

FOTOVOLTAÏSCHE ZONNE-ENERGIE (ZON-PV)

Doelstof/ Prioritair thema	CO ₂
Sector	Huishoudens
Categorie	Hernieuwbaar elektriciteit

		2020			
Kosteneffectiviteit		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Nationaal	€/ton	697	722	715	
Eindgebruiker	€/ton	151	184	171	
Totale kosten		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Nationaal	mln €	68,9	304	875	
Eindgebruiker	mln €	14,9	77,3	209	
Nationale emissiereductie		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
CO ₂	Mt CO ₂	0,1	0,4	1,2	
CH ₄	Mt CO ₂ -eq				
N ₂ O	Mt CO ₂ -eq				
F-gassen	Mt CO ₂ -eq				
SO ₂	kt	0,0	0,2	0,5	
NO _x	kt	0,1	0,3	0,7	
NH ₃	kt				
NMVOS	kt				
Fijn stof	kt PM ₁₀	0,0	0,0	0,0	
Fijn stof	kt PM _{2,5}				
Direct effect energiegebruik		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Elektriciteit	PJ _e	-0,7	-2,8	-8,2	
Winning	PJ	0,7	2,8	8,2	
Nationaal effect energiegebruik		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Aardgas	PJ	-0,7	-3,0	-8,6	
Biomassa	PJ	-0,2	-0,7	-2,0	
Elektriciteit	PJ _e				
Kolen	PJ	-0,6	-2,7	-7,9	
Winning	PJ	0,7	2,8	8,2	
Opbouw kosten		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Investering bouwtechnisch	mln €				
Investering elektro/mechanisch	mln €	536	2361	6790	
Overige operationele kosten/baten	mln €/a	8,0	35,4	102	
Uitvoeringskosten overheid	mln €/a				
Investeringsubsidies	mln €	63,0	281	847	
Operationele steun/heffing	mln €/a	17,9	72,4	212	
Energie kosten/baten nationaal	mln €/a	4,7	20,2	58,6	
Energie kosten/baten eindgebruiker	mln €/a	38,0	162	469	

Fotovoltaïsche zonne-energie (Zon-PV)

Korte omschrijving

In een fotovoltaïsche cel (PV- of zonnecel) wordt energie uit licht (zonnestraling, zowel direct als diffuus) direct omgezet in elektriciteit, zonder tussenkomst van thermische of mechanische processen. De zonnecellen worden samengevoegd tot modules en geplaatst op beschikbare daken en gevels van gebouwen, op infrastructuurobjecten als geluidswallen, of eventueel als centrale op 'wasteland'. De beschikbaarheid van oppervlakte is geen beperkende factor.

Overige effecten (kwalitatief)

-

Haalbaarheid (kwalitatief)

Instrumentering

Een belangrijke vraag is wat de optimale verdeling is tussen RD&D en het realiseren van grote volumes (marktstimulering). Samen kunnen deze twee stimuleringsinstrumenten bereiken dat PV of onderdelen van het systeem goedkoper worden in de loop van de tijd. Mogelijke instrumenten voor marktstimulering zijn belastingvrijstelling, investeringssubsidies (zoals de voormalige EPR) of opwekvergoedingen (zoals de huidige MEP). Door een standaardisatie en pre-fab toepassingen en kennis en ervaring met bouwkundige risico's is kostenreductie en kwaliteitsverbetering mogelijk; ook convenanten en verplichte toepassing van PV in bepaalde sectoren (waaronder woningbouw) behoren tot de mogelijkheden. Marktstimulering is ook belangrijk in verband met het opbouwen van een Nederlandse PV-sector.

Samenhang met bestaand beleid

Op EU-niveau valt PV onder de 'Directive 2001/77/EC, 27 September 2001, on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market'. In een aantal EU-lidstaten is sprake van specifieke ondersteuningsprogramma's voor PV. Het EU White Paper noemt een doelstelling van 3 GWp in 2010 in de 15 EU-lidstaten (EC, 1997).

