

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

VOORSTEL (BRUGEL-VOORSTEL-20240417-34)

betreffende de evolutie van het ondersteuningssysteem voor
de productie van hernieuwbare energie in het Brussels
Hoofdstedelijk Gewest

Opgesteld op basis van artikel 30bis § 2, 2° van de
ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van
de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

17 april 2024

Inhoudsopgave

1	Juridische grondslag.....	3
2	Inleiding.....	4
3	Huidig ondersteuningssysteem	5
3.1	Economisch rendement van fotovoltaïsche installaties.....	5
3.2	Maatschappelijke kosten.....	7
3.3	Aandachtspunten bij de ontwikkeling van het ondersteuningssysteem	8
4	Steunsystemen in de andere Gewesten.....	10
4.1	In Vlaanderen.....	10
4.2	In Wallonië.....	11
4.3	Belangrijkste steunsystemen in andere landen.....	11
4.4	Europees wetgevingskader	13
5	Steun via een investeringspremie	14
5.1	Sterke punten	14
5.2	Zwakke punten.....	15
5.3	Voorbeeld van een premie die een ETVT van 7 jaar beoogt.....	16
5.4	Voorbeeld van een premie die een ETVT van 10 jaar beoogt.....	18
5.5	Vergelijking van de maatschappelijke kosten.....	18
6	Productiesteun.....	19
6.1	Sterke punten	19
6.2	Zwakke punten.....	20
6.3	Voorbeeld van steun voor de vaste productie ETVT van 7 jaar	22
6.4	Voorbeeld van een vast productietarief ETVT van 10 jaar.....	23
6.5	Vergelijking van de maatschappelijke kosten.....	25
7	Steun via een variabel injectietarief.....	26
7.1	Sterke punten	26
7.2	Zwakke punten.....	26
7.3	Voorbeeld van een variabel injectietarief ETVT 7 jaar	27
7.4	Voorbeeld van een variabel injectietarief ETVT van 10 jaar.....	28
7.5	Vergelijking van de maatschappelijke kosten.....	28
8	Vergelijking van de verschillende steunsystemen	29
9	Voorstel van BRUGEL	30
9.1	Natuurlijke personen: premie.....	30
9.2	Rechtspersonen: automatische terugkoop van GSC tegen een vaste prijs	31
9.3	BIPV.....	32
9.4	Andere technologieën	32
9.5	Overgang.....	32
10	Conclusies.....	34

I Juridische grondslag

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bepaalt in haar artikel 30bis, § 2, ingevoegd door artikel 56 van de ordonnantie van 14 december 2006, wat volgt:

'... BRUGEL wordt bekleed met een opdracht tot verlening van advies aan de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene opdracht van toezicht op en controle van de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met volgende opdrachten:

...

2° op eigen initiatief of op vraag van de minister of de regering, het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen betreffende de elektriciteits- en gasmarkt;

... '

Dit voorstel kwam er op initiatief van BRUGEL en is deels een antwoord op een vraag van de minister.

2 Inleiding

De algemene doelstelling van dit voorstel is om de mogelijke ontwikkelingspistes van het ondersteuningssysteem voor hernieuwbare energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest toe te lichten.

Het ligt in het verlengde van het door BRUGEL uitgebrachte voorstel 33 betreffende de vereenvoudiging van het verkoopproces van groenestroomcertificaten voor de producenten van groene stroom. Het voorstel is gebaseerd op dezelfde werkgroep, die bestaat uit talrijke actoren uit de sector, waaronder het kabinet van de minister van Energie, Leefmilieu Brussel, Sibelga, Brusol, Edora, Elia, Eneco, Energie Commune, Engie, FEBEG, Luminus, Mega, Test Aankoop, Total Energies en Watt Matters.

De methodologie die werd gebruikt om deze WG te leiden, was niet specifiek gericht op het streven naar een gezamenlijk voorstel van de verschillende leden van de WG. Het doel van BRUGEL was namelijk om de commentaren en opmerkingen van de verschillende leden van de WG te kunnen verzamelen als input voor haar voorstel. Het is dus belangrijk te onthouden dat BRUGEL verantwoordelijk blijft voor dit voorstel.

Het doel van de ontwikkeling van het ondersteuningssysteem is om de zaken te vereenvoudigen voor de verschillende spelers die betrokken zijn bij het huidige mechanisme en om de totale maatschappelijke kosten te verminderen door zich te inspireren op modellen die elders worden gebruikt. Dit alles zonder de doelstellingen uit het oog te verliezen die de Regering zich heeft gesteld met betrekking tot productie van hernieuwbare energie tegen 2030.

Het voorstel van BRUGEL spitst zich toe op de fotovoltaïsche energie, aangezien dit de meest ondersteunde technologie is. Historisch gezien heeft de warmtekrachtkoppeling op aardgas ook aanzienlijke steun gekregen dankzij het systeem van groenestroomcertificaten. Er werd echter beslist om hier op 1 januari 2025 een einde aan te maken. Alleen warmtekrachtkoppelingen op basis van niet-fossiele brandstoffen zullen in de toekomst nog worden ondersteund. De steun voor dit type van productie blijft momenteel beperkt. Het is belangrijk om ervoor te zorgen dat dit type van installatie kan profiteren van het voorgestelde nieuwe ondersteuningssysteem. Wij wijzen erop dat windenergie in Brussel momenteel zo goed als onbestaande is.

In hoofdstuk 3 van dit rapport wordt het huidige ondersteuningssysteem geanalyseerd in termen van de opbrengstvoet voor de projectbeheerders en de maatschappelijke kosten. Er wordt ook dieper ingegaan op de oorsprong van de financiering van het ondersteuningssysteem.

In hoofdstuk 4 wordt een kort overzicht van de bestaande ondersteuningssystemen gegeven, zowel in de andere gewesten van België als in andere landen. De context en de evolutie van het Europese wetgevingskader waarmee rekening moet worden gehouden bij een nieuw ondersteuningssysteem, komen er ook in aan bod.

In hoofdstukken 5 tot 7 wordt onderzocht of het mogelijk is om 3 ondersteuningssystemen te ontwikkelen:

- een investeringspremie
- een productiesteun (vast productietarief of terugkoop van GSC tegen een vaste prijs)
- een variabel injectietarief

Voor elk van deze systemen wordt een analyse van de 'sterke en zwakke punten' uitgevoerd, samen met een raming van de budgettaire impact.

Hoofdstuk 8 bevat een kwalitatieve vergelijking van de drie geanalyseerde ondersteuningssystemen.

Op basis van de lessen die uit de vorige hoofdstukken werden getrokken, stelt BRUGEL ten slotte haar standpunt voor en formuleert ze haar voorstel in hoofdstuk 9.

3 Huidig ondersteuningssysteem

In dit hoofdstuk wordt het huidige ondersteuningssysteem voor hernieuwbare energie geanalyseerd vanuit het oogpunt van het economische rendement en de bijbehorende maatschappelijke kosten. De oorsprong van de financiering ervan wordt ook besproken en de ontwikkelingsdoelstellingen van de sector komen ook aan bod.

3.1 Economisch rendement van fotovoltaïsche installaties

Het economische rendement heeft altijd centraal gestaan bij de ontwikkeling van fotovoltaïsche installaties. Sinds 2007 hebben steunmaatregelen, zoals premies, belastingverminderingen en groenestroomcertificaten ervoor gezorgd dat de terugverdientijd veel korter is dan de levensduur van de uitrusting.

In de volgende punten wordt het economische rendement van FV-installaties geanalyseerd op basis van een ondersteuningssysteem met een eenvoudige terugverdientijd (ETVT) van 7 jaar (het huidige systeem), een ETVT van 10 jaar en zonder ondersteuningssysteem.

3.1.1 Eenvoudige terugverdientijd van 7 jaar

Op dit moment bepaalt het wettelijke kader¹ dat fotovoltaïsche installaties in 7 jaar zijn terugverdiend, terwijl vandaag wordt erkend dat zonnepanelen een levensduur van minstens 25 jaar hebben. In het huidige kader worden groenestroomcertificaten toegekend voor een periode van 10 jaar. De projectbeheerder krijgt zodoende 3 jaar extra steun na het bereiken van de ETVT van 7 jaar.

De onderstaande tabel bevat de parameters die worden gebruikt voor alle in dit document vermelde analyses. De gebruikte methodologie is die van het laatste voorstel² tot aanpassing van de steunniveaus van BRUGEL van september 2023.

	Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Parameters	Jaarlijkse productiviteit	MWh/kWp	0,85				
	Evolutie jaarlijkse productie	%/jaar	- 0,70%				
	Eigen verbruik	%	37%	43%			
	Investeringskosten	€/kWp	1.746	1.623	1.064	842	756
	Investeringsmeerkosten	%	0%	0%	2,50%	2,50%	5%
	Prijs zelf verbruikte elektriciteit	€/MWh	390	309	219	176	151
	Prijs geïnjecteerde elektriciteit	€/MWh	80	70			
	Kosten O&M	%/jaar	2,50%				
	Inflatie prijs elek en kosten O&M	%/jaar	3,4% in 2024 daarna 2%				
	Prijs GSC	€/GSC	70				
Resultaten	Steunniveau	GSC/MWh	2,055	1,953	1,016	0,642	0,58
	Jaarlijkse steun (€ 70/GSC)	€/MWh	144	137	71	45	41
	Steun gedurende 10 jaar	€/kWp	1.180	1.125	580	371	335
	Kosten voor de gemeenschap (€ 100/GSC)	€/kWp	1.692	1.608	836	529	479
	GIR	%	5,24%	5,20%	5,58%	5,83%	5,83%
	IRR	%	11,96%	11,89%	12,56%	12,99%	13,00%

Tabel 1: Huidige steunniveaus en financiële waarde

¹ Besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 17 december 2015 betreffende de promotie van groene elektriciteit en energie uit hernieuwbare bronnen

² Voorstel 31 betreffende de vermenigvuldigingscoëfficiënt toegepast op fotovoltaïsche installaties - Analyse van de economische parameters <https://www.brugel.brussels/documents/proposals/rechercher>

Tabel 1 toont ook het huidige steunniveau op het vlak van de groenestroomcertificaten, in financiële termen (ervan uitgaande dat een GSC wordt verkocht aan gemiddeld 70 euro), de totale waarde per kWp van deze steun over 10 jaar en de maatschappelijke kosten. Die laatste houdt rekening met een prijs van 100 euro per GSC, de prijs waartegen het groenestroomcertificaat momenteel door bepaalde leveranciers wordt geherfactureerd.

3.1.2 Eenvoudige terugverdientijd van 10 jaar

BRUGEL wenst de aandacht van de Regering te vestigen op de kwestie van de keuze om de opbrengstvoet in 7 jaar te garanderen en vraagt zich af of een dergelijke steun wel relevant is voor een technologie die haar waarde bewezen heeft en een levensduur van minstens 25 jaar heeft.

De andere Gewesten van het land, zoals geanalyseerd in hoofdstuk 4, baseren hun steunbeleid op een eenvoudige terugverdientijd van 10 jaar.

Het toepassen van een steundrempel met een ETVT van 10 jaar zou de facto het einde betekenen van de steun voor installaties >100 kWp, aangezien hun eenvoudige terugverdientijd minder dan 10 jaar bedraagt zonder steun (zie 3.1.3).

Tabel 2 werd opgesteld met dezelfde parameters als die van

	Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Parameters	Jaarlijkse productiviteit	MWh/kWp	0,85				
	Evolutie jaarlijkse productie	%/jaar	- 0,70%				
	Eigen verbruik	%	37%	43%			
	Investeringskosten	€/kWp	1.746	1.623	1.064	842	756
	Investeringsmeerkosten	%	0%	0%	2,50%	2,50%	5%
	Prijs zelf verbruikte elektriciteit	€/MWh	390	309	219	176	151
	Prijs geïnjecteerde elektriciteit	€/MWh	80	70			
	Kosten O&M	%/jaar	2,50%				
	Inflatie prijs elek en kosten O&M	%/jaar	3,4% in 2024 daarna 2%				
	Prijs GSC	€/GSC	70				
Resultaten	Steunniveau	GSC/MWh	2,055	1,953	1,016	0,642	0,58
	Jaarlijkse steun (€ 70/GSC)	€/MWh	144	137	71	45	41
	Steun gedurende 10 jaar	€/kWp	1.180	1.125	580	371	335
	Kosten voor de gemeenschap (€ 100/GSC)	€/kWp	1.692	1.608	836	529	479
	GIR	%	5,24%	5,20%	5,58%	5,83%	5,83%
	IRR	%	11,96%	11,89%	12,56%	12,99%	13,00%

Tabel 1. Er wordt een sterke verlaging van de steun en de maatschappelijke kosten voor alle energiecategorieën vastgesteld, variërend van - 60% tot - 81%.

Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]
Steunniveau	GSC/MWh	0,74	0,73	0,19
Jaarlijkse steun (€ 70/GSC)	€/MWh	52	51	13
Steun gedurende 10 jaar	€/kWp	427	421	110
Kosten voor de gemeenschap (€ 100/GSC)	€/kWp	610	601	157

Tabel 2: Steunniveau met GSC in geval van een terugverdientijd van 10 jaar

3.1.3 Eenvoudige terugverdientijd zonder steun

In de onderstaande tabel wordt nagegaan wat de eenvoudige terugverdientijd voor fotovoltaïsche installaties zou zijn zonder een steunstelsel in functie van het percentage eigen gebruik.

De derde regel (percentage eigen verbruik van 43% voor systemen > 5 kWp en 37% voor systemen < 5 kWp) komt overeen met de waarden van het eigen verbruik op basis waarvan de momenteel geldende vermenigvuldigingscoëfficiënt wordt berekend.

Het toont zowel een terugverdientijd van minder dan 10 jaar voor de grote installaties (> 100 kWp) als een maximale ETVT van 13,3 jaar voor de kleine installaties.

Tijdens de werkgroep werd de vraag gesteld of er behoefte is aan een ondersteuning voor grote systemen. Sommige spelers hebben hun bezorgdheid geuit met het argument dat deze steun nodig is om leningen bij banken te krijgen. Anderen lieten weten dat de steun niet langer nodig was.

Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Eigen verbruik 100%	Jaren	5,7	6,8	6,4	6,3	6,7
Eigen verbruik 66%	Jaren	8,1	9,6	8,6	8	8,3
Eigen verbruik 37% - 43%	Jaren	13,0	13,3	11,0	9,9	9,9
Eigen verbruik 0%	Jaren	> 25	> 25	25	17,5	15,3

Tabel 3: Eenvoudige terugverdientijd in functie van het percentage eigen verbruik

In het geval van een volledig eigenverbruik (100%) variëren de terugverdientijden tussen 5,7 en 6,8 jaar, d.w.z. minder dan de 7 jaar die in het besluit is vastgelegd. Een project op een gebouw met een hoog constant verbruik is daarom altijd rendabel zonder extra steun.

Omgekeerd is een FV-installatie voor pure injectie (0% eigen verbruik) en volgens de huidige parameters niet rendabel, behalve voor installaties boven 100 kWp, in welk geval de ETVT zeer hoog is.

Als het eigen verbruik boven het gemiddelde wordt verhoogd (bijvoorbeeld door belastingen te verschuiven, energie te delen of batterijen te installeren) om 2/3 eigen verbruik te realiseren, bedraagt de terugverdientijd ongeveer 8 tot 10 jaar.

Er moet op worden gewezen dat de gemiddelde percentages eigen verbruik die zijn gebruikt om de steunpercentages vast te stellen, dateren van een in 2018 uitgevoerde analyse over de gegevens van het park. Specifiek voor de installaties van meer dan 10 kWp zijn de percentages bijzonder laag in vergelijking met de waarden die de andere Gewesten van het land hanteren om hun ondersteuningssysteem te kalibreren. Vlaanderen neemt namelijk 60%³ voor zijn rekening en Wallonië 68,5%⁴. Bij deze percentages wordt de behoefte aan extra financiële steun om de opbrengstvoet te garanderen twijfelachtig.

3.2 Maatschappelijke kosten

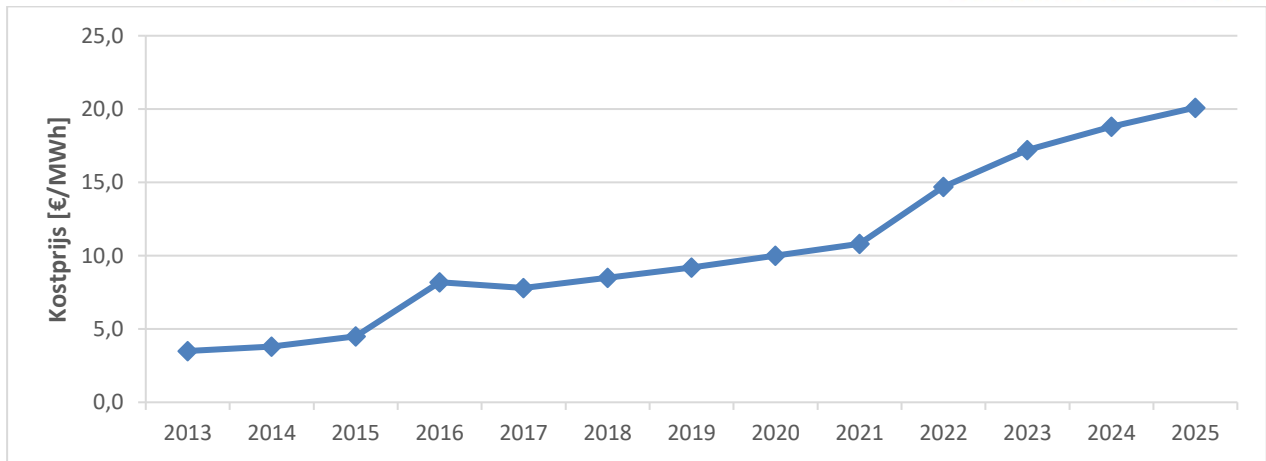
Het systeem van groenestroomcertificaten dat wordt toegekend aan bestaande fotovoltaïsche installaties, vertegenwoordigt een jaarlijkse kost voor de gemeenschap die de laatste jaren is gestegen tot 53 miljoen euro⁵ in 2022. Figuur 1 illustreert deze trend in €/MWh voor de consument.

Momenteel worden de kosten van het systeem van groenestroomcertificaten door alle elektriciteitsverbruikers gedragen, via hun elektriciteitsfactuur, en bedragen ze bijna 20 euro per MWh. De kosten in figuur 1 zijn gebaseerd op een FV-prijs die wordt doorberekend tegen de prijs van de boete (100 euro) per MWh.

³ Vlaams Energie Agentschap - Rapport 2020/1 - Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2020 - <https://www.vlaanderen.be/bouwen-wonen-en-energie/groene-energie/certificatensteun-voor-groene-energie-en-wkk/definitieve-evaluatierapporten-certificatensteun#definitieve-rapporten>

⁴ Waalse overheidsdienst - geldende economische coëfficiënten keCO voor de fotovoltaïsche sector van meer dan 10 Kw voor de periode van 1 juli tot en met 31 december 2023 - <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/keco-s2-2023-pv-sup-10-kw.pdf?ID=74277>

⁵ In 2022 zullen ongeveer 533.000 GSC zijn toegekend voor de productie van fotovoltaïsche groene stroom. Dit vertegenwoordigt 53 miljoen euro, rekening houdend met de herfactureringsprijs aan leveranciers (100 euro).



Figuur 1: Kosten van het systeem van GSC voor de consument (uittreksel uit het activiteitenverslag 2022⁶)

3.3 Aandachtspunten bij de ontwikkeling van het ondersteuningssysteem

3.3.1 Ontwikkelingsdoelstellingen van de hernieuwbare energie

De evolutie van het ondersteuningssysteem moet beantwoorden aan de doelstellingen van de regering voor de productie van hernieuwbare energie en moet de verdere ontwikkeling van de sector garanderen, terwijl moet worden getracht om de maatschappelijke kosten tot een minimum te beperken.

Op basis van het Lucht-Klimaat-Energieplan (LKEP) is het de bedoeling om tegen 2030 334 GWh/jaar aan hernieuwbare elektriciteit op te wekken met fotovoltaïsche energie. Het huidige park produceert ongeveer 227 GWh/jaar met zijn geïnstalleerde 272 MWp⁷. Dit betekent een jaarlijkse productiestijging van 15,1 GWh, of een markt van 18,1 MWp.

De doelstelling lijkt haalbaar wanneer men vaststelt dat het gemiddelde jaarlijkse vermogen de voorbije 5 jaar 35 MWp bedroeg (de resultaten voor 2023 zijn nog onvolledig).

Financiële steun is een van de belangrijkste instrumenten om deze doelstelling te bereiken, maar BRUGEL wil erop wijzen dat het niet de enige manier is. De invoering van een verplichting om hernieuwbare energie te integreren bij een ingrijpende renovatie of nieuwbouw zou ook een maatregel kunnen zijn om deze markt aan te moedigen. Artikel 15, § 4⁸ van de vorige versie van de Europese richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen voorzag hier al in. Deze maatregel lijkt echter nooit te zijn omgezet in het Brussels recht.

3.3.2 Oorsprong van de financiering

Momenteel wordt het ondersteuningssysteem gefinancierd door de kosten door te rekenen op de elektriciteitsrekening via de groenestroombijdrage. Bovendien worden de kosten van de GSC die ELIA tegen de gegarandeerde minimumprijs koopt, ook doorgerekend in het transmissietarief (wanneer er een saldo bestaat tussen de aankoop van GSC door ELIA en de doorverkoop ervan op de veiling).

⁶ Jaarverslag 2022 - Werking van de markt voor groenestroomcertificaten en garanties van oorsprong in 2022

⁷ Foto van 5 april 2024 van het vermogen van het fotovoltaïsche park eind 2023

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>

Sommige deelnemers van de werkgroep hebben erop gewezen dat het gebruik van de elektriciteitsfactuur alleen om de energietransitie te bevorderen geen optimale strategie is. De overgang bevordert namelijk een koolstofarme elektrificatie van het verbruik (promotie van warmtepompen, elektromobiliteit, enz.). Degenen die veel elektriciteit verbruiken, zouden dus het meest moeten bijdragen, ook al hebben ze de meeste inspanningen geleverd. Het zou verstandiger zijn om de financieringsbron van het steunmechanisme voor de productie van hernieuwbare elektriciteit te herzien.

Momenteel is het Energiefonds, dat onder meer bijdraagt aan het budget voor de Renolution-premies, gebaseerd op een toeslag die op de gas- en elektriciteitsfactuur wordt ingehouden. Deze toeslag zou kunnen worden verhoogd om de steun voor hernieuwbare energie op te nemen en opnieuw in evenwicht kunnen worden gebracht (waarbij de voorkeur wordt gegeven aan een inhouding op de gasfactuur eerder dan op de elektriciteitsfactuur).

Er zou echter een juridische analyse moeten worden uitgevoerd om na te gaan of deze optie haalbaar is, in het bijzonder met betrekking tot het verbod op kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten (§ 15 van artikel 9quinquies van de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest).

Als voor een dergelijke optie zou worden gekozen, zou ook een financiële analyse moeten worden uitgevoerd om de toeslag te kalibreren en de impact ervan op alle types van huishoudens in te schatten.

3.3.3 Overgang

Verschillende leden van de WG hebben de nadruk gelegd op de voorwaarden voor de overgang tussen het huidige systeem en de eventuele invoering van een nieuw ondersteuningssysteem.

De overgang moet transparant zijn en voldoende van tevoren worden aangekondigd om geen problemen met de deadlines te veroorzaken en de markt niet te vertragen.

De voorwaarden voor het naast elkaar bestaan van het nieuwe en oude systeem moeten ook worden onderzocht. Daarnaast moet elke vorm van terugwerkende kracht in alle gevallen worden vermeden.

Bij de overgang naar een nieuw systeem moet ook rekening worden gehouden met de gevolgen voor het quotamechanisme. Als het ondersteuningssysteem wordt gewijzigd, moeten de quota worden aangepast om ervoor te zorgen dat de markt van de GSC in evenwicht blijft.

4 Steunsystemen in de andere Gewesten

In dit hoofdstuk wordt geanalyseerd welke steunmaatregelen er bestaan in de andere Belgische Gewesten en in andere landen.

4.1 In Vlaanderen

4.1.1 Installaties met een vermogen van minder dan 10 kWp

Na de stopzetting van het systeem van groenestroomcertificaten voor nieuwe installaties in juli 2015 heeft Vlaanderen een investeringspremie ingevoerd, waarvan het bedrag jaarlijks wordt herzien.

In 2023 bedroeg deze premie 150 euro per kWp (300 euro per kWp in 2021-2022) voor de installaties met een maximumvermogen van 4 kWp, en 75 euro per extra kWp voor de installaties met een vermogen tussen 4 kWp en 6 kWp, tot een maximum van 750 euro. Deze premie is gelijk aan ongeveer 10% van de totale investering, naargelang van de marktprijzen. Daarnaast geldt er een toeslag van 20% voor de beschermde klanten.

De belangrijkste voorwaarden om te profiteren van deze premie zijn een geïsoleerd dak en de betrokkenheid van een RESCERT-gecertificeerde installateur.

Het is belangrijk om op te merken dat deze premie beschikbaar is voor zowel particulieren als ondernemingen.

In vergelijking met het Brusselse systeem komt deze premie overeen met een toekenningsgraad van 0,14 GSC/MWh voor een systeem van 5 kWp, wat neerkomt op 15 keer minder steun.

Sinds 2021 hebben meer dan 250.000 Vlaamse gezinnen zich dankzij deze premie met FV-installaties kunnen uitrusten (installaties < 10 kWp voor een totaal vermogen van 1,182 GW).

Tot slot moet worden opgemerkt dat de Vlaamse Regering heeft beslist om deze premie vanaf januari 2024 af te schaffen, omdat ze van mening is dat de terugverdientijd nu minder dan 10 jaar bedraagt zonder steun.

4.1.2 Installaties met een vermogen van meer dan of gelijk aan 10 kWp

Voor de grote installaties heeft Vlaanderen na de stopzetting van de groenestroomcertificaten in juli 2021 een systeem van offerteaanvragen ingevoerd ('Call Groene stroom') en voorziet het in een eenmalige premie na de indienstname (berekend in €/MWh op basis van de totale productie over 20 jaar). Voor elke offerteaanvraag is een budget beschikbaar. Voor 2023 was er een budget van 2,5 miljoen euro. Dit budget wordt in de eerste plaats toegekend aan projecten die de minste steun vragen.

In 2023 had de eerste offerteaanvraag betrekking op de woongebouwen en de energiegemeenschappen. Van de 31 aanvragen werden er 21 aanvaard voor een gemiddelde steun van 8,9 euro per MWh (met een minimum van 2,2 euro per MWh en een maximum van 17,6 euro per MWh).

De tweede offerteaanvraag had betrekking op de andere projecten. Van de 96 ingediende projecten werden er 84 geselecteerd voor een gemiddelde steun van 1,7 euro per MWh (met een minimum van 0,9 euro per MWh en een maximum van 7,8 euro per MWh).

In vergelijking met het Brusselse systeem komt deze steun neer op een toekenningsgraad tussen 0,05 en 0,25 GSC/MWh.

Tot slot moet worden opgemerkt dat de Vlaamse Regering ook heeft beslist om dit systeem van offerteaanvragen vanaf januari 2024 af te schaffen om dezelfde redenen als de afschaffing van de premie voor de kleine systemen. De sectorfederatie (PV-Vlaanderen) heeft ervoor gepleit om enkel de offerteaanvragen voor minder rendabele projecten (uitgezonderd daken) te behouden, maar de Vlaamse Regering is haar daarin niet gevolgd.

4.2 In Wallonië

4.2.1 Installaties met een vermogen van minder dan 10 kWp

Particulieren konden tot februari 2014 profiteren van groenestroomcertificaten en vervolgens tot 2018 van het Quali watt-premiesysteem. Vervolgens werd het compensatieprincipe (teruglopende teller) voornamelijk als ondersteuningsmaatregel gebruikt.

Vanaf 1 januari 2024 werd deze steun voor de nieuwe installaties afgeschaft. Als gevolg hiervan zullen er vanaf volgend jaar geen directe stimuleringsmaatregelen meer zijn.

4.2.2 Installaties met een vermogen van meer dan of gelijk aan 10 kWp

Fotovoltaïsche installaties met een vermogen van meer dan 10 kWp blijven groenestroomcertificaten ontvangen dankzij een reserveringssysteem op basis van een jaarlijkse enveloppe. De toekenningsgraad hangt af van de vermogenscategorie van de installatie en wordt elke zes maanden opnieuw berekend voor alle installaties om een interne-opbrengstvoet (IRR) van 7% te behalen.

Door de sterke stijging van de elektriciteitsprijzen krijgen nieuwe installaties sinds 2023 echter een toekenningsgraad van nul en ontvangen ze dus geen groenestroomcertificaten⁹.

4.3 Belangrijkste steunsystemen in andere landen

De volgende informatie is gebaseerd op het meest recente rapport van het IEA PVPS: 'Trends report in PV applications 2023'¹⁰.

Het is interessant om op te merken dat steeds minder landen gebruikmaken van het mechanisme van groenestroomcertificaten of vergelijkbare mechanismen die gekoppeld zijn aan quota voor groene stroom. Volgens het IEA-PVPS gebruiken in Europa alleen Noorwegen en Roemenië dit systeem nog. Zweden is het aan het uitfasen, omdat het relatief weinig wordt gebruikt. Deze trend weerspiegelt een verschuiving naar andere vormen van steun voor hernieuwbare energie in veel landen.

4.3.1 Injectietarief ('Feed-in-Tarif' of 'FiT')

Het ondersteuningssysteem op basis van het injectietarief is historisch gezien een van de meest gebruikte, vooral voor het residentiële segment. Hier is de lijst met landen die lid zijn van het IEA-PVPS en die het in 2022 gebruiken: Australië, Canada, China, Frankrijk, Duitsland, Japan, Portugal, Zwitserland en Thailand.

Het principe van dit systeem is eenvoudig: de overheid betaalt een vast bedrag per kWh elektriciteit dat in het net wordt geïnjecteerd voor een periode van meestal 10 tot 20 jaar. In sommige landen geldt deze vergoeding voor alle geproduceerde elektriciteit (geen eigen verbruik), terwijl ze in andere landen enkel van toepassing is voor overtollige elektriciteit, omdat ze eigen verbruik toestaan.

Het mechanisme kan gebaseerd zijn op een vast steuntarief of regelmatige herzieningsmechanismen integreren om surpluswinst van bestaande installaties te voorkomen. De regelmatige herziening van dit tarief betekent bijvoorbeeld dat de stimulansen kunnen worden aangepast aan de evolutie van de kosten en de technologie van hernieuwbare energiebronnen.

⁹ <https://energie.wallonie.be/fr/coefficient-keco-recalcule.html?IDC=10277&IDD=169592>

¹⁰ Rapport van het IEA PVPS: Trends in PV applications (2023) : https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2023/

4.3.2 De injectiepremie ('Feed-in-Premium' of 'FiP')

De injectiepremie is een variant van het injectietarief. In tegenstelling tot het klassieke injectietarief, waarbij de overheid een vast bedrag betaalt voor elke kilowattuur (kWh) die in het net wordt geïnjecteerd, bestaat de injectiepremie uit een bijkomende steun per kWh, die bovenop de wederverkoopprijs van de elektriciteit op de markt wordt betaald. Deze steun kan verschillende vormen aannemen, zoals vaste, degressieve of variabele tarieven, afhankelijk van het beleid dat in elk land van kracht is.

Zweden en Oostenrijk gebruiken dit mechanisme om de productie van hernieuwbare stroom aan te moedigen door producenten een premie bovenop de marktprijs aan te bieden.

4.3.3 Offerteaanvragen

De offerteaanvragen worden voornamelijk gebruikt om grootschalige installaties te stimuleren en landen, zoals Duitsland, Italië en Nederland, gebruiken dit systeem door de goedkoopste projecten te vergoeden in de vorm van een injectiepremie.

In meer dan 10 landen wordt het 'contract for difference' specifiek voor deze projecten gebruikt. Het garandeert een vaste prijs per geïnjecteerde kilowattuur (kWh). Als deze prijs hoger is dan de gemiddelde marktprijs per kWh, geeft de overheid het verschil in de vorm van een injectiepremie. Omgekeerd, als de prijs op de elektriciteitsmarkt hoger is dan de prijs in de offerteaanvraag, moeten de projectbeheerders het verschil terugbetalen. In 2022 gebeurde dit in Frankrijk door de explosie van de elektriciteitsprijzen op de markten.

Deze offerteaanvragen kunnen specifieke toegangsvoorwaarden bevatten, zoals de omvang van het project, het type van project (installaties op een gebouw, op de grond, agrivoltaïsche systemen, innovatieve projecten, enz.), of de lokale industrie bevorderen door voorwaarden te stellen met betrekking tot de ecologische voetafdruk, naast andere criteria.

4.3.4 Investeringspremies

Verschiedende landen maken gebruik van investeringspremies. Het gaat om een steunmechanisme dat bijzonder geschikt is voor fotovoltaïsche energie, gezien de kostenstructuur en het feit dat het grootste deel van de uitgaven gekoppeld is aan de initiële investering. De onderhoudskosten zijn immers over het algemeen laag en er zijn geen bijbehorende brandstofkosten, in tegenstelling tot andere energieproductietechnologieën. Deze premies nemen de vorm aan van financiële steun en belastingverminderingen die bedoeld zijn om investeringen aan te moedigen.

Het IEA PVPS heeft opgemerkt dat deze steun vaak een beperkte levensduur heeft en soms na verloop van tijd wordt aangepast. In het verleden was er een tendens om dit soort van steun te vervangen door complexere steunmechanismen, zoals injectietarieven. Het IEA PVPS heeft er echter ook op gewezen dat sommige landen deze premies opnieuw invoeren, waarbij ze worden gebruikt voor specifieke toepassingen of bepaalde doelgroepen.

Frankrijk reserveert deze premie bijvoorbeeld voor bouwprojecten die fotovoltaïsche installaties integreren (BIPV) en projecten met zelf verbruikte energie. In Zwitserland wordt de premie aangepast op basis van het vermogen, de oriëntatie, de helling en de hoogte van de installaties. Andere landen, zoals Oostenrijk, Finland, Japan en Noorwegen, evenals verschillende staten in de VS en Australië, bieden dit type van steun ook aan, voornamelijk gericht op de residentiële sector.

4.4 Europees wetgevingskader

Elke wijziging van het ondersteuningssysteem moet worden gezien in het licht van het Europese wetgevingskader. In oktober 2023 publiceerde de Raad van de Europese Unie een algemene oriëntatienota¹¹ over de hervorming van de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

In deze nota wordt uitgegaan van het voornemen om binnen 3 jaar het gebruik van het model van het tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen ('contract for difference' of 'CfD') verplicht te stellen voor alle overheidssteun aan nieuwe koolstofarme elektriciteitsproductie-installaties die niet-fossiele brandstoffen gebruiken.

De lidstaten kunnen voorzien in een vrijstelling voor 'kleine installaties' door te verwijzen naar Richtlijn 2018/2001 voor de vaststelling van de vermogensdrempels. In deze richtlijn is de gebruikte vermogensdrempel voor de offerteaanvragen vastgesteld op 1 MW en voor de rechtstreekse verkoop op 500 kW.

In het kader van de vergaderingen van de werkgroep die door BRUGEL wordt gecoördineerd, waren verschillende actoren van mening dat het door de Raad van de Europese Unie bepleite systeem ('contract for difference') in de eerste plaats bedoeld was voor grote fotovoltaïsche installaties op de grond en windturbines met een groot vermogen, en niet voor installaties in een stedelijke context.

BRUGEL is dan ook van mening dat de invoering van een ondersteuningssysteem dat verschilt van het 'contract for difference'-model gerechtvaardigd zou zijn als het van toepassing zou zijn op installaties met een vermogen onder een bepaalde drempel.

Er moet worden opgemerkt dat, na de recente aankondigingen van windturbineprojecten in Brussel, ervoor moet worden gezorgd dat er geen incompatibel systeem wordt geïnstalleerd.

In dat verband heeft BRUGEL voorgesteld dat de werkgroep verschillende soorten van steunmodellen analyseert:

- een investeringspremie
- productiesteun
- steun via een variabel injectietarief

Deze modellen worden in de volgende hoofdstukken geanalyseerd.

Er moet worden opgemerkt dat de overheid een juridische analyse moet uitvoeren om na te gaan of dit standpunt in overeenstemming is met de laatste versie van de Europese wetteksten voordat ze een nieuw ondersteuningssysteem invoert, en de verenigbaarheid ervan met de wetgeving inzake staatssteun moet controleren.

¹¹<https://www.consilium.europa.eu/nl/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/> en <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf>

5 Steun via een investeringspremie

In dit hoofdstuk worden de sterke en zwakke punten geanalyseerd van de invoering van een investeringspremie ter vervanging van het systeem van groenestroomcertificaten. Er wordt ook een impactanalyse van de maatschappelijke kosten voorgesteld op basis van 2 premiebedragen die worden berekend aan de hand van de verschillende eenvoudige terugverdientijden.

5.1 Sterke punten

5.1.1 Aangepast aan een mature technologie

Een premie is vooral geschikt voor een veilige investering en mature technologie. De voorbije 15 jaar is aangetoond dat FV een veilige technologie is die hernieuwbare elektriciteit produceert in de mate die de fabrikanten op hun technische fiches aangeven.

5.1.2 Eenvoud

De administratieve opvolging van een premie is minder omslachtig dan het huidige systeem, waarbij GSC worden toegekend op basis van de productie die elk kwartaal door de eigenaars van de installaties wordt ingevoerd.

In het geval van een investeringspremie is de administratieve last eenmalig in het begin van de levensduur van het systeem, aangezien er geen productieopvolging is.

5.1.3 Initiële financiële steun

Een ander voordeel van de premie is dat ze de investeerder vanaf het begin helpt door zijn initiële kosten te verlagen.

5.1.4 Modulariteit

Een premie is gemakkelijk moduleerbaar en zou op basis van verschillende criteria kunnen worden aangepast.

Voor de particulieren was er in de werkgroep een brede consensus over de invoering van categorieën die vergelijkbaar zijn met de categorieën die zijn ontwikkeld voor de Renolution-premies¹², d.w.z. gebaseerd op het inkomen van het huishouden.

De premie zou ook kunnen worden aangepast op basis van de verschillende types van projecten die de Regering wil aanmoedigen. De werkgroep besprak bijvoorbeeld de mogelijkheid om een hogere premie toe te kennen voor de BIPV.

Wat het delen van energie betreft, waren verschillende leden van de werkgroep geen voorstander van een bijkomende premie, waarbij ze er in het bijzonder op wezen dat dit al rendabeler is dan klassieke projecten en dat het moeilijk is om op te volgen (het delen van energie kan halverwege worden stopgezet, ook al is de premie al betaald).

De mogelijke modulariteit van een premie, evenals de configuratie en implementatiemodaliteiten ervan, vloeien hoe dan ook voort uit een buitengewone politieke beslissing. Daarom kan BRUGEL in dit verslag geen concrete opties voorstellen, maar is ze wel beschikbaar om scenario's te becijferen die de Regering zou kunnen overwegen.

¹² <https://renolution.brussels/nl/de-inkomenscategorieen-van-2023#professionelen>

5.1.5 Beheer en administratieve opvolging

Op gewestelijk niveau beheert de milieuadministratie momenteel een hele reeks energiepremies. Het is dus mogelijk dat het beheer van de premies voor de particulieren binnen de administratie wordt gecentraliseerd. Het fonds dat momenteel wordt gebruikt om premies toe te kennen, zou kunnen worden uitgebreid naar premies voor bepaalde fotovoltaïsche producenten.

In het kader van de toekenning van premies voor residentiële producenten zou de procedure waarbij erkende certificeringsorganen (ECO) installaties certificeren vóór de toekenning van GSC, niet meer echt nodig zijn.

5.2 Zwakke punten

5.2.1 Kwaliteit van de installaties

De invoering van een premie maakt het niet mogelijk om de productie op te volgen. Hierdoor bestaat het risico dat een installatie van slechte kwaliteit die niet goed zou werken, niet kan worden opgespoord. Aangezien de verantwoordelijkheid voor de goede werking van de installatie bij de eigenaar ligt, kan een slecht werkende fotovoltaïsche eenheid later worden gedetecteerd dan een andere technologie die in aanmerking komt voor premies (warmtepomp, enz.), omdat deze geen impact heeft op zijn dagelijkse leven.

Om dit risico te beperken, kan de premie worden gekoppeld aan ontvankelijkheidscriteria zoals de RESCERT-opleiding, de verplichting om de installatie te laten controleren door een keuringsorganisme, enz.

5.2.2 Systeem niet aangepast aan het huidige model van derden-investeerdere

De invoering van een investeringspremie zou het model van de derde-investeerdere bemoeilijken, die de spelers zijn die een groot deel van de ontwikkeling van fotovoltaïsche energie in Brussel hebben verzekerd. Bijna 50% van de fotovoltaïsche installaties in Brussel zijn eigendom van derde-investeerdere¹³.

Het model van derde-investeerdere is momenteel gebaseerd op de ondersteuning van de productie van een installatie over een lange periode. Zelfs als derde-investeerdere een premie zouden kunnen ontvangen via een contract met de eigenaar, zouden er geen andere inkomsten kunnen worden geïnd tijdens de levensduur van een installatie, afgezien van de injectie in de energiemarkt, die sterk afhankelijk is van het percentage eigen verbruik. De belangen van derde-investeerdere vallen echter samen met die van de consumenten op de locaties waar de fotovoltaïsche systemen zijn geïnstalleerd. Het gemeenschappelijke belang ligt immers in het maximaliseren van de productie en vereist daarom de plaatsing van een installatie van hoge kwaliteit in combinatie met een regelmatige opvolging.

Er dient te worden opgemerkt dat sommige leden van de werkgroep echter van mening zijn dat innovatieve modellen van derde-investeerdere zelfs met de invoering van een premie zouden kunnen worden overwogen.

5.2.3 Eenvoudige terugverdientijd

De doelstelling om een eenvoudige terugverdientijd van 7 jaar te behouden is problematisch voor een premie. Rekening houdend met de parameters die zijn gebruikt voor de laatste berekening van de vermenigvuldigingscoëfficiënt voor de categorie onder 5 kWp, zou de premie ongeveer 840 euro per kWp moeten bedragen. Dat is 6 keer meer dan het bedrag dat in Vlaanderen wordt voorgesteld.

In Tabel 4.4 wordt de eenvoudige terugverdientijd voorgesteld in functie van de verschillende premiebedragen.

¹³ Deze installaties zijn goed voor bijna 65% van het geïnstalleerde fotovoltaïsche vermogen.

Daaruit blijkt dat de premie een matige invloed heeft op de terugverdientijd, aangezien een acht maal hogere premie een impact van iets meer dan 5 jaar heeft op de eenvoudige terugverdientijd.

Premie (€/kWp)	Terugverdientijd
100	12,3
200	11,6
300	10,9
400	10,2
500	9,5
837	7,0

Tabel 4: Premie en terugverdientijd voor de FV-installaties < 5 kWp

In deze tabel wordt nogmaals de nadruk gelegd op de relevantie van een terugverdientijd van 7 jaar. Steun met een terugverdientijd van 12 jaar, wat overeenkomt met de helft van de levensduur van de installatie, zou de maatschappelijke kosten aanzienlijk verlagen in vergelijking met het huidige steunniveau.

5.2.4 'De minimis'-regel

Het gebruik van een premie dreigt ondernemingen te confronteren met het plafond dat Europa via de de-minimisregel heeft vastgesteld. De de-minimissteun verwijst naar kleine bedragen aan staatssteun die aan ondernemingen worden toegekend en die door EU-lidstaten niet bij de Europese Commissie hoeven te worden gemeld. Het maximumbedrag is 200.000 euro per onderneming over een periode van drie jaar.

De premie is dus niet echt geschikt voor ondernemingen.

5.2.5 Passende steun

Aangezien de premie wordt toegekend in het begin van de installatie, is het tamelijk ingewikkeld om terugbetalingsmechanismen te bedenken in geval van een overopbrengst of de betaling van een toeslag in geval van een onderopbrengst. Het financiële rendement kan daarom niet worden gegarandeerd. Het kan onder- of overgewaardeerd zijn.

Voor de andere types van bestaande energieprijzen werd er ook nooit een aanpassingsmechanisme ingevoerd.

5.3 Voorbeeld van een premie die een ETVT van 7 jaar beoogt

Hier is een voorbeeld van een premie die is gebaseerd op een terugverdientijd van 7 jaar, om ze met het huidige systeem te kunnen vergelijken. De modaliteiten die worden voorgesteld om de budgettaire impact te bepalen, zijn zowel in dit hoofdstuk als in alle reeks bestudeerde scenario's bedoeld om de Regering te voorzien van ordes van grootte en informatie. Deze parameters maken uiteraard het voorwerp uit van politieke beslissingen.

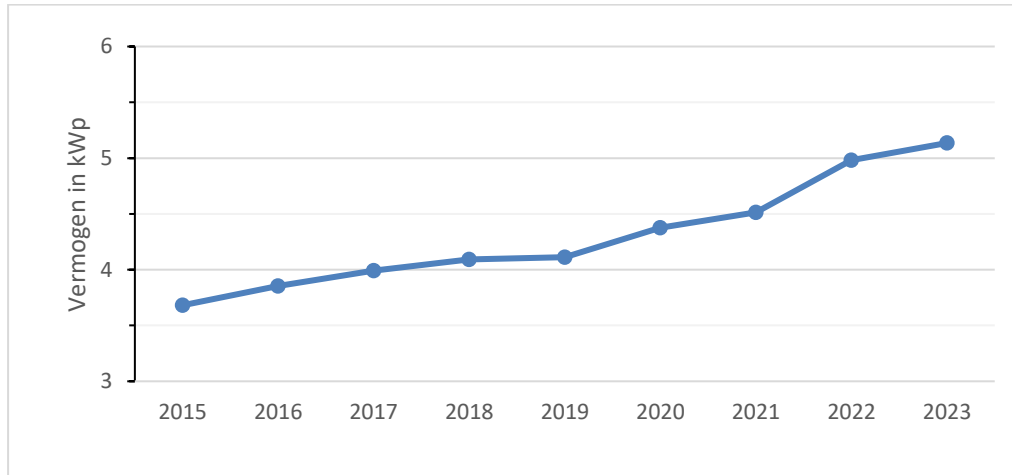
5.3.1 Voorwaarden voor de toekenning van de premie

Publiek dat in aanmerking komt voor steun

In het kader van deze oefening stellen we voor om de analyse te beperken tot een simulatie van de premie voor de particulieren. Voor de ondernemingen, zoals we later zullen zien, is BRUGEL van mening dat een mechanisme dat gericht is op de ondersteuning van de productie geschikter zou zijn.

Vermogen dat in aanmerking komt voor steun

Gezien de stijging van het gemiddelde vermogen van de fotovoltaïsche panelen, installeren particulieren steeds hogere vermogens op eenzelfde oppervlakte. Deze trend is zichtbaar in Figuur 2. Er is slechts een beschikbare dakoppervlakte van 25 m² nodig om de drempel van 5 kWp te overschrijden.



Figuur 2: Gemiddeld vermogen van de installaties van particulieren

Voor deze oefening stellen we een aan particulieren gestorte premie zonder vermogenslimiet voor.

5.3.2 Jaarlijkse budgettaire raming

Om een raming van het benodigde budget te maken, moet worden uitgegaan van de volgende hypothesen:

- Aantal installaties per jaar: het gemiddelde aantal installaties van minder dan 10 kWp dat de afgelopen 3 jaar is geïnstalleerd, bedraagt 3.102 installaties met een gemiddeld vermogen van 4,7 kWp (d.w.z. 14,579 MWp). De meeste van deze installaties werden geplaatst door derde-investeerders. Voor deze oefening worden ze echter gelijkgesteld met installaties van particulieren.
- Het bedrag dat wordt ingehouden om een ETVT van 7 jaar te bereiken, is ongeveer 850 euro per kWp.

Aantal installaties	Gemiddeld vermogen [kWp]	Premie (€/kWp)	Budget (€)
3.102	4,7	850	€ 12.392.490

Tabel 5: Raming van het premiebudget gebaseerd op een ETVT van 7 jaar

Er zou dus een budget van ongeveer 12,5 miljoen euro nodig zijn om 3.102 kleine fotovoltaïsche installaties te ondersteunen.

5.4 Voorbeeld van een premie die een ETVT van 10 jaar beoogt

Hieronder wordt dezelfde oefening als hierboven gedaan, maar dan gebaseerd op een terugverdientijd van 10 jaar.

5.4.1 Jaarlijkse budgettaire raming

Op basis van dezelfde hypothesen als in de vorige oefening en uitgaande van een premie van 450 euro per kWp

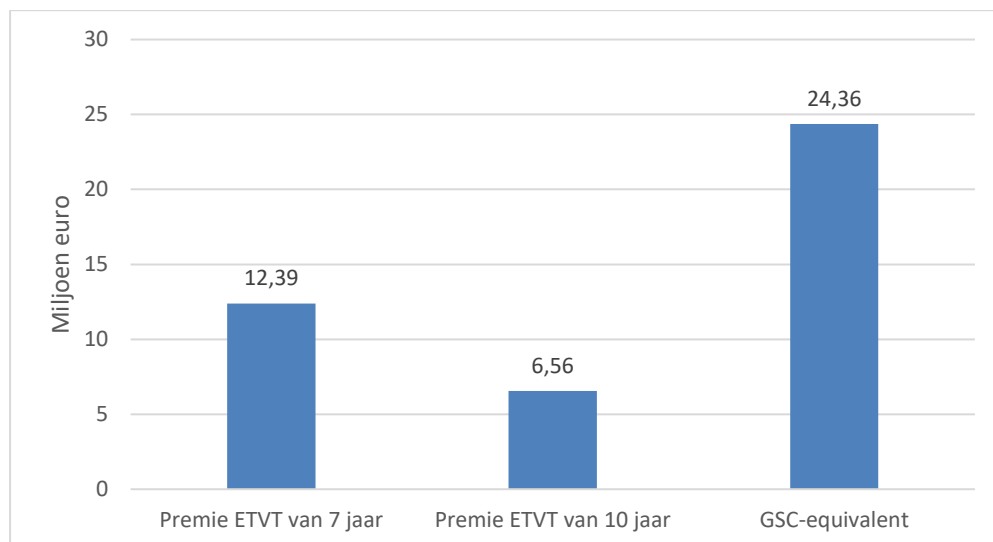
Aantal installaties	Gemiddeld vermogen [kWp]	Premie (€/kWp)	Budget (€)
3.102	4,7	450	€ 6.560.730

Tabel 6: Raming van het premiebudget gebaseerd op een ETVT van 10 jaar

Jaarlijks zou er dus een budget van ongeveer 6,5 miljoen euro nodig zijn om 3.102 kleine fotovoltaïsche installaties te ondersteunen. Dat is 53% van de premie voor een ETVT van 7 jaar.

