



Flexibiliseringsmechanismen in relatie met saldering

Dit rapport is tot stand gekomen in
opdracht van RVO.nl op verzoek van de
TKI Urban Energy



Flexibiliseringsmechanismen in relatie met saldering

Dit rapport is tot stand gekomen in opdracht
van RVO.nl op verzoek van de TKI Urban
Energy

Dit rapport is geschreven door:
J.S. (Sebastiaan) Hers (CE Delft)
M. (Maarten) Afman (CE Delft)
T. (Thijs) Scholten (CE Delft)
F. (Frans) Rooijers (CE Delft)
J. (Jos) Sijm (ECN)
J. (Jaap) Jansen (ECN)
O. (Omar) Usmani (ECN)

Delft, CE Delft, september 2018 (oorspronkelijke versie december 2017)

Publicatienummer: 17.3K59.184

Elektriciteit / Productie / Consumptie / Kleingebruikers / Tarieven / Prijsstelling / Economische
factoren / Overheidsbeleid

Opdrachtgever: RVO.nl
Uw kenmerk: TSE1601694

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Sebastiaan Hers.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Voorwoord

In het Energieakkoord voor duurzame groei is de basis gelegd voor een breed gedragen, robuust en toekomstbestendig energie- en klimaatbeleid. Een belangrijke doelstelling daarbij is verdere toename van het aandeel van hernieuwbare energieopwekking naar 14 procent in 2020. Deze doelstelling betekent o.a. dat in 2020 circa 30% van de in Nederland gebruikte elektriciteit met duurzame bronnen wordt opgewekt, grotendeels met wind en zon. Grootschalige toepassing van deze technieken in het elektriciteitssysteem stelt nieuwe uitdagingen voor inpassing als het gaat om momentane afstemming van vraag naar - en aanbod van elektriciteit binnen de beperkingen van het bestaande netwerk (ook wel flexibiliteit genoemd).

Realisatie van de doelstellingen vraagt om een stelsel van prikkels voor kleinverbruikers dat zowel aanzet tot investeringen in hernieuwbare, decentrale elektriciteitsproductie als flexibele afname en invoeding van elektriciteit. Ook kan lokaal opgewekte elektriciteit in geval van zelfconsumptie en lokale afname bijdragen aan een vermindering van behoefte aan transport en distributie via het elektriciteitsnet, waarmee kosten voor de netbeheerders kunnen afnemen. Dit heeft met name waarde op momenten dat de grenzen van de transportcapaciteit op laag- en middenspanningsnetvlakken in zicht zijn.

In het huidige bestel voor kleinverbruik zijn er verschillende elementen die deze flexibilisering in de weg staan. De bestaande kostenstructuur van elektriciteitsafname (i.e. leveringstarieven, nettatarieven, energiebelasting en ODE) reflecteert de waarde van flexibiliteit nagenoeg niet. Dit geldt ook voor de bestaande regeling voor levering en teruglevering van zelfopgewekte elektriciteit, het zogenaamde salderen.

Dit onderzoek heeft als doel een bijdrage te leveren aan de ontwikkeling van een robuust en toekomstbestendig stelsel voor zowel stimulering van decentrale, hernieuwbare elektriciteitsopwekking als beloning van flexibiliteit bij kleinverbruik op basis van een integraal kader van dynamische tarieven voor de levering, transport en distributie van elektriciteit. Dit integrale kader wordt in dit rapport aangeduid als *flexibiliseringsmechanisme*. Inzet daarbij is een stelsel van leverings- en nettatarieven en een vergoeding voor teruglevering na salderingsverrekening dat zon-PV en andere decentrale energie-opties stimuleert en aanzet tot een flexibele inzet van deze opties om bij te dragen aan een duurzame, flexibele energievoorziening.

Daartoe worden in dit onderzoek enkele flexibiliseringsmechanismen voor kleinverbruik verkend. Vervolgens worden de impact van deze mechanismen geanalyseerd op de waarde van flexibiliteit bij kleinverbruik en de business-case van zon-PV, evenals de effecten van deze mechanismen op systeemniveau (verduurzaming en flexibilisering van het energiesysteem, kosten van netbeheer en de effecten op de overheidsfinanciën). Ten slotte wordt bekeken in hoeverre de voorgestelde flexibiliseringsmechanismen aansluiten bij het bestaande reguleringskader.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Flexibiliteitsbehoefte in Nederland	8
1.1 Flexibiliteitsbehoefte in energielevering	9
1.2 Flexibiliteitsbehoefte in balanshandhaving	13
1.3 Flexibiliteitsbehoefte in netwerkcongestie	14
1.4 Overzicht flexibiliteitsbehoefte 2023	15
2 Flexibiliseringsmechanismen voor kleinverbruik	17
2.1 Introductie	17
2.2 Leveringstarieven voor kleinverbruik	17
2.3 Nettarieven voor kleinverbruik	22
2.4 Salderingsregeling	26
2.5 Scenario's flexibiliseringsmechanismen	32
3 Kleinverbruik en de waarde van flexibiliteit	34
3.1 Impact flexibiliteitsmechanismen bij kleinverbruik	34
3.2 Businesscase afschakelbare zon-PV	38
4 Impact op systeemniveau	42
4.1 Verduurzaming	42
4.2 Flexibiliteitslevering	44
4.3 Kosten van netbeheer	46
4.4 Effecten op overheidsfinanciën	48
5 Benodigde hervormingen reguleringskader	52
5.1 Programmaverantwoordelijkheid	52
5.2 Aggregatie	54
5.3 Levering	55
5.4 Transport	56
5.5 Conclusie	59
6 Conclusie	60
7 Bibliografie	64

Samenvatting

De afgelopen jaren is duidelijk geworden dat de flexibiliteitsbehoefte in het elektriciteitssysteem zal toenemen om minder stuurbare invoeding van wind- en zonne-energie op te kunnen vangen. Flexibiliteit beschouwen we als het vermogen van het elektriciteitssysteem om met stuurbare, flexibel inzetbare middelen altijd vraag en aanbod in evenwicht te houden. Dit evenwicht tussen vraag en aanbod moet op alle verschillende tijdschalen worden bereikt binnen de beperkingen van het lokale, regionale en nationale elektriciteitsnetwerk.

De flexibiliteitsbehoefte kan komende jaren ook bij kleinverbruik sterk gaan toenemen. Zo zal de variabele productie van elektriciteit uit zonne-energie bijdragen aan de flexibiliteitsbehoefte, maar ook de toepassing van technieken met een aanzienlijke elektriciteitsvraag en een specifiek vraagpatroon (bijvoorbeeld elektrisch vervoer en elektrische warmtepompen) kunnen leiden tot een grotere flexibiliteitsbehoefte. Tegelijkertijd kunnen deze toepassingen ook flexibel bedreven worden, maar dat zal wel vragen om prikkels voor flexibel bedrijf.

Het probleem is dat de bestaande kostenstructuur van elektriciteit voor kleinverbruik (leveringstarieven, nettatarieven, energiebelasting en de opslag duurzame energie - ook wel ODE) de waarde van flexibiliteit nagenoeg niet reflecteert. Zo zijn de kostencomponenten van elektriciteitsafname (kWh-prijs, vastrecht, belastingen) voor kleinverbruik (goedgevoel) onafhankelijk van het moment van levering. Dat geldt ook voor de prikkels voor teruglevering van elektriciteit door de kleinverbruiker, het zogenaamde salderen. Dit werpt de vraag op welke aanpassingen in de markt mogelijk zijn die zowel leiden tot stimulering van een duurzame energievoorziening als beloning van flexibiliteit bij kleinverbruik. Dit zal tot uitdrukking moeten komen in aanpassing van tarieven(structuur) voor levering, transport en distributie van elektriciteit in samenhang met de mogelijke herziening van de salderingsregeling (inclusief de belastingen), integraal aangeduid als **flexibiliseringsmechanismen**.

Dit rapport biedt een impactanalyse van denkbare flexibiliseringsmechanismen voor de kleinverbruiker en het elektriciteitssysteem. Hiertoe wordt achtereenvolgens ingegaan op de toekomstige flexibiliteitsbehoefte, een verkenning van flexibiliseringsmechanismen, de impact van deze mechanismen op kleinverbruik, de impact op systeemniveau en verkenning van benodigde aanpassingen van het reguleringssysteem.

Flexibiliteitsbehoefte in drie dimensies

Door toenemende bijdragen van zon en wind neemt de variabiliteit van de restvraag (de oorspronkelijke vraag naar elektriciteit verminderd met de productie van zon en wind) toe. Voor een beeld van de behoefte aan flexibiliteit is het noodzakelijk om drie dimensies te onderscheiden, namelijk flexibiliteitsbehoefte in:

1. Energielevering (energiebalans o.b.v. programmaverantwoordelijkheid).
2. Balanshandhaving (systeembalans).
3. Congestie management (transportbalans).

In geval van levering gaat het om de flexibiliteitsbehoefte zoals die tot uiting komt in de dagelijkse beurs voor elektriciteit, de *day ahead*-markt.

De flexibiliteitsbehoefte in balanshandhaving manifesteert zich in de intraday- en onbalansmarkt, terwijl de behoefte aan flexibiliteit voor congestie management tot uitdrukking komt in de vraag naar flexibele opties om overbelasting van het net te voorkomen.

Impact flexibiliseringsmechanismen voor kleinverbruik

Het huidige bestel van leveringstarieven, nettarieven en saldering geeft (gedeels) geen prikkels voor flexibele (tijdsafhankelijke) inzet van productie en afname aangezien de kosten voor de energiegebruiker of lokale producent niet afhankelijk zijn van het moment van afname of levering.

De volgende scenario's van flexibiliseringsmechanismen zijn geanalyseerd om te kijken hoe het tijdsafhankelijk maken van de prijzen en tarieven doorwerkt op de rentabiliteit van verschillende flexibiliteitsopties:

1. Statische tarieven (het huidige bestel).
2. Dynamisch leveringstarief en saldering (op uurbasis).
3. Dynamische nettarieven.
4. Dynamische leveringstarief, nettariaf en saldering (op uurbasis).

Voor elk van deze flexibiliseringsmechanismen is de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik bepaald vanuit twee invalshoeken:

- de netto elektriciteitskostenreductie die gerealiseerd kan worden met zon-PV in combinatie met flexibele apparaten;
- de terugverdientijd (TVT) van een (afschakelbare) zon-PV-installatie.

De flexibiliseringsmechanismen kunnen bijdragen aan netto kostenbesparingen voor de combinatie van zon-PV met andere apparaten zoals een accu, elektrisch voertuig en een hybride warmtepomp, als weergegeven in Tabel 1. Voor de meeste gevallen liggen besparingen in de orde van 5% a 15%. In geval van de (relatief flexibele) accu kan de besparing op netto elektriciteitskosten echter oplopen tot 70%, i.e. € 100 tot € 200 per jaar.¹

Tabel 1 De waarde van flexibiliteit en de TVT (terugverdientijd) voor zon-PV bij verschillende scenario's van flexibiliseringsmechanismen en verschillende 'optiepakