



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)110506-CDC-1062

over

*'de impact van fotovoltaïsche zonnepanelen op
de Belgische elektriciteitsprijs'*

gedaan met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid,
2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de
organisatie van de elektriciteitsmarkt

6 mei 2011

STUDIE

In deze studie onderzoekt De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) de impact van de elektrische energie geproduceerd door fotovoltaïsche zonnepanelen (hierna “de PV-impact”) op de Belgische elektriciteitsprijs. Hierbij wordt enkel naar de energiecomponent gekeken en worden de belastingen, de toeslagen en de tarieven voor distributie en transport buiten beschouwing gelaten.

De impact van de fotovoltaïsche zonnepanelen wordt vervolgens vergeleken met een stoom- en gascentrale (STEG).

Het Directiecomité van de CREG heeft de onderhavige studie goedgekeurd op zijn vergadering van 6 mei 2011.

////

1. INLEIDING

1. In de discussie over de subsidiekost van de zonnepanelen wordt het argument gebruikt dat de zonnepanelen zorgen voor een daling van de prijsspieken op de elektriciteitsmarkt. Zo zouden de zonnepanelen geleid hebben tot een prijsdaling van 10 €/MWh op de Belpex Day Ahead Market (hierna "Belpex DAM"), de Belgische groothandelsbeurs voor elektriciteit, tijdens de middaguren van zondag 27 maart 2011, of een prijsdaling van 17%.

2. In onderhavige studie wordt een schatting gemaakt van de gemiddelde daling van de Belpex DAM prijs ten gevolge van de zonnepanelen. Er wordt gerekend met een geïnstalleerd vermogen van 800 MW.

3. Tevens wordt de impact geschat voor de Belgische consument door de gemiddelde daling op de Belpex DAM te extrapoleren voor het totale verbruik. Dat is te verdedigen, aangezien de installatie van de zonnepanelen een voorspelbare en structurele ingreep is in de productiemarkt en dus zal de impact op de Belpex DAM meegerekend worden in de langetermijnprijs die de meerderheid van de consumenten betalen. Wat de grootte is van de impact wordt niet in deze studie onderzocht. Er wordt daarentegen aangenomen dat de daling op de Belpex DAM prijs eenvoudig mag doorgerekend worden naar de eindprijs. Dit betekent dat de resultaten van deze studie in absolute waarde niet noodzakelijk overeenkomen met de werkelijke prijsimpact. Daarom wordt in deze studie een vergelijking gemaakt met een andere technologie, namelijk een stoom- en gascentrale (STEG). Deze studie is dan vooral belangrijk als de impact van de zonnepanelen vergeleken wordt met deze en andere technologieën.

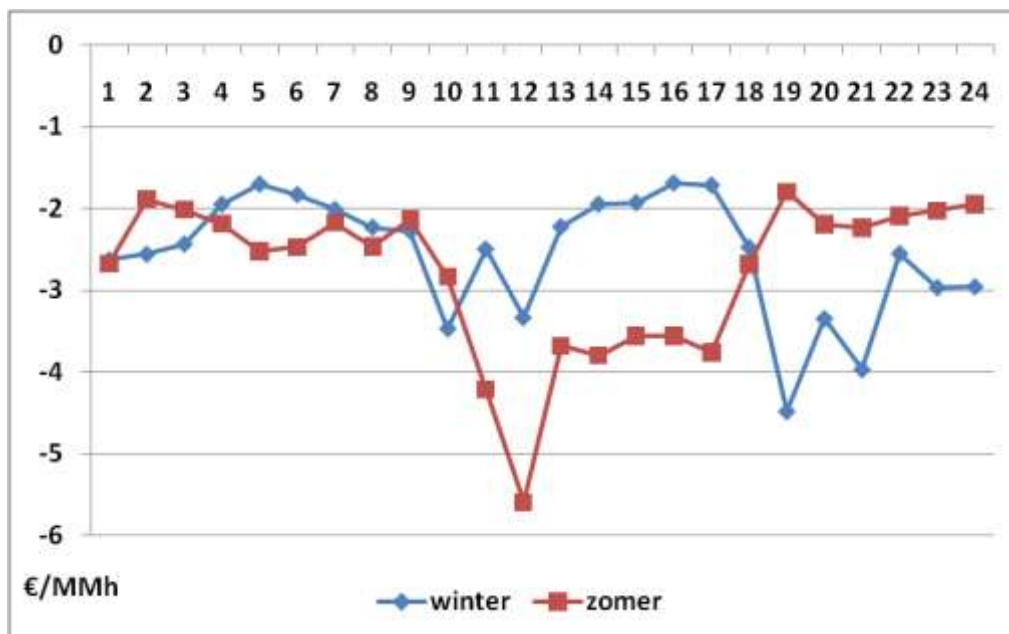
4. In deze analyse wordt rekening gehouden met het seizoensgebonden karakter van de volgende factoren:

- aantal uren zon per dag (meer uren zon in de zomer dan in de winter)
- prijsverandering op Belpex (grotere impact van extra energie op de prijs op de middag in de zomer en op de avond in de winter)

2. BELPEX DAM + MARKTRESILIËNTIE

5. Belpex NV voert een maandelijkse studie uit naar de marktresiliëntie (of marktrobuustheid) van de Belpex DAM. Hiervoor simuleert Belpex NV op een exacte manier voor alle beschouwde uren wat de prijs zou geweest zijn wanneer er op de markt extra energie te koop aangeboden of gevraagd zou geweest zijn, en dit voor stappen van 50, 250 en 500 MWh/uur.

6. De onderstaande figuur geeft de gemiddelde prijsimpact per uur ten gevolge van een extra aanbod van 500 MWh/uur tijdens de periode 2007-2009, opgedeeld volgens de zomer- en winterperiode¹. Hieruit blijkt dat de grootste prijsimpact tijdens de middag in de zomerperiode is, maar dat dit in de winter 's avonds valt, wanneer er geen zon meer is.



Gemiddelde prijsverandering per uur op Belpex DAM in de periode 2007-2009, opgedeeld volgens winter (oktober-maart) en zomer (april-september).

¹ De zomerperiode wordt bepaald als de periode van april tot september ; de winterperiode van oktober tot maart.

3. PV-IMPACT OP DE BELPEX DAM-PRIJS – METHODE 1

7. Het geïnstalleerde vermogen aan zonnepanelen is op heden ongeveer 800 MW. Om de impact te berekenen, wordt de prijsimpact beschouwd die hoort bij de stap van 500 MWh/uur in de studie naar de marktresiliëntie en geëxtrapoleerd naar 800 MW. Vervolgens wordt de prijsimpact per MWh berekend om te kunnen vergelijken met de subsidiekost, die uitgedrukt wordt in €/MWh.

8. De load-factor van PV-installaties is ongeveer 10%, wat inhoudt dat het geïnstalleerde PV-vermogen jaarlijks een hoeveelheid energie produceert alsof de PV-installatie 10% van de tijd op vol vermogen produceerde. Een installatie van 10 MW produceert jaarlijks dan ongeveer $10 \text{ MW} * 8760 * 10\% = 8760 \text{ MWh}$. Met een geïnstalleerd vermogen van 800 MW wordt er jaarlijks 700.800 MWh geproduceerd. Met een jaarverbruik van ongeveer 90 TWh zijn de zonnepanelen goed voor ongeveer 0,8 % van het Belgische verbruik.

9. Volgens de methode in deze sectie wordt aangenomen dat de PV-productie voor 75% in de periode van april tot september ('zomer') gebeurt en 25% in de periode van oktober tot maart ('winter')².

10. De PV-dagproductie wordt volgens de methode in deze sectie aan de middaguren toegewezen. Eerst wordt het uur met de grootste impact op de Belpex DAM prijs ingevuld (tot een maximum van 800 MWh), vervolgens het middaguur met de tweede grootste impact, ... tot de dagproductie volledig toegewezen is. Deze allocatiewijze maximaliseert de PV-impact op de Belpex DAM prijs³.

11. De middaguren met de gemiddeld grootste impact tijdens de winter en zomer staan in onderstaande tabel. De tabel baseert zich op de bovenstaande figuur.

gemiddelde prijsimpact 2007-2009		
uur	winter	zomer
10	-3,47	-2,83
11	-2,50	-4,22
12	-3,33	-5,59
13	-2,22	-3,68
14	-1,95	-3,80
15	-1,93	-3,56

² Deze allocatiewijze is in het voordeel van de PV-installatie aangezien de grootste prijsimpact op de middag in de zomer valt.

³ Merk op dat volgens deze methode het gebruik van een hogere load-factor (dan 10%) leidt tot een lagere gemiddelde PV-impact per MWh.

12. Als de PV-productie eerst wordt toegewezen aan deze uren geeft dit onderstaande tabel, rekening houdend met 800 MW geïnstalleerd vermogen, een load-factor van 10% en de PV-productie die voor 75% in de zomerperiode gebeurt.

geïnstalleerd vermogen	800 MW	
load factor PV	10%	
productie per jaar	700.800 MWh	
productie zomer / winter	75%	25%
productie in de zomer (75%)	525.600 MWh	
productie in de winter (25%)	175.200 MWh	
productie per dag in de zomer	2.880 MWh	
productie per dag in de winter	960 MWh	
productie-verdeling per uur - zomer	uur 12	800 MWh
	uur 11	800 MWh
	uur 13	800 MWh
	uur 14	480 MWh
productie-verdeling per uur - winter	uur 12	800 MWh
	uur 11	160 MWh

13. Bovenstaande productieverdeling zomer/winter en over de middaguren geeft een gemiddelde daling van de Belpex DAM prijs van 0,653 €/MWh op jaarbasis. De gemiddelde Belpex DAM prijs was in de periode 2007-2009 50,67 €/MWh, wat bijgevolg neerkomt op een prijsdaling van 1,3 %.

14. Aangezien de PV-installaties een structurele verandering van de elektriciteitsmarkt inhouden, zal de markt verwachten dat de geproduceerde energie door deze installaties ook in de toekomst een impact zal hebben op de elektriciteitsprijs. Met andere woorden, de impact van de PV-installaties zit mee verrekend in de verwachtingen omtrent de toekomstige spotprijs. Men kan aannemen dat de prijzen van langetermijncontracten gebaseerd zijn op de verwachte spotprijs, en er kan aangenomen worden dat de prijsdaling van de Belpex DAM-prijs ten gevolge van de PV-installaties ook zal leiden tot een prijsdaling van de langetermijncontracten. Wat de grootte is van de impact wordt niet in deze studie onderzocht. Er wordt daarentegen aangenomen dat de daling op de Belpex DAM prijs eenvoudig mag doorgerekend worden naar de eindprijs. Op basis van deze assumptie kan de impact op de Belpex DAM prijs vermenigvuldigd worden met het totale gemiddelde jaarverbruik (ongeveer 90 TWh per jaar).