5.5 Vergelijking van de maatschappelijke kosten

De onderstaande grafiek bevat als samenvatting een vergelijking van de maatschappelijke kosten voor de ondersteuning van 14,579 MWp aan installaties van minder dan 10 kWp op basis van de vorige voorbeelden van premies en in vergelijking met het huidige mechanisme van groenestroomcertificaten ('GSC-equivalent' in de grafiek), dat in de orde van grootte van 24 miljoen euro ligt¹⁴.



Figuur 3: Vergelijking van de maatschappelijke kosten

De premie op basis van een ETVT van 7 jaar maakt het mogelijk om de maatschappelijke kosten door 2 te delen en de premie op basis van een ETVT van 10 jaar door 3,7.

¹⁴ Hypothesen voor de particulieren: 75% van installaties < 5 kWp (1.692 euro/kWp), 25% > 5 kWp (1.608 euro/kWp) - zie tabel I

6 Productiesteun

In dit hoofdstuk worden twee soorten steun voor de productie van hernieuwbare elektriciteit geanalyseerd:

- **De toekenning van groenestroomcertificaten die automatisch worden teruggekocht tegen een vaste prijs**

Dit systeem is een 'geavanceerd' GSC-mechanisme. Het principe om automatisch teruggekochte GSC toe te kennen aan producenten werd al voorgesteld door BRUGEL in haar voorstel nr. 33¹⁵. BRUGEL heeft immers voorgesteld dat de GSC die worden toegekend aan de particuliere fotovoltaïsche producenten automatisch tegen een vaste prijs door een van de netbeheerders zouden worden teruggekocht via de invoering van een nieuwe openbare dienstopdracht. Deze GSC zouden dan worden geschrapt en niet opnieuw op de markt worden gebracht. Het zou dus heel goed mogelijk zijn dat dit systeem wordt uitgebreid naar alle producenten (natuurlijke personen en rechtspersonen).

- **De invoering van een productietarief**

Wat het principe betreft, is het productietarief tamelijk vergelijkbaar met het concept van de groenestroomcertificaten die automatisch van producenten worden teruggekocht. Het belangrijkste verschil is dat er geen titel aan de productie (groenestroomcertificaat) is gekoppeld. De steun zou rechtstreeks op de rekening van de producent worden gestort. Het tarief zou door de distributienetbeheerder als een openbare dienstopdracht moeten worden toegekend. De kosten van dit tarief zouden dan rechtstreeks aan de consumenten worden doorgerekend via hun factuur.

6.1 Sterke punten

6.1.1 Overeenkomsten met het huidige GSC-systeem

- **De toekenning van groenestroomcertificaten die automatisch worden teruggekocht tegen een vaste prijs**

Het gaat om een grote vereenvoudiging van het huidige systeem van groenestroomcertificaten. Deze ontwikkeling betekent dat producenten hun GSC niet langer aan leveranciers hoeven te verkopen. Deze laatste zijn niet langer onderworpen aan de quotumverplichting. Dit betekent op termijn dus het einde van de markt voor groenestroomcertificaten. Het voordeel van dit systeem zou zijn dat het zeer snel operationeel kan zijn, aangezien de huidige IT-structuur gehandhaafd zou kunnen blijven.

Een ander voordeel van dit systeem is dat het een versneld einde van de markt voor groenestroomcertificaten en bijbehorende quota mogelijk maakt. In feite zou een opt-in voor de bestaande systemen (die binnen een bepaalde, nog vast te stellen periode verplicht zou worden) kunnen worden overwogen.

Er moet ook worden opgemerkt dat een systeem van groenestroomcertificaten die tegen een vaste prijs worden teruggekocht, het mogelijk zou maken om nieuwe warmtekrachtkoppelingen die worden aangedreven door niet-fossiele brandstoffen te blijven ondersteunen op basis van het bestaande mechanisme.

- **De invoering van een productietarief**

Het steunmechanisme via een productietarief gaat een stap verder in de vereenvoudiging die BRUGEL voorstelt in haar voorstel nr. 33. In het kader van een productietarief wordt de financiële steun immers rechtstreeks aan de producent toegekend zonder dat er groenestroomcertificaten worden verstrekt.

¹⁵Voorstel 33 betreffende de vereenvoudiging van het verkoopproces van groenestroomcertificaten voor producenten van groene stroom: <https://www.brugel.brussels/documents/proposals/recherche>

6.1.2 Maatschappelijke kosten

Door de invoering van een productiesteun via een van de twee voorgestelde modellen (toekenning van GSC die automatisch worden teruggekocht tegen een vaste prijs of het productietarief) kunnen de extra kosten in verband met de manier waarop groenestroomcertificaten momenteel door leveranciers worden doorgefactureerd aan consumenten, worden vermeden.

Momenteel rekenen de leveranciers op de factuur van de consumenten immers een bedrag aan dat overeenkomt met de totale kosten van de boete, waaraan soms nog operationele transactiekosten worden toegevoegd. De kosten voor het kopen van GSC op de spotmarkt (exclusief langetermijncontracten) liggen echter ver onder de prijs van de boete.

Door de invoering van een productiesteun worden de kosten eerlijker doorgerekend aan de consument.

6.1.3 Nauwkeurige opvolging van de productie

De steun is gekoppeld aan het productieniveau, ongeacht het systeem. Stroomopwaarts impliceert dit het bestaan van een aanzienlijke impliciete stimulans voor de kwaliteit van de installatie, en stroomafwaarts de noodzaak van een goede opvolging van de productie van de installaties, waardoor eventuele problemen kunnen worden opgespoord en kan worden gegarandeerd dat de installatie goed produceert.

6.1.4 Modulariteit

Net als bij het premiemechanisme is het mogelijk om het steunniveau te laten variëren op basis van verschillende criteria, zoals de inkomensklasse of het type van investeerder (particulieren, privéondernemingen, overheden, enz.), of zelfs van het type van installatie (BIPV, schaduwaken, enz.).

Een modulariteit volgens het inkomen blijft echter complex. Een jaarlijkse verificatie van het inkomensniveau is moeilijk voor te stellen. Het niveau zou dus in het eerste jaar moeten worden vastgesteld.

De productiesteun zou ook een modulariteit van het steunniveau kunnen toestaan gedurende de periode waarin GSC of het productietarief worden toegekend. Deze modulariteit blijft echter complex om te implementeren (zie paragraaf 6.2.5).

6.1.5 Aanpasbaarheid voor derde-investeerders

Zoals hierboven vermeld, zijn derde-investeerders de belangrijkste spelers in het kader van de ontwikkeling van hernieuwbare energie in Brussel.

Een productiesteunmechanisme is zeker het meest geschikt voor derde-investeerders.

6.2 Zwakke punten

6.2.1 Complexiteit

Productiesteun blijft een complexer mechanisme dan een investeringspremie:

- enerzijds voor de eigenaars van de installatie die hun indexen jaarlijks of driemaandelijks moeten invoeren;
- anderzijds voor de overheidsinstantie die verantwoordelijk zal zijn voor het beheer van deze indexen en voor de betaling van het equivalente bedrag (ofwel de hoeveelheid GSC die tegen een vaste prijs worden teruggekocht, ofwel het productietarief) tijdens de toekenningsperiode.

6.2.2 Behoeftte aan een specifieke meter

Wat het productiesteunsysteme ook is, het vereist de installatie van een brutoproductiemeter, net als de huidige 'GSC-meter'.

6.2.3 Impact op de energiemarkt

De productiesteun kan een impact op de energiemarkt hebben. Als de marktprijzen negatief zijn, heeft het geen zin om de productie te ondersteunen als die geheel of gedeeltelijk in het net wordt geïnjecteerd.

6.2.4 Beheer en administratieve opvolging

Een productiesteunmechanisme vereist een opvolging gedurende de hele productieperiode die in aanmerking komt voor steun. Het is dus een systeem dat meer inspanning vereist dan een investeringspremie.

De inspanningen die nodig zijn om een productiesteun in te voeren, hangen af van het gekozen model:

- **De toekenning van groenestroomcertificaten die automatisch worden teruggekocht tegen een vaste prijs**

In het kader van de ondersteuning van de productie via de toekenning van GSC die automatisch worden teruggekocht tegen een vaste prijs, kan een groot deel van het huidige operationele proces worden behouden (invoer van de index, toekenning van GSC door BRUGEL, ...).

Dit ondersteuningssysteme kan dus relatief snel worden opgezet. De ontwikkelingen die moeten worden doorgevoerd, hebben voornamelijk betrekking op het systeem van betalingen aan producenten door de netbeheerder.

- **Het productietarief**

Zoals hiervoor werd aangegeven, zou het productietarief door de distributienetbeheerder kunnen worden toegekend als een openbare dienstopdracht. Deze laatste zou alle kosten in verband met het uitvoeren van deze opdracht kunnen financieren door middel van de tarieven. Deze nieuwe opdracht vereist ontwikkelingen (IT, HRM) van de kant van de DNB.

In dat geval zou de DNB ook volledige controle kunnen hebben over het proces: van de verwerking van de ingevoerde indexen van de producenten tot hun betalingen.

6.2.5 Passende steun

Een mechanisme voor productiesteun zorgt ervoor dat de steun wordt toegekend gedurende een hele subsidiabiliteitsperiode (momenteel 10 jaar voor GSC).

Een GSC-terugkoopsysteem met een vaste prijs of de invoering van een vast productietarief is niet eerlijk omdat de producent gedurende de hele subsidiabiliteitsperiode vaste steun ontvangt, ongeacht of de prijs van bepaalde parameters varieert.

Dit betekent dat als de elektriciteitsprijzen stijgen er een overopbrengst is. Als deze prijs daalt, zal de verwachte opbrengstvoet niet worden behaald.

Een billijke ondersteuning zou moeten worden bereikt door de invoering van een ondersteuningssysteme dat variabel is in de tijd.

Ter vergelijking: het Waals Gewest heeft zijn mechanisme voor de toekenning van GSC gewijzigd door de invoering van een k_{ECO} -coëfficiënt, die tot doel heeft om surpluswinsten tegen te gaan.

De economische coëfficiënt k_{ECO} wordt periodiek berekend voor installaties die steun aanvragen en zorgt voor een stabiele gemiddelde opbrengstvoet op basis van wijzigingen van de prijzen van de elektriciteit die in het net wordt geïnjecteerd en eraan wordt onttrokken.

Hoewel de invoering van een ondersteuningssysteem voor de variabele productie via de invoering van een k_{ECO} -factor het mogelijk maakt om een eerlijker steunniveau te garanderen, heeft het als nadeel dat het complex is om uit te voeren.

6.3 Voorbeeld van steun voor de vaste productie ETVT van 7 jaar

Op basis van het huidige steunniveau voor groenestroomcertificaten in tabel I zou het vaste productietarief worden toegekend voor de periode die overeenkomt met de eenvoudige terugverdientijd. In dit voorbeeld is het 7 jaar en niet 10 jaar zoals voor de huidige groenestroomcertificaten.

De berekeningen worden uitgevoerd voor een productieondersteuningssysteem via een vast tarief. De resultaten van de berekening zijn identiek voor een systeem waarbij GSV aan een vaste prijs worden teruggekocht.

Vermogenscategorie - particulieren	kWp	≤ 5]5-36]
Tariefwaarde	€/MWh	144	137
Steun over 7 jaar ¹⁶	€/kWp	839	798
GIR ¹⁷	%	5,2	5,2
IRR ¹⁸	%	12,0	11,9

Tabel 7: Voorbeeld van een vast productietarief voor de particulieren (ETVT van 7 jaar)

Voor de ondernemingen wordt in de onderstaande tabel een overzicht gegeven van de tariefwaarden volgens het vermogen.

Vermogenscategorie - onderneming	kWp	≤ 36]36-100]]100-250]	> 250
Tariefwaarde	€/MWh	137	71	45	41
Steun over 7 jaar	€/kWp	798	414	262	239
GIR ¹⁹	%	5,2	5,2	5,8%	5,8
IRR ²⁰	%	11,9	12,6	13,0	13,0

Tabel 8: Voorbeeld van een vast productietarief voor de ondernemingen (ETVT van 7 jaar)

6.3.1 Jaarlijkse budgettaire raming

Om een raming te geven van de maatschappelijke kosten van de installaties van de particulieren, moet worden uitgegaan van de volgende hypothesen:

- Gemiddeld vermogen per jaar: het gemiddelde installatievermogen van de particulieren (zonder rekening te houden met het vermogen dat is geïnstalleerd door derde-investeers, die zijn opgenomen in de categorie van de ondernemers) over de afgelopen 3 jaar is 4,846 MWp.
- Verdeling van het geïnstalleerde vermogen per vermogenscategorie: 61% van het geïnstalleerde vermogen bedraagt minder dan 5 kWp (gemiddelde 2020-2022).

¹⁶ Het tarief is gebaseerd op een welbepaalde productie (MWh). De totale steun wordt berekend op basis van een installatievermogen (kWp) dat het tarief gedurende 7 jaar heeft ontvangen, rekening houdend met de parameters in tabel I.

¹⁷ De GIR is de gewijzigde interne-opbrengstvoet op basis van dezelfde hypothesen als in tabel I.

¹⁸ De IRR is de interne-opbrengstvoet berekend over 25 jaar.

¹⁹ De GIR is de gewijzigde interne-opbrengstvoet op basis van dezelfde hypothesen als in tabel I.

²⁰ De IRR is de interne-opbrengstvoet berekend over 25 jaar.

Categorie	Vermogen (kWp)	Steun over 7 jaar (€/kWp)	Totaalbudget
Vermogen ≤ 5 kWp	2.953	839	€ 2.477.733
Vermogen]5-36]	1.893	798	€ 1.510.988
Totaal	4.846		€ 3.988.721

Tabel 9: Budgettaire raming voor de particulieren (ETVT van 7 jaar)

De totale kosten zouden bijna 4 miljoen euro bedragen over een periode van 7 jaar om de installatie van 4,846 MWp aan systemen bij particulieren te ondersteunen.

Het huidige systeem van groenestroomcertificaten zou hetzelfde vermogen ondersteunen tegen een totale maatschappelijke kostprijs van 8 miljoen euro over 10 jaar²¹.

Om de nodige maatschappelijke kosten voor de installaties van de ondernemingen te schatten, wordt het geraamde jaarlijkse geïnstalleerde vermogen per categorie gebaseerd op het gemiddelde (2020-2022).

	Vermogen (kWp)	Steun over 7 jaar (€/kWp)	Totaalbudget
Bedrijf < 36 kWp	13.050	€ 798	€ 10.416.904
Bedrijf 36-100 kWp	3.900	€ 414	€ 1.613.357
Bedrijf 100-250 kWp	6.000	€ 262	€ 1.573.154
Bedrijf > 250 kWp	20.000	€ 239	€ 4.777.728
Totaal	42.950		€ 18.381.143

Tabel 10: Budgettaire raming voor de ondernemingen (ETVT van 7 jaar)

De totale kosten zouden 18,4 miljoen euro bedragen over een periode van 7 jaar om de installatie van 42,95 MWp aan systemen voor ondernemingen te ondersteunen (met inbegrip van derde-investeerders die systemen bij particulieren installeren).

Het huidige systeem van groenestroomcertificaten zou hetzelfde vermogen ondersteunen tegen een totale maatschappelijke kostprijs van 37 miljoen euro over 10 jaar²².

6.4 Voorbeeld van een vast productietarief ETVT van 10 jaar²³

De aanpassing van het vaste productietarief aan een terugverdientijd van 10 jaar zou een drievoudige impact hebben:

- stopzetting van de steun voor de klassieke FV-systemen van meer dan 100 kWp, aangezien ze in minder dan 10 jaar zijn terugverdiend
- vermindering van het nodige budget
- spreiding van het tarief over een periode van 10 jaar in plaats van 7 jaar in het vorige voorbeeld

De oefening wordt daarom beperkt tot installaties van minder dan 100 kWp, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen particulieren en ondernemingen.

²¹ Gebaseerd op tabel I.

²² Idem

²³ De berekeningen worden uitgevoerd voor een productieondersteuningssysteem via een vast tarief. De resultaten van de berekening zijn identiek voor een systeem waarbij GSV aan een vaste prijs worden teruggekocht.

Vermogenscategorie - particulieren	kWp	≤ 5]5-36]
Tariefwaarde	€/MWh	52	51
Steun over 10 jaar	€/kWp	428	420
GIR ²⁴	%	4,4%	4,4%
IRR ²⁵	%	8,2%	8,1%

Tabel 11: Voorbeeld van een vast productietarief voor de particulieren (ETVT van 10 jaar)

Voor de ondernemingen wordt in de onderstaande tabel een overzicht gegeven van de tariefwaarden volgens het vermogen.

Vermogenscategorie - ondernemingen	kWp	≤ 36]36-100]
Tariefwaarde	€/MWh	51	13
Steun over 10 jaar	€/kWp	420	107
GIR ²²	%	4,4%	4,8%
IRR ²³	%	8,1%	8,9%

Tabel 12: Voorbeeld van een vast productietarief voor de ondernemingen (ETVT van 10 jaar)

6.4.1 Jaarlijkse budgettaire raming

Voor de installaties van de particulieren, rekening houdend met dezelfde parameters als het vaste tarief op basis van een ETVT van 7 jaar (6.3.1), ziet de tabel er als volgt uit:

	Vermogen (kWp)	Steun over 10 jaar (€/kWp)	Totaalbudget
Vermogen ≤ 5 kWp	2.953	428	€ 1.263.969
Vermogen]5-36]	1.893	420	€ 795.257
Totaal	4.846		€ 2.059.226

Tabel 13: Budgettaire raming voor de particulieren (ETVT van 10 jaar)

De totale kosten zouden bijna 2,1 miljoen euro bedragen over een periode van 10 jaar om de installatie van 4,85 MWp aan systemen bij particulieren te ondersteunen. Het huidige systeem van groenestroomcertificaten zou hetzelfde vermogen ondersteunen tegen een totale maatschappelijke kostprijs van 8 miljoen euro over 10 jaar (op basis van tabel 1).

Om het vereiste budget voor de ondernemingen te ramen, is de volgende tabel gebaseerd op dezelfde hypothesen als die voor het vaste productietarief met een ETVT van 7 jaar.

	Vermogen (kWp)	Steun over 10 jaar (€/kWp)	Totaalbudget
Bedrijf < 36 kWp	13.050	€ 420	€ 5.481.000
Bedrijf 36-100 kWp	3.900	€ 107	€ 417.300
Totaal	16.950		5.898.300

Tabel 14: Budgettaire raming voor de ondernemingen (ETVT van 10 jaar)

De totale kosten zouden 5,9 miljoen euro bedragen over een periode van 10 jaar om de installatie van 16,95 MWp aan systemen voor ondernemingen te ondersteunen (met inbegrip van derde-investeerders die systemen bij particulieren installeren).

Het huidige systeem van groenestroomcertificaten zou hetzelfde vermogen ondersteunen tegen een totale maatschappelijke kostprijs van 24,2 miljoen euro over 10 jaar (op basis van tabel 1).

²⁴ De GIR is de gewijzigde interne-opbrengstvoet op basis van dezelfde hypothesen als in tabel 1.

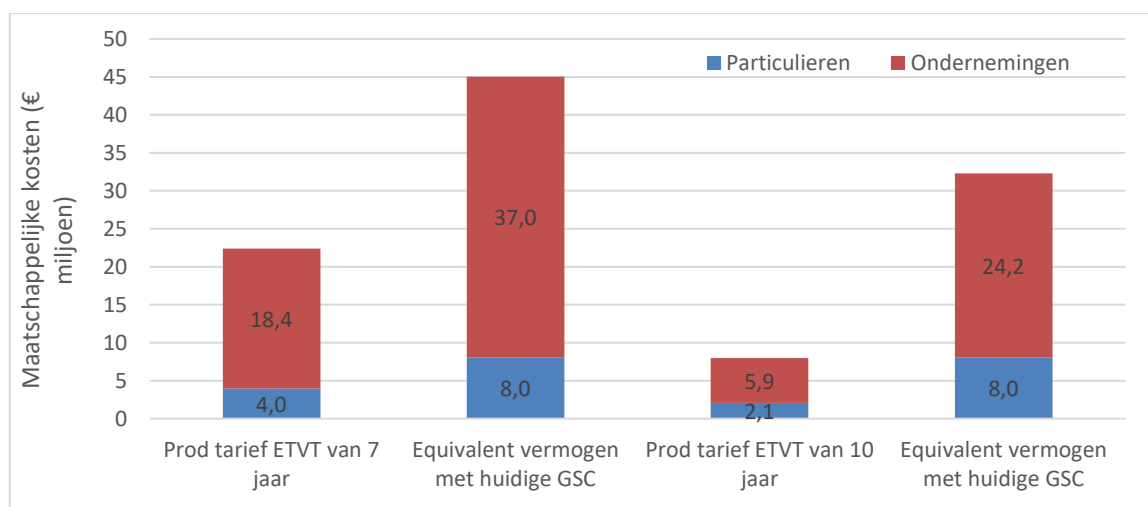
²⁵ De IRR is de interne-opbrengstvoet berekend over 25 jaar.

6.5 Vergelijking van de maatschappelijke kosten

De onderstaande grafiek bevat als samenvatting de vergelijking van de totale kosten voor de ondersteuning van de FV op basis van de vorige voorbeelden en in vergelijking met de maatschappelijke kosten van het huidige mechanisme van groenestroomcertificaten.

Er wordt opgemerkt dat, voor het vaste productietarief gespreid over 10 jaar, het budget een lager vermogensniveau ondersteunt, aangezien de installaties van meer dan 100 kWp geen steun meer zouden krijgen. De budgetten voor de verschillende scenario's kunnen daarom niet onderling worden vergeleken. Zoals uit de grafiek blijkt, is het echter mogelijk om de budgetten van de productietariefsscenario's te vergelijken met het budget van het huidige ondersteuningssysteem, dat hetzelfde vermogen zou ondersteunen.

Het vast productietarief op basis van een ETVT van 7 jaar maakt het mogelijk om de maatschappelijke kosten te halveren. Het productietarief op basis van een ETVT van 10 jaar maakt het mogelijk om die door 3,7 te delen.



Tabel 15: Budgettaire vergelijking vast productietarief vs. groenestroomcertificaten

7 Steun via een variabel injectietarief

Het laatste steunmechanisme dat werd geanalyseerd, is het systeem dat door de Raad van de Europese Unie wordt aanbevolen (zie punt 5.44.4). Het gaat om het tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen ('contract for difference'), dat uitsluitend is gebaseerd op de elektriciteit die in het net (en dus in de markt) wordt geïnjecteerd en dat de marktprijs van de geïnjecteerde elektriciteit aanvult wanneer deze laag is of waarbij aan de producent wordt gevraagd om een bepaald bedrag terug te betalen wanneer de marktprijs boven een bepaalde grens ligt.

7.1 Sterke punten

7.1.1 Gegarandeerde eerlijke steun

De terugbetalingsverplichting maakt het voor de overheid mogelijk om surpluswinsten te vermijden en eventueel een fonds op te richten dat kan worden gebruikt om de investeringen te ondersteunen wanneer de marktprijs laag is.

Omgekeerd kan het variabele injectietarief worden aangepast als de omstandigheden meer steun vereisen.

7.1.2 Gebaseerd op de hoofdmeter

Dit systeem is gebaseerd op de injectie van elektriciteit in het net, in navolging van het mechanisme van de garanties van oorsprong. De meting wordt daarom uitgevoerd op de hoofdmeter van de DNB. In dit verband is er geen specifieke productiemeting nodig.

7.1.3 Modulariteit

Net als bij de premie en het productietarief is het mogelijk om criteria op te nemen om het steunniveau te laten variëren op basis van de inkomensklasse of het type van investeerders (particulieren, privéondernemingen, overheden, enz.), of zelfs het type van installatie (BIPV, schaduwduken, enz.). Het is echter moeilijk om een modulariteit voor te stellen waarin een criterium als het inkomensniveau is opgenomen.

Het lijkt echter beter geschikt voor grote dan voor kleine systemen.

7.2 Zwakke punten

7.2.1 Kwaliteit van de installaties

Net als bij de premie kan bij dit ondersteuningssysteem niet worden nagegaan of de installatie goed werkt. Het ontbreken van injectie betekent niet dat de installatie problematisch is, aangezien alle geproduceerde elektriciteit zelf zou kunnen worden gebruikt.

7.2.2 Complexiteit

Het systeem van het contract ter verrekening van verschillen is dubbel zo complex zowel voor de overheid als voor de producent.

Voor de overheid is de invoering van dit systeem het meest veeleisend, omdat het een jaarlijkse of zelfs maandelijkse herberekening van het niveau van aanvullende steun vereist, en ook een opvolging van de eventuele terugbetalingen. Bovendien vereist dit model dat de steun wordt aangepast aan het percentage eigen verbruik van de producent. Deze extra variabele maakt de berekening van dit type van steunniveau ingewikkelder.