Op lokaal niveau is er een duidelijke link met de ruimtelijke ordening en alle regelgeving die daarmee verbonden is. De meest voor de hand liggende toepassing van PV in Nederland is plaatsing op dak- en geveloppervlak in de gebouwde omgeving. Omdat de elektriciteitsproductie uit PV maximaal is als deze op de zon wordt gericht, vereist dit plaatsing op een plat dak of een op voldoende gunstig georiënteerd (tussen zuid-west en zuid-oost) hellend dak. Gemeenten kunnen een bijdrage leveren door bij de ontwikkeling van nieuwbouwwijken te eisen dat de stedenbouwkundige uitgaat van een zonvriendelijke verkaveling.

Maatschappelijk draagvlak

Hoewel de grootschalige inpassing van PV in de gebouwde omgeving niet onopgemerkt aan de maatschappij voorbij zal gaan, is mogelijke maatschappelijke weerstand beperkt.

Ook op politiek niveau is er een breed draagvlak voor PV, maar is er veel discussie over het nut en de noodzaak van korte-termijn stimulering, vooral gezien de langere termijn waarop PV een belangrijke bijdrage kan gaan leveren aan de elektriciteitsproductie. In het kielzog daarvan speelt een discussie in welke verhouding de ontwikkeling en kostendaling van PV gestimuleerd moet worden via market deployment en via R&D om de maatschappelijke en economische kosten en baten zo optimaal mogelijk te laten zijn. Algemeen wordt erkend dat het bestaan van een thuismarkt belangrijk is om deze synergie te realiseren.

Draagvlak bij doelgroep

Er worden grofweg twee doelgroepen besproken. Enerzijds is er een groep kleinverbruikers die PV kleinschalig op het eigen dak toepassen ('achter de meter', typisch 1-5 kWp) en anderzijds is er een groep investeerders (evt. energiebedrijven) die PV toepassen op bijvoorbeeld utiliteitsgebouwen (typisch 10 kWp tot enkele MW_p).

Doelgroepen die PV grootschalig kunnen implementeren zijn bijvoorbeeld elektriciteitsproductiebedrijven en eigenaren van gebouwen. Omdat onder het huidige beleid PV niet kostendekkend te bedrijven is, is bij spelers met een zeer commerciële bedrijfsvoering het draagvlak gering. Bij spelers waarbij het winst oogmerk minder prominent is, zoals woningcorporaties, particuliere woningbezitters en de non-profitsector, is het draagvlak groter.

Barrières/randvoorwaarden

Behalve de hoge investeringen die gedaan zullen moeten worden, is het ook van belang dat alle spelers goed op de hoogte moeten zijn van de mogelijkheden. Onder stedenbouwkundigen bestaat weerstand tegen een zongerichte verkaveling omdat kop/staart situaties (de voordeur van de ene bewoner grenst aan de achtertuin van de andere bewoner) onwenselijk wordt gevonden. Bovendien is energie geen bepalend thema in de woningbouw. Omdat het opwekken van duurzame elektriciteit niet tot de kernactiviteiten hoort van de meeste non-profit instellingen, ligt het plaatsen van PV op hun gebouwen niet altijd voor de hand: het kan moeilijk

Fotovoltaïsche zonne-energie (Zon-PV)

zijn om de doelgroep aan te spreken. Verder is er ook nog een technische beperking met betrekking tot de inpassing van grote hoeveelheden intermitterend vermogen: wanneer die hoeveelheid (zowel wind als zon-PV) te groot wordt, kunnen er problemen optreden met netwerkstabiliteit. Oplossingsrichtingen voor deze problematiek bij PV zijn energiemanagement en eventueel lokale elektriciteitsopslag.

Omdat kleinschalige PV-projecten echter invoeden op het laagspanningsnet zijn daar relatief weinig problemen te verwachten, tenminste zolang het aandeel PV beperkt blijft.

Wanneer de penetratie van PV in de gebouwde omgeving belangrijk toeneemt, en de opwekking van elektriciteit van dezelfde orde wordt als het eigen verbruik, dan kunnen eventuele problemen die daardoor ontstaan opgevangen worden door lokaal elektriciteit op te slaan. Deze techniek is nu nog niet marktrijp, maar kan dat worden. Het opvangen van onbalans kan op laagspanningsniveau mogelijk eerder financieel aantrekkelijk zijn dan op hoogspanningsniveau. Mogelijk is de onbalans door zon-PV niet in fase met de onbalans die door windenergie veroorzaakt wordt. Deze complementariteit zou voordelig kunnen zijn.