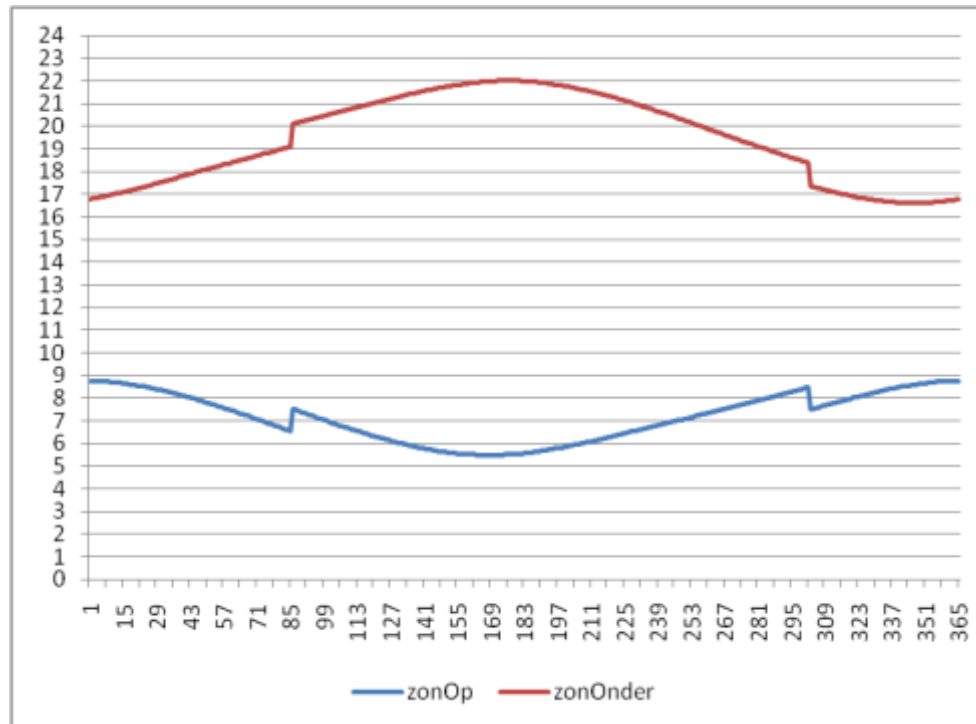
15. Indien de prijsdaling van 0,653 €/MWh wordt doorgerekend aan alle consumenten levert dit een besparing op van $0,653 \text{ €/MWh} \times 90 \text{ TWh} = 59$ miljoen euro per jaar.

16. Tegenover deze positieve prijsimpact staat een subsidiekost. De tabel hieronder berekent de subsidiekost voor verschillende subsidieniveaus (450, 350, 150 en 90 €/MWh). Hieruit blijkt dat bij een subsidiehoogte van 90 €/MWh 93% van de kosten worden gecupereerd door de prijsverlaging. De huidige subsidieniveaus zijn 350-450 €/MWh.

productie per jaar (load = 10%)		700.800	MWh	kost
impact prijsdaling		58,8	M€	recup
subsidieniveau (€/MWh)	450	315,4	M€	19%
	350	245,3	M€	24%
	150	105,1	M€	56%
	90	63,1	M€	93%

4. PV IMPACT OP DE BELPEX DAM-PRIJS – METHODE 2

17. In de voorgaande sectie werd de PV-impact op de meest voordelige manier geschat, namelijk door de verwachte PV-dagproductie eerst toe te wijzen aan de middaguren met de grootste prijsimpact. In deze sectie wordt een meer gedetailleerde toewijzing van de potentiële PV-productie gehanteerd, gebaseerd op de het aantal uren dat er zonschijn is op een bepaalde dag en gebaseerd op een eenvoudige model om de potentiële uurproductie te kunnen schatten. Hiervoor wordt de data gebruikt met de tijdstippen waarop de zon op en onder gaat. Ter informatie geeft onderstaande grafiek deze informatie voor alle dagen van een jaar.

