	1.024	1.040	1.056	1.073	1.090	1.107	1.125	1.142
PIB caz cu valori scăzute (miliarde)¹³	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	662	666	690	710	733	752	769	786	804	822	831	840	849
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	859	863	868	873	879	884	889	894	899	904	909	915	920
PIB caz cu valori ridicate (miliarde)¹³	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	662	666	690	710	747	782	815	850	886	923	952	981	1.011
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	1.043	1.070	1.097	1.125	1.154	1.184	1.215	1.246	1.278	1.311	1.345	1.380	1.415
Populație (milioane)¹⁴	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	-	-	-	19,91	19,87	19,82	19,78	19,73	19,69	19,62	19,55	19,48	19,41
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	19,35	19,28	19,21	19,14	19,07	19,00	18,95	18,90	18,84	18,79	18,73	18,68	18,62
Rata inflației din zona euro	Constantă 1,8%												
Rata inflației din SUA	Constantă 2,0%												
Rata de schimb euro/dolar¹⁵	Constantă 0,901												
Rata de schimb leu/euro¹⁶	Constantă 4,5												

¹³ Date de la Eurostat folosite pentru 2011-2015, Perspectiva economică globală a FMI folosită pentru 2016-2021. Pentru 2022 și ulterior, am folosit cifrele privind consumul de energie electrică și intensitatea energetică din Scenariul de referință al CE pentru anii 2025 și 2030 pentru a calcula o cifră a PIB și am folosit acele cifre pentru a extrapola din cifra FMI pentru 2021.

¹⁴ Previziunile Eurostat pentru 2015, 2020, și 2030, presupunând o tendință liniară între aceste puncte de date.

¹⁵ S-a folosit rata medie pentru 2015 (sursă: OANDA) și s-a presupus că aceasta va rămâne constantă de-a lungul perioadei de timp.

Tabel 37 Date privind prețul energiei și combustibilului

Proгноза privind prețul gazului – prețul european de import (2015 EUR/MWh) ¹⁷	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	14,4	14,3	14,9	15,8	16,3	17,1	17,8	18,5	19,5	20,4	20,4
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Previziuni privind prețul țițeiului (USD/baril) ¹⁸	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	43,0	53,2	59,9	62,7	65,6	68,6	71,9	75,3	78,8	82,6	86,0
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	89,4	92,8	96,2	99,6	103,0	106,4	109,8	113,2	116,6	120,0	123,4
Prețul european de import al cărbunelui (2015, USD/t) ¹⁹	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	47,5	59,6	71,7	83,8	95,9	96,7	97,5	98,3	99,1	100,0	100,8
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	101,6	102,4	103,2	104,0	104,8	105,6	106,4	107,2	108,1	108,9	110,0

¹⁷ S-au folosit contracte la termen lunare de la ICE pentru Virtual Trading Point TTF Olanda pentru perioada 2010-2016. S-au folosit Perspectivele pieței de produse de bază ale Băncii Mondiale pentru perioada 2015-2025. Prețul menținut la nivelul din 2025 pentru 2026 și ulterior, reflectând disocierea dintre prețurile la gaz și cele la petrol.

¹⁸ Banca Mondială, Perspectivele pieței de produse de bază, iulie 2016. Serie de date extinse până după 2025 prin extrapolarea tendinței din 2020 – 2025.

¹⁹ 2013 – 2016 folosește contractele la termen lunare pentru regiunea Amsterdam, Rotterdam și Antwerpen. Anii ulteriori folosesc prețurile din Perspectivele pieței de produse de bază ale Băncii Mondiale iulie 2016 pentru Newcastle, Australia, cu aplicarea unei presupuse marje de transport de 8 USD/t.