Het stelt ook een aantal punten aan de orde met betrekking tot de elektriciteitsverkoopcontracten:

- Is het steunniveau gebaseerd op de wederverkoopprijs van elke producent, of een gemiddelde per categorie, of de spotprijs op de energiemarkt?
- Wordt het steunniveau jaarlijks, driemaandelijks of maandelijks berekend?
- Wordt er rekening gehouden met het type van contract (variabel of vast)?

Wat de producenten betreft, zal de complexiteit van de berekeningsmethode het waarschijnlijk moeilijk maken om deze te begrijpen, vooral wanneer de markt een terugbetaling vereist. Dit vereist een zeer duidelijke communicatie, en het is niet zeker dat deze begrijpelijk zal zijn voor de particulieren.

7.2.3 Impact op de energiemarkt

Een injectietarief zou de energiemarkt kunnen verstoren. Als de marktprijzen negatief zijn, heeft het geen zin om de injectie te ondersteunen. Er zou moeten worden voorzien in een maatregel om de injectie op zulke momenten te vermijden. Er moet worden opgemerkt dat het Europese kader dergelijke situaties voortaan verbiedt.

7.2.4 Beheer en administratieve opvolging

Het tarief zou moeten worden toegekend door een nader te bepalen instantie.

Deze opdracht zou door de distributienetbeheerder bijvoorbeeld als een openbare dienstopdracht kunnen worden uitgevoerd. Deze laatste zou alle kosten in verband met het uitvoeren van deze opdracht kunnen financieren door middel van de tarieven en deels via de inkomsten van het mechanisme van het CfD. Deze nieuwe opdracht vereist aanzienlijke ontwikkelingen (IT, HRM) van de kant van de DNB. Het beheer van dit type van steunmechanisme is veel complexer dan het beheer van het productietarief met een vaste prijs omdat de verschillende parameters die nodig zijn om de opbrengstvoet te berekenen, moeten worden opgevolgd. De opvolging van de terugbetaling in geval van surpluswinst vereist ook specifieke ontwikkelingen die niet nodig zijn voor de andere bestudeerde steunmodellen.

7.3 Voorbeeld van een variabel injectietarief ETVT 7 jaar

Op basis van dezelfde parameters als degene die werden berekend tijdens de laatste oefening om de vermenigvuldigingscoëfficiënten vast te stellen, toont de onderstaande tabel het vereiste steunniveau in het geval van een injectietarief dat een terugverdientijd van 7 jaar garandeert. Net als bij het vaste productietarief zou de steun worden toegekend gedurende 7 jaar en variëren naargelang van de prijs van de in de markt geïnjecteerde elektriciteit. In het kader van deze oefening is het niet mogelijk om stijgingen of dalingen van deze prijs te plannen. Het tarief is daarom kunstmatig vastgesteld op de huidige prijs.

Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Prijs zelf verbruikte elektriciteit	€/MWh	390	309	219	176	151
Prijs geïnjecteerde elektriciteit	€/MWh	80	70	70	70	70
Waarde van het injectietarief	€/MWh	228	240	125	79	71
Totale waarde van de injectie	€/MWh	308	310	195	149	141
Steun over 7 jaar	€/kWp	838	798	414	262	239
GIR ²⁶	%	6,3%	6,3%	6,4%	6,5%	6,5%
IRR ²⁷	%	13,9%	13,9%	14,0%	14,1%	14,1%

Tabel 16: Voorbeeld van een variabel injectietarief (ETVT van 7 jaar)

²⁶ De GIR is de gewijzigde interne-opbrengstvoet op basis van dezelfde hypothesen als in tabel I.

²⁷ De IRR is de interne-opbrengstvoet berekend over 25 jaar.

Uit deze tabel kunnen verschillende lessen worden getrokken:

- Het is logisch dat het injectietarief per kWh hoger is dan het productietarief, aangezien dezelfde steun alleen wordt toegekend voor de injectie en niet voor de volledige productie. Het hangt dus af van de mate van eigen verbruik.
- De som van het injectietarief en de aankoop prijs van de geïnjecteerde elektriciteit ligt soms dicht bij de waarde van de zelf verbruikte elektriciteit. Dit zet weinig aan tot eigen verbruik. In het geval van de categorie]5-36] is het zelfs interessanter om te injecteren dan om zelf te verbruiken.

7.4 Voorbeeld van een variabel injectietarief ETVT van 10 jaar

Dit is de steun die nodig is om de verschillende vermogenscategorieën te ondersteunen in het geval van een injectietarief dat een terugverdientijd van 10 jaar garandeert. Net als bij het vaste productietarief zou de steun worden toegekend gedurende 10 jaar en variëren naargelang van de prijs van de op de markt geïnjecteerde elektriciteit.

Vermogenscategorie	kWp	≤ 5]5-36]]36-100]]100-250]	> 250
Prijs zelf verbruikte elektriciteit	€/MWh	390	309	219	176	151
Prijs geïnjecteerde elektriciteit	€/MWh	80	70	70	70	70
Waarde van het injectietarief	€/MWh	82	90	23	- 2	- 2
Totale waarde van de injectie	€/MWh	162	160	103	68	68
Steun over 7 jaar	€/kWp	426	422	108	- 20	- 20
GIR ²⁸	%	4,9%	4,9%	5,0%	5,1%	5,1%
IRR ²⁹	%	9,1%	9,1%	9,3%	9,4%	9,4%

Tabel 17: Voorbeeld van een variabel injectietarief (ETVT van 10 jaar)

In dit geval zien we negatieve prijzen voor de hogere categorieën. Dit betekent dus dat deze projecten 2 euro/MWh moeten betalen zolang de prijs van de elektriciteit (zelf verbruikt en geïnjecteerd) hetzelfde blijft.

7.5 Vergelijking van de maatschappelijke kosten

Vanuit het oogpunt van de maatschappelijke kosten is dit mechanisme het eerlijkste, omdat het ervoor zorgt dat het steunniveau wordt aangepast aan de evolutie van de parameters van de opbrengstvoet.

Dit systeem is echter zeer complex om te implementeren en verschillende leden van de WG hebben hun bezorgdheid geuit over de toegevoegde waarde ervan in termen van de productiecapaciteit, die in de toekomst moet worden ondersteund.

Daarom heeft BRUGEL in dit stadium geen budgettaire analyse voorgesteld. Een dergelijke analyse van de maatschappelijke kosten van dit soort steun lijkt riskant. De analyse moet immers anticiperen op veranderingen in de elektriciteitsprijzen voor het eigen verbruik en de injectie over een periode van 7 tot 10 jaar.

²⁸ De GIR is de gewijzigde interne-opbrengstvoet op basis van dezelfde hypothesen als in tabel 1.

²⁹ De IRR is de interne-opbrengstvoet berekend over 25 jaar.

8 Vergelijking van de verschillende steunsystemen

In de onderstaande tabel wordt een kwalitatieve vergelijking van de verschillende steunsystemen gegeven op basis van een kleurcode.

Gemakkelijk/geschikt	Gemiddeld	Moeilijk/ongeschikt
----------------------	-----------	---------------------

Er zijn verschillende criteria geselecteerd die al in de vorige hoofdstukken werden uiteengezet.

	Groene-stroom-certificaten	Premie	Productie-steun: vast productie-tarief	Productiesteun: GSC automatisch teruggekocht tegen een vaste prijs	Variabel injectietarief
Complexiteitsniveau - Aanpassing					
Voor de particulieren					
Voor de ondernemingen					
Administratief beheer					
Implementatie	N.v.t.				
Opvolging					
Andere criteria					
Kwaliteit / Productieopvolging					
Initiële investeringssteun					
Inkomensafhankelijke steun					
Eerlijke steun					
Impact op de energiemarkt					
Aangepast aan de modellen van de derde-investeerders					
Continuïteit ten opzichte van het huidige ondersteuningssysteem (GSC)					
Maatschappelijke kosten					

Tabel 18: Kwalitatieve vergelijking van de steunsystemen

Over het algemeen is BRUGEL van mening dat, ook al wordt het gepromoot door de Europese Commissie, het variabele injectiesysteem veruit het meest ingewikkeld en het minst geschikt is voor een stadsgewest als Brussel.

Een premie- of productiesteunssysteem (vast productietarief of automatische terugkoop van GSC tegen een vaste prijs) heeft een aantal voordelen die het onderscheiden van het bestaande systeem of het variabele injectietarief.

9 Voorstel van BRUGEL

Aan de hand van alle voorgaande analyses en de uitwisselingen tijdens de werkgroepen heeft BRUGEL in dit hoofdstuk een voorstel uitgewerkt voor de architectuur van het nieuwe ondersteuningssysteem op basis van de volgende elementen:

- eenvoud voor de particulieren;
- verenigbaarheid met het model van de derde-investeerder;
- een steunniveau dat voldoende stimulansen biedt om de installatieactiviteit in stand te houden, zodat het hernieuwbare potentieel van Brussel kan worden benut

De architectuur voor de fotovoltaïsche energie wordt in de onderstaande tabel weergegeven:

FV	0-5] kWp]5-10] kWp]10-100] kWp]100-500] kWp	> 500 kWp ³⁰
Natuurlijke personen	Maximumpremie	Verlaagde premie	Geen steun		
Rechtspersonen	Productiesteun via de automatische terugkoop van GSC tegen een vaste prijs				Geen steun
BIPV	+ x%				Geen steun

Tabel 19: Voorgesteld nieuwe ondersteuningssysteem voor de fotovoltaïsche energie

Het variabele injectietarief werd niet gekozen door BRUGEL omdat uit de analyse bleek dat het te complex was, zowel voor de overheid (invoering van een nieuwe methodologie, implementatie van een betaal- of terugbetalingsplatform, enz.) als voor de projectbeheerder (de werkelijke opbrengstvoet van het project zal afhangen van het percentage eigen verbruik en de aankoop- en wederverkooprijzen van elektriciteit op de markt).

Voor de andere technologieën voor hernieuwbare elektriciteitsproductie die beperkter zullen zijn (niet-fossiele warmtekrachtkoppeling, windenergie, enz.), wordt ook een productiesteun voorgesteld via de automatische terugkoop van GSC tegen een vaste prijs.

9.1 Natuurlijke personen: premie

Voor de natuurlijke personen stelt BRUGEL voor om een premie in te voeren, waarvan de financiële modaliteiten zouden kunnen worden gebaseerd op het voorbeeld dat een terugverdientijd van 10 jaar garandeert.

Deze premie zou variabel kunnen zijn volgens het inkomen van het huishouden en worden gekoppeld aan kwaliteitscriteria, waaronder ten minste de verplichting voor de installateur om RESCERT-gecertificeerd te zijn. Dit zal in januari 2025 bovendien in werking treden voor de groenestroomcertificaten.

Een andere kwaliteitsvoorwaarde om de plaatsing van inefficiënte installaties te voorkomen zou kunnen zijn om het in kaart brengen van het zonnepotentieel als basis te gebruiken en de installatie te verbieden in gebieden met een laag potentieel (< 700 kWh/kWp/jaar). Dit zou echter een vrij complexe voorwaarde zijn om te verifiëren.

Deze premie zou vast kunnen zijn per kWp tot 5 kWp en dan degressief tot 10 kWp, wat een maximum is dat zelden door natuurlijke personen wordt overschreden.

³⁰ Deze drempel zal moeten worden bepaald in het licht van de laatste ontwikkelingen die in toekomstige richtlijnen worden opgenomen.

9.2 Rechtspersonen: automatische terugkoop van GSC tegen een vaste prijs

9.2.1 Principe

Parallel met het premiesysteem voor natuurlijke personen stelt BRUGEL de invoering van een productiesteun­stelsel voor rechtspersonen³¹ voor.

BRUGEL is van mening dat het ondersteuning­stelsel dat het meest geschikt lijkt, het systeem zou zijn dat gekoppeld is aan het systeem voor de terugkoop van GSC tegen een vaste prijs. In dit ondersteuning­stelsel zouden we gebruik blijven maken van een tussentitel (het groenestroomcertificaat), dat automatisch tegen een vaste prijs zou worden teruggekocht door een nog te bepalen speler (een van de netwerkbeheerders als onderdeel van zijn openbare dienst­opdracht). Het voordeel hiervan is dat het een voortzetting van het huidige systeem is en de minste veranderingen vereist op wetgevend, administratief en procedureel gebied.

Dit systeem sluit aan bij voorstel 33³² van BRUGEL, waarin een gelijkaardig mechanisme werd voorgesteld uitsluitend voor natuurlijke personen die eigenaar zijn van fotovoltaïsche installaties.

Bovendien betekent de aankoop van GSC tegen een vaste prijs ook dat de maatschappelijke kosten minimaal zijn, omdat de winstmarges van de privéspelers (leveranciers en tussenpersonen) worden vermeden.

Een ander voordeel van dit systeem is dat het een versneld einde van de markt voor groenestroomcertificaten en bijbehorende quota mogelijk maakt. In feite zou een opt-in voor de bestaande systemen (die binnen een bepaalde, nog vast te stellen periode verplicht zou worden) kunnen worden overwogen.

9.2.2 keCO-coëfficiënt

Naar aanleiding van een aantal opmerkingen van bepaalde leden van de WG, en om dichter bij de filosofie te blijven waarvan de Europese Commissie voorstander is (het vermijden van surpluswinsten), zou het gepast kunnen zijn om het steunniveau te laten variëren door rekening te houden met een economische keCO-coëfficiënt. Die laatste zou periodiek worden berekend voor installaties die steun aanvragen en zou moeten zorgen voor een stabiele gemiddelde opbrengst­voet op basis van wijzigingen van de prijzen van de elektriciteit die in het net wordt geïnjecteerd en eraan wordt onttrokken.

In Wallonië zorgt de coëfficiënt voor een opbrengst­voet gedefinieerd door een IRR van 7% berekend over een economische levensduur van 20 jaar en beïnvloedt het aantal verkregen groenestroomcertificaten per geproduceerde MWh tijdens de hele duur van de toekenning (10 jaar). Hij wordt halfjaarlijks berekend volgens een gepubliceerde methodologie³³. Als deze optie wordt overwogen, stelt BRUGEL voor om een methodologie te gebruiken die vergelijkbaar is met degene die in Wallonië wordt toegepast.

In de eerste plaats zou de te bereiken interne-opbrengst­voet moeten worden bepaald. Zonder steun varieert de IRR momenteel tussen 6,2% voor de systemen in de categorie]5-36] kWp en 9,56% voor grote systemen (> 250 kWp). Een IRR van 8% berekend over een economische levensduur van 25 jaar met een basistoekenning van 10 jaar zou een optie kunnen zijn die het analyseren waard is.

De overheid zou ook een standpunt moeten innemen over de frequentie van de herziening van de keCO (jaarlijks of halfjaarlijks) en over het element dat daarbij varieert: het aantal GSC/MWh of de toekenningsduur. Deze twee opties moeten in detail worden geanalyseerd, maar de eerste inschatting

³¹ De VME (verenigingen van mede-eigenaars) worden als rechtspersonen beschouwd.

³² <https://www.brugel.brussels/publication/document/voorstellen/2023/nl/VOORSTEL-33-Vereenvoudiging-Verkoop-GSC.pdf>

³³ <https://energie.wallonie.be/fr/keco-applicables-depuis-le-1-er-janvier-2019.html?IDD=135668&IDC=10276>

van BRUGEL is dat de tweede keuze haalbaarder zou zijn in termen van aanpassing van het bestaande systeem op technisch niveau.

Voor een installatie met hoger dan verwachte inkomsten als gevolg van zeer hoge elektriciteitsprijzen zou de totale toekenningsperiode dan met een bepaalde periode worden verkort.

De invoering van de coëfficiënt zou een versneld einde van de markt voor groenestroomcertificaten niet verhinderen, maar bestaande installaties moeten een vaste k_{ECO} krijgen toegekend. Zo niet, zou er een vorm van retroactiviteit worden ingevoerd die een zeer slecht signaal zou geven aan de sector en een groot juridisch risico met zich mee zou brengen.

Tot slot wijzen we erop dat de invoering van een model met een k_{ECO} een impact zou kunnen hebben op de opbrengstvoet van de derde-investeerders, die momenteel een belangrijke drijvende kracht achter de ontwikkeling van de hernieuwbare energie in Brussel zijn.

9.2.3 Vermogensdrempel

Er moet een maximale vermogensdrempel worden vastgesteld in overeenstemming met de limieten die door de Europese Unie zijn gedefinieerd om binnen het toepassingsgebied van 'kleine installaties' te blijven en niet te worden onderworpen aan de verplichting om een 'contract for difference' af te sluiten, wat ongeschikt lijkt voor de context van de fotovoltaïsche energie in een stedelijke omgeving (zie paragraaf 4.4).

Rekening houdend met de huidige opbrengstvoet van de installaties, stelt BRUGEL voor om deze drempel vast te leggen op 500 kWp. Daarboven zou geen verdere steun worden verleend.

9.3 BIPV

Om het potentieel van de geïntegreerde fotovoltaïsche installatie (BIPV) te blijven stimuleren, zouden we ons een toeslag kunnen voorstellen afhankelijk van het type BIPV dat wordt geïnstalleerd, zoals momenteel het geval is met de toekenningsgraad.

Het zou ook interessant zijn om het potentieel van de fotovoltaïsche schaduwdekken op parkings te analyseren. Op dit moment worden ze niet ondersteund via de specifieke BIPV-toekenningsgraden, maar gezien het potentieel dat bestaat in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest is dit een optie die moet worden overwogen.

9.4 Andere technologieën

Op het vlak van de warmtekrachtkoppelingen zou een systeem van groenestroomcertificaten die tegen een vaste prijs worden terugggekocht het ook mogelijk maken om de nieuwe warmtekoppelingen die worden aangedreven door niet-fossiele brandstoffen te blijven ondersteunen op basis van het bestaande mechanisme.

Op het niveau van de windturbines kan ook het mechanisme voor GSC die tegen een vaste prijs worden terugggekocht worden ingevoerd, maar moet bijzondere aandacht worden besteed aan de drempel waarboven de steun niet langer nodig is. De drempel van 500 kW is waarschijnlijk te laag en we moeten voorzichtig zijn om onder de grens te blijven waarboven de Europese Commissie het variabele injectietarief oplegt.

9.5 Overgang

Bij een overgang van het huidige ondersteuningssysteem naar het door BRUGEL voorgestelde systeem moet bijzondere aandacht worden besteed aan de overstap van het ene systeem naar het andere. Een realistische planning en een gerichte communicatie zijn de sleutel tot succes.

9.5.1 Planning

Dit voorstel zal moeten worden gepresenteerd en geïntegreerd door de nieuwe regering die zal worden geïnstalleerd na de regionale verkiezingen in juni 2024.

Het voorstel zal verder specifiek onderzoek vereisen naar de verschillende opties die moeten worden overwogen voordat het kan worden omgezet in een wettekst (wat een wijziging van zowel de ordonnantie als het besluit inhoudt). Een aanpassing van de wetgeving lijkt daarom op zijn vroegst in 2026 realistisch.

Er moet ook rekening worden gehouden met een communicatieperiode (zie volgende punt) van een jaar voor de implementatie van de nieuwe installaties, die uiterlijk rond begin 2027 zou moeten starten.

Tot slot moet een opt-insysteem voor de bestaande installaties worden overwogen, met een maximale tijdslimiet. Afhankelijk van de gekozen maximumtermijn zou dit het einde van de markt voor groenestroomcertificaten en quota vanaf 2028 kunnen betekenen.

9.5.2 Communicatie

Er moet met de verschillende doelgroepen positief worden gecommuniceerd, zowel voor de premie als voor de GSC met een vaste prijs.

De bestaande prosumënten zullen moeten worden gerustgesteld over het belang van de overstap van het ene systeem naar het andere, waarbij de nadruk wordt gelegd op de vereenvoudiging en de opt-invoorwaarden.

Tot slot moet de gezamenlijke communicatie van de verschillende administraties en potentiële nieuwe prosumënten worden begroot en gepland.

10 Conclusies

Het doel van dit voorstel is om verschillende mogelijke ontwikkelingspistes van het ondersteuningssysteem voor de productie van hernieuwbare elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest te analyseren. Het ligt in het verlengde van het door BRUGEL uitgebrachte voorstel 33 betreffende de vereenvoudiging van het verkoopproces van groenestroomcertificaten voor de producenten van groene stroom. De analyse werd opgevolgd door dezelfde werkgroep die bestaat uit organisaties die beschikken over de nodige expertise over of actief zijn op de markt van de groene stroom in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

De methodologie die werd gebruikt om deze werkgroep te leiden, was niet specifiek gericht op het streven naar een gemeenschappelijk voorstel van de verschillende leden van de WG. Het doel van BRUGEL was immers om de commentaren en opmerkingen van de verschillende leden te kunnen verzamelen als input voor de gedachtewisselingen over het onderwerp. Het is dus belangrijk te onthouden dat dit voorstel een eigen voorstel van BRUGEL is.

In het kader van dit voorstel heeft BRUGEL eerst een analyse gemaakt van het huidige systeem van groenestroomcertificaten. Daaruit is voor de fotovoltaïsche installaties het volgende gebleken:

- Zonder steun varieert de eenvoudige terugverdientijd tussen 10 en 13 jaar naargelang van de vermogenscategorie van de fotovoltaïsche installaties, terwijl erkend wordt dat ze een levensduur van meer dan 25 jaar hebben.
- Het kalibreren van het ondersteuningssysteem over een terugverdienperiode van 7 jaar, zoals in Brussel, is een vrij uniek model. De terugverdientijd die wordt nagestreefd in de steunmodellen in de andere regio's is 10 jaar. Als ditzelfde niveau in Brussel zou gelden, zouden systemen van meer dan 100 kWp onder de huidige voorwaarden geen steun meer nodig hebben.

BRUGEL heeft ook een analyse uitgevoerd van de bestaande systemen in de andere gewesten van het land en in andere landen. Voor de andere Belgische gewesten kunnen daaruit de volgende conclusies worden getrokken:

- Sinds januari 2024 heeft Vlaanderen alle vormen van steun stopgezet, omdat het van mening is dat de opbrengstvoet van minder dan 10 jaar voldoende is om de ontwikkeling van de sector te garanderen.
- Sinds januari 2024 heeft Wallonië het compensatieprincipe voor nieuwe kleine installaties (< 10 kWp) afgeschaft en sinds januari 2023 is de steunregeling voor grote systemen teruggebracht tot 0 euro. De steun kan echter opnieuw worden geactiveerd als de marktomstandigheden veranderen.
- De Raad van Europa stimuleert een evolutie van de steunsystemen binnen 3 jaar naar een model van het tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen ('contract for difference'), maar laat in dit stadium de deur open voor de invoering van andere steunsystemen voor de kleine installaties (< 500 kW). BRUGEL is van mening dat de Brusselse Regering de toetreding van Europa tot dit vrijstellingsstelsel zou kunnen rechtvaardigen, gezien het stedelijke karakter van het Gewest.

Het derde deel van dit rapport had betrekking op de analyse van 3 alternatieve steunmodellen voor groenestroomcertificaten: een investeringspremie, een productiesteun (vast productietarief of terugkoop van GSC tegen een vaste prijs) en een variabel injectietarief.

Op basis van de analyse van deze 3 systemen heeft BRUGEL een voorstel geformuleerd voor de ontwikkeling van het ondersteuningssysteem in functie van het type van producent. Voor de natuurlijke personen wordt voorgesteld om een investeringspremie in te voeren. Voor de rechtspersonen stelt BRUGEL de invoering van een productiesteunsysteme voor. BRUGEL is van mening dat het ondersteuningssysteem dat het meest geschikt lijkt, het systeem zou zijn dat gekoppeld is aan het systeem voor de terugkoop van GSC tegen een vaste prijs.

De invoering van een variabel injectietarief werd uitgesloten, omdat dit ondersteuningssysteem niet geschikt is voor de omvang van de installaties die waarschijnlijk in het BHG zullen worden ontwikkeld. Dit systeem vereist een zeer hoge administratieve last voor kleine installaties.

Deze evolutie van het ondersteuningssysteem heeft verschillende voordelen:

- het zorgt voor meer continuïteit met het bestaande systeem;
- het minimaliseert de maatschappelijke kosten;
- het maakt het mogelijk om een vroegtijdig einde van het huidige quotasysteem en de markt voor groenestroomcertificaten te overwegen door de bestaande installaties de kans te geven om over te schakelen op dit nieuwe model.

Naar aanleiding van een aantal opmerkingen van bepaalde leden van de WG, en om dichter bij de filosofie te blijven waarvan de Europese Commissie voorstander is (het vermijden van surpluswinsten), zou het gepast kunnen zijn om het steunniveau voor de rechtspersonen te laten variëren door rekening te houden met een economische k_{ECO} -coëfficiënt in navolging naar wat in Wallonië wordt gedaan.

Er wordt op gewezen dat welk systeem ook wordt overwogen voor de hervorming van de steun voor de productie van hernieuwbare elektriciteit, de maatschappelijke kosten zullen dalen in vergelijking met het huidige systeem van groenestroomcertificaten.

Tot slot herinneren we eraan dat in dit rapport bepaalde elementen niet in detail zijn geanalyseerd, zoals de financieringsbronnen voor steunsystemen, de operationele modaliteiten of de overgangsregelingen. Verschillende door BRUGEL geformuleerde voorstellen en de manier waarop ze moeten worden toegepast, vloeien voort uit een politieke keuze. BRUGEL blijft ter beschikking van de autoriteiten om eventuele andere opties te analyseren en, indien nodig, de uitvoering ervan te ondersteunen.

* *

*