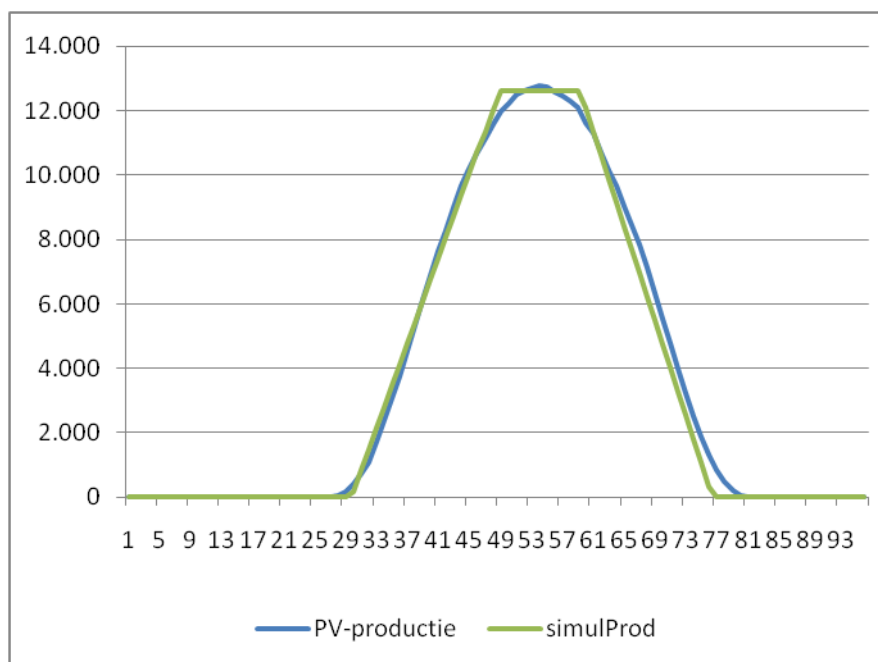


Het uur van zonsopgang en zonsondergang voor België in 2011 (bron: KMI)

18. De CREG heeft geen cijfers tot haar beschikking van de uurproductie door PV-installaties in België. Deze gegevens worden wel gepubliceerd voor heel Duitsland sinds halfweg vorig jaar⁴. Om een model voor de potentiële uurproductie op een bepaalde dag wordt de werkelijke productie van één zonnige dag in Duitsland beschouwd (i.c. 9 april 2011) en worden de karakteristieken van dit productieprofiel veralgemeend. Uit het productieprofiel blijkt dat de elektriciteitsproductie iets vóór zonsopgang begint en eindigt iets na zonsopgang. De maximale productie wordt bereikt ongeveer in het midden tussen zonsopgang en zonsondergang en bedraagt 12,7 GW. Eind 2010 was het geïnstalleerde

⁴ Zie <http://www.transparency.eex.com/en/>

vermogen 17,3 GW, waardoor een voorzichtige voorspelling voor begin april 2011 meer dan 18 GW is (en waarschijnlijk meer). De maximale productie is bijgevolg ongeveer 70%. De maximale productie wordt gemodelleerd als zijnde constant tijdens de middagperiode, waarbij de middagperiode even lang duurt als 20% van de totale zonneshijn voor die dag. Indien bovenstaande model wordt toegepast op 9 april 2011 wordt het onderstaande profiel gekregen ('simulProd' – groene lijn).



PV-productie per kwartier in Duitsland op 9 april 2011 (blauwe lijn) en de gesimuleerde productie (groene lijn).

19. Dit model wordt dan toegepast voor alle dagen in het jaar om zo de potentiële PV-productie te schatten voor elke uur van het jaar. Daarbij wordt een geïnstalleerde capaciteit verondersteld van 800 MW. Vervolgens wordt voor elk productieniveau de prijsimpact berekend, rekening houdend met de marktresiliëntie van de Belpex DAM (met lineaire interpolatie tussen 0 en 50 MW, 50 en 250 MW, tussen 250 MW en 500 MW en meer dan 500 MW (max 560 MW)). Ten slotte wordt de totale prijsimpact berekend en herleid naar de prijsimpact per uur per MWh door de totale geaccumuleerde prijsimpact van het jaar te delen door de totale potentiële PV-productie van het hele jaar, wat uitkomt op -0.0059 €/MWh. Dit is de gemiddelde prijsdaling van een uurprijs op Belpex DAM indien er 1 MWh PV-productie is voor dat uur.