Tabel 38 Date privind cererea de energie

Consumul final de energie electrică (TWh) ²⁰ - cazul central													
Rezidențial	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	12,0	11,9	11,9	12,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,3	12,5	12,6	12,7
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	12,9	13,1	13,4	13,6	13,8	14,1	14,3	14,5	14,8	15,0	15,2	15,4	15,6
Transport	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Terțiar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	8,7	8,8	9,1	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,7	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	11,7	11,9
Industrie energo-intensivă	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	15,9	14,3	15,2	15,3	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,7	15,9	16,0	16,2
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	16,4	16,7	17,0	17,3	17,6	17,9	18,2	18,5	18,8	19,1	19,4	19,6	19,8
Alte sectoare industriale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	8,8	9,1	9,5	9,6	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,9	10,0	10,1	10,2
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,6	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5

²⁰ Date privind consumul de energie luate din Bilanțurile energetice ale României din 2011 – 2014, așa cum au fost raportate de Eurostat. Aceste cifre sunt folosite pentru a calcula cota procentuală a fiecărui sector din consumul final de energie electrică (inclusiv industriile energo-intensive exceptate de la sistemul de promovare prin CV). Procentele pentru 2014 au fost păstrate pentru fiecare an ulterior. Consumul final brut de energie electrică și consumul final de energie sunt luate din cifrele furnizate de ANRE pentru 2015. Anii ulteriori au la bază PIB și creșterea populației.

Tabel 39 Capacitate, generare și costurile energiei electrice produse din SRE

Tehnologii SRE după capacitate (MW) ²¹						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centrale eoliene	822	1.797	2.593	2.809	2.936	2.936
Micro-hidrocentrale	378	427	531	311	326	326
Centrale pe biomasă ²²	25	29	66	100	106	206
Centrale solare	1	46	1.159	1.230	1.267	1.367
Factori de capacitate SRE presupuși ²³						
Centrale eoliene			0,25			
Micro-hidrocentrale			0,28			
Centrale pe biomasă			0,78			
Centrale solare			0,16			
Costuri presupuse ale investițiilor în SRE – CAPEX (EUR k/MW)						
	2011 ²⁴	2012	2013	2014	2015	2016 ²⁴
Centrale eoliene	1.547	1.480	1.462	1.495	1.328	1.336
Micro-hidrocentrale	2.607	2.370	2.222	2.046	1.748	1.586
Centrale pe biomasă	3.509	3.420	3.086	3.022	2.908	2.709
Centrale solare	1.943	1.870	1.344	1.250	1.198	888
Costuri presupuse ale investițiilor în SRE – Fixe OPEX (EUR/MW)						
Centrale eoliene	30.500	31.000	29.000	28.000	30.000	28.500
Micro-hidrocentrale	82.000	79.000	34.000	26.000	28.000	-
Centrale pe biomasă	66.500	85.000	108.000	134.000	145.000	169.500
Centrale solare	28.500	26.000	23.000	25.000	18.000	17.500
Costuri presupuse ale investițiilor în SRE – Variabile OPEX (EUR/MWh)						
Centrale eoliene	11	11	10	10	11	10,5
Micro-hidrocentrale	23	23	10	10	10	10

²¹ Rețineți că capacitatea începând din 2016 se menține constantă minus tehnologiile SRE presupuse a-și înceta activitatea după 20 de ani de funcționare.

²² Include cogenerare, gaz de depozit/epurare și culturi.

²³ Folosind cifrele medii din analiza de supracompensare pentru 2012-15. Cifrele reale din analiza de supracompensare folosite pentru 2012-15.

²⁴ Tendință liniară a cifrelor din analiza de supracompensare pentru 2012-15, menținute constante după 2016.

Centrale pe biomasă	67	62	80	80	70	79
Centrale solare	20	17	10	10	5	5

A2 Prețurile EEX și românești pentru ziua următoare

Tabel 40 Prețurile EEX și OPCOM medii pentru ziua următoare pe an

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Prețul românesc pentru ziua următoare (EUR/MWh)	36,44	52,13	48,80	35,34	34,66	36,42
Prețul EEX pentru ziua următoare (EUR/MWh)	44,13	50,72	42,75	37,61	32,64	31,61
Diferență	-7,69	1,41	6,05	-2,27	2,02	4,81

Sursă: EEX, OPCOM.