Transitie-aspecten (kwalitatief)

Ontwikkelingspotentieel

-

Robuustheid

-

Rijpheid techniek

-

Innovatieve werking

-

Onzekerheden

Kort

De toekomstige kostendaling van PV wordt veelal bepaald aan de hand van een leercurve. Bepalende variabelen daarin zijn de (wereld)marktgroei en de zg. progress-ratio. Beide variabelen zijn omgeven met onzekerheid, maar vormen uiteindelijk wel een belangrijke input voor de varianten. Afhankelijk van de nationale of regionale aandacht voor PV is het mogelijk dat bepaalde onderdelen van het systeem (bijvoorbeeld de installatiekosten) meer of minder snel in kosten dalen.

Uitgebreid

De veronderstelde kostendaling gaat met een grote onzekerheidsmarge gepaard.

Interactie/overlap met andere opties

Hoeveelheid windenergie i.v.m. onbalansproblematiek.

Beschrijving intensiteiten en varianten

-

Marktomvang optie

Toelichting

De cijfers die genoemd worden in de Referentieramingen voor de penetratie van PV zijn pessimistisch. Als reden hiervoor kan aangegeven worden dat het ondersteuningsbeleid van PV beperkt is.

De drie varianten voor de intensiteiten zijn gebaseerd op groeipercentages genoemd in (ECN-C--03-006). Variant 3 beschrijft de hoogst mogelijke groei in Nederland (per jaar 30% groei van het geïnstalleerd vermogen tot 2020). Variant 2 is gebaseerd op flinke groeicijfers (25% groei per jaar tot 2010, 22.5% per jaar tot 2020). Variant 1 gaat uit van nog steeds hoge groeicijfers (20% tot 2010, 15% tot 2020). In deze rapportage wordt alleen gekeken naar het verschil met het GE-scenario.

In de Nederlandse Roadmap Zonnestroom wordt ruim 1 GWp (uit interpolatie) voor het jaar 2020 genoemd. Deze hoge groeipercentages zullen alleen bereikt worden als er extra stimuleringsmaatregelen van toepassing zijn op PV. De variant met de hoogste groei heeft ook de meeste steun nodig. Varianten 1 en 2 hebben ook een hoger steunniveau nodig dan het GE-scenario. De cijfers die in onderstaand overzicht genoemd worden gaan uit van ongewijzigd beleid ten aanzien van de investeringssubsidies. Als voor de hoge intensiteiten gekozen wordt om (delen van) de onrendabele top te vergoeden (dit kan zowel ten opzichte van de groothandelsprijs of ten opzichte van de eindgebruikersprijs) dan heeft dat grote gevolgen voor de te besteden MEP-gelden. Voor de huidige berekeningen wordt er van uitgegaan dat het nu geldende MEP-tarief voor PV (9,7 ct/kWh) blijft gelden voor de hele periode tot 2020.

Voor de realisatie van de genoemde varianten is de beschikbaarheid van oppervlakte geen beperkende factor.

Fotovoltaïsche zonne-energie (Zon-PV)

In Nederland is in de gebouwde omgeving 400 km² beschikbaar, terwijl voor de hoogste intensiteit, onder aanname van de huidige vermogensdichtheid (100 Wp/m²), slechts 6,5% daarvan nodig zal zijn. Er wordt aangenomen dat al het beschikbare oppervlak wat betreft zoninstraling gunstig gelegen is. Het grootste gedeelte zal bestaan uit gebouwgeïntegreerde PV-systemen.

	2010	2020
Referentieraming	110 MW _p	200 MW _p
Intensiteit / Variant 1	110 MW _p	430 MW _p
Intensiteit / Variant 2	150 MW _p	1.2 GW _p
Intensiteit / Variant 3	220 MW _p	3.0 GW _p
Intensiteit / Variant 4		

Toelichting effecten energiegebruik

-

Toelichting opbouw kosten

De investeringskosten en de ontwikkeling daarvan zijn voor alle varianten gelijk aan die van het GE-scenario: 5 €/Wp in het jaar 2005, dalend naar 2 €/Wp in het jaar 2020. De jaarlijkse onderhoudskosten bedragen 1,5% van de investeringskosten.

Het aantal kWh dat met het opgestelde vermogen geproduceerd kan worden neemt toe in de loop van de tijd: het aantal vollasturen tot en met 2010 bedraagt 790, voor de periode daarna 810 uren per jaar.

Investeringsubsidies (IEA en GB) blijven over de hele periode van kracht. In hoeverre de huidige, niet kosten-dekkende MEP-tarieven opgehoogd zullen moeten worden om de genoemde realisaties te bereiken wordt in het midden gelaten.

De bedragen zijn allemaal weergegeven ten opzichte van de uitgaven onder het referentiescenario. De uitvoeringskosten voor de overheid die met het invoeren van deze maatregel gepaard gaan worden verondersteld relatief laag te zijn. Derhalve is het bedrag daarvoor op nul gezet. Onder overige operationele kosten en baten zijn de onderhouds- en bedieningskosten gevat, door de eigenaar van het PV-systeem te betalen. Deze jaarlijkse kosten hebben betrekking alle installaties die in dat jaar operationeel zijn. De investeringskosten worden geheel als 'elektro-mechanisch' gedefinieerd, en zijn cumulatief vanaf het jaar 2000 tot en met het zichtjaar, relatief ten opzichte van het GE-scenario. Hierin zijn de investeringssubsidies niet meegenomen. Onder operationele steun/heffing worden de verwachte MEP-uitgaven vermeld, gebaseerd op het nu geldende MEP-tarief voor PV van 9,7 ct/kWh.

Overig (toelichting)

Nadere beschrijving

Aan het einde van het jaar 2004 stond in Nederland 49 MW_p aan PV-vermogen opgesteld, tegen meer dan 1000 MW_p in Europa en 2600 MW_p in de landen van de IEA (iea-pvps, 2005). Binnen Europa is Nederland na Duitsland (met 800 MW_p) het land met het grootste PV-vermogen. De Nederlandse markt voor PV groeide van 1989 tot 1997 met gemiddeld ca. 20% per jaar, terwijl de gemiddelde groei in de periode 1997-2002 40% bedroeg. Sinds de afschaffing van de investeringssubsidie EPR in 2003 is de groei lager, omdat voor de implementatie van PV een vorm van stimuleringsbeleid voorlopig noodzakelijk is. De verwachting is (Roadmap Holland Solar) dat de opwekkosten van zonnestroom over tien tot vijftien jaar het niveau van consumententarieven voor elektriciteit zullen kruisen. Op lange termijn (rond het jaar 2040) kan het niveau van groothandelsprijzen worden bereikt. Bij ongewijzigd beleid is de inschatting dat het plaatsingstempo in de periode tot 2020 lager is dan hierboven genoemd.

De inpasbaarheid van PV-systemen is bij vermogens tot enkele honderden megawatts technisch geen probleem. Wordt het geïnstalleerde vermogen groter dan enkele GW_p, dan zijn er mogelijk financiële consequenties merkbaar op de elektriciteitsmarkt, door versturende effecten van het relatief grote vermogen, juist op uren met veel zon en weinig elektriciteitsvraag. Voor de netinpassing van zulke grote vermogens kan het noodzakelijk worden om aandacht te besteden aan energiemangement of eventueel elektriciteit tijdelijk te kunnen opslaan. Afhankelijk van de regelgeving omtrent de verantwoordelijkheid voor veroorzaakte net-onbalans kunnen daarvoor extra kosten toegerekend worden aan PV. Voor de periode onder studie zijn deze zogenaamde onbalanskosten van PV nul verondersteld: aangenomen is dan op termijn genoeg ervaring is opgedaan met het gedrag van PV-systemen dat de netbeheerder zonder noemenswaardige meerkosten op basis van eenvoudige weersvoorspellingen de invloed van PV op het vraagpatroon kan afschatten. Op langere termijn wordt ook de combinatie met vraagsturing een voor de hand liggende optie.

Er zijn op dit moment twee typen zonnecellen in gebruik: cellen van kristallijn silicium, die wereldwijd het grootste marktaandeel hebben (ruim 95%) en dunne-film cellen. Typische 'total area' rendementen zijn 12-

Fotovoltaïsche zonne-energie (Zon-PV)

14% voor de eerste categorie en 6-8% voor de tweede. Deze getallen zullen tot 2020 naar verwachting toenemen naar zo'n 16-18% en 10-12%. Per eenheid van modulevermogen is de prijs van alle typen modules ruwweg gelijk, maar de oppervlaktegebonden kosten (extra materiaal bijvoorbeeld) zijn hoger voor een systeem uit modules met een lager rendement.

Introductiejaar

Reeds geïntroduceerd.

Haalbaarheid

De groeipercentages bij de hoogste intensiteit zijn hoog. Deze vol te houden gedurende een lange periode zullen een belangrijke inspanning vergen van alle betrokkenen bij de implementatie van PV: de overheid (steunmaatregelen), de sector (architecten, installateurs) en de eindgebruikers. Tevens is het denkbaar de hogere groei alleen bereikt kan worden in een dwingend klimaat: convenanten tussen overheid en bouwsector bijvoorbeeld, en energieprestatie-eisen gebonden aan nieuwbouw.

Interactie / overlap

Het MEP-budget kan voor een groot deel geclaimd worden door zon-PV als intensiteit 3 toegelaten wordt.

Literatuurverwijzingen

A Vision for Photovoltaic Technology, Report of the PV Technology Research Advisory Council (EC, 2005), ISBN 92-894-8004-1.

EC (1997): Communication from the Commission, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, Energy for the future: renewable sources of energy, COM (97) 599 final (26/11/97), 1997.

Menkveld, M. (ed.) (2004): Energietechnologieën in het kader van transitiebeleid; factsheets, ECN-C--04-020, februari 2004.

Noord, M. de, L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries (2004) Potentials and costs for renewable electricity generation: A data overview, ECN-C--03-006, februari 2004.

Schaeffer, G.J. et al. (2004): Learning from the Sun; Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power. Final report of the Photex project, ECN-C--04-035, August 2004.

Transitiepad Zonnestroom, de Roadmap van Holland Solar (Holland Solar, 2005).

Auteurs

Beurskens, L.W.M.; Vries, H.J. de (ECN)

Fotovoltaïsche zonne-energie (Zon-PV)					
		2010			
Kosteneffectiviteit		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Nationaal	€/ton		855	847	
Eindgebruiker	€/ton		427	426	
Totale kosten		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Nationaal	mln €		19,6	52,9	
Eindgebruiker	mln €		9,8	26,6	
Nationale emissiereductie		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
CO ₂	Mt CO ₂		0,0	0,1	
CH ₄	Mt CO ₂ -eq				
N ₂ O	Mt CO ₂ -eq				
F-gassen	Mt CO ₂ -eq				
SO ₂	kt		0,0	0,0	
NO _x	kt		0,0	0,0	
NH ₃	kt				
NMVOS	kt				
Fijn stof	kt PM ₁₀		0,0	0,0	
Fijn stof	kt PM _{2,5}				
Direct effect energiegebruik		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Elektriciteit	PJ _e		-0,1	-0,3	
Winning	PJ		0,1	0,3	
Nationaal effect energiegebruik		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Aardgas	PJ		0,0	0,0	
Biomassa	PJ		0,0	-0,1	
Elektriciteit	PJ _e				
Kolen	PJ		-0,2	-0,7	
Winning	PJ		0,1	0,3	
Opbouw kosten		<i>Int. / Var. 1</i>	<i>Int. / Var. 2</i>	<i>Int. / Var. 3</i>	<i>Int. / Var. 4</i>
Investering bouwtechnisch	mln €				
Investering elektro/mechanisch	mln €		146	396	
Overig operationele kosten/baten	mln €/a		2,2	5,9	
Uitvoeringskosten overheid	mln €/a				
Investeringsubsidies	mln €		18,3	49,4	
Operationele steun/heffing	mln €/a		3,1	8,0	
Energie kosten/baten nationaal	mln €/a		1,8	4,8	
Energie kosten/baten eindgebruiker	mln €/a		6,3	17,3	