20. Om te komen tot een totale prijsimpact voor de jaarlijkse PV-productie moet dit vermenigvuldigd worden met de PV-productie en gedeeld door het aantal uren per jaar: $-0.0059 \text{ €/MWh} * 800 \text{ MW} * 10\% * 8760 / 8760 = -0.474 \text{ €/MWh}$. Met een totale consumptie van 90 TWh en met de veronderstelling dat deze prijsdaling één-op-één wordt doorgerekend voor de consument, leidt de PV-productie volgens deze methode tot een prijsdaling van 42 miljoen euro voor de consument. Dat is 70% van de waarde van de eerste methode die uitkwam op 59 miljoen euro, maar is wel van dezelfde grootteorde. De kostprijs van de subsidie blijft dezelfde.

21. Tot slot nog een opmerking ten aanzien van de gebruikte methode: het seizoensgebonden karakter van de PV-productie wordt nu automatisch meegerekend omdat er rekening gehouden wordt met het aantal uren zonneshij, dat uiteraard ook seizoensgebonden is. Wat echter niet meegerekend is, is de graad van bewolking en het rendement van de PV-installaties, waarbij het laatste temperatuursgebonden is. Deze zaken zijn ook seizoensgebonden, maar worden niet meegerekend in het model.

5. IMPACT STEG-CENTRALE

22. De redenering dat de impact op de Belpex DAM prijzen een argument is om een productie-installatie te subsidiëren, wordt in deze sectie toegepast op een STEG-centrale van 450 MW.

STEG-centrale

23. Enkele assumpties ten aanzien van de STEG-centrale:

- Kostprijs: 300 miljoen euro
- Afgeschreven op 20 jaar
- Vermogen van 450 MW
- Draait 6000 uren per jaar op vol vermogen

Produceert zowel in de winter als in de zomer, zonder voorkeur voor bepaalde uren

Indien de overheid de bouw van de STEG zou subsidiëren tegen kostprijs met een lening tegen 5% over 20 jaar dan is de jaarlijkse afbetaling 24,1 miljoen euro.

24. De gemiddelde impact op de Belpex DAM prijs van 450 MW die 6000 uren draait is 1,6 €/MWh op jaarbasis. Voor het totale verbruik (90 TWh) is dit een impact van 146 miljoen euro per jaar. Dit betekent dat de jaarlijkse subsidiekost van de STEG van 24 miljoen euro ruimschoots wordt gecompenseerd door de positieve impact op de Belpex DAM prijs die resulteert in een impact van 146 miljoen euro (indien de Belpex DAM-prijs doorgerekend wordt naar alle consumenten). Dit is een kostrecuperatie van 609 %.

6. SAMENVATTING

25. Indien de impact op de Belpex DAM prijs wordt doorgerekend naar alle eindklanten in België, dan resulteren de huidige geïnstalleerde PV-installaties in het meest optimistische scenario in een geschatte jaarlijkse netto-daling van 59 miljoen euro voor de eindverbruiker. Hiertegenover staat een subsidiekost van 245–315 miljoen euro (subsidieniveau van 350-450 €/MWh). Dit is een kostrecuperatie van 24–19 procent. Indien de bouw van een STEG-centrale van 450 MW zou gesubsidieerd worden, dan zou dit, volgens dezelfde redenering, resulteren in een jaarlijkse netto-daling met 146 miljoen euro van de factuur voor de eindverbruiker, tegenover een subsidiekost van 24 miljoen euro per jaar gedurende 20 jaar. Dit is een kostrecuperatie van 609 procent.

26. In deze studie werd aangenomen dat de daling op de Belpex DAM prijs eenvoudig mag doorgerekend worden naar de eindprijs van alle consumenten. Dit is echter niet noodzakelijk het geval en de CREG maakt dan ook voorbehoud bij de resultaten in absolute waarde van deze studie. Deze studie vindt haar waarde voornamelijk in de relatieve impact van de zonnepanelen vergeleken met de andere aangehaalde productietechnologie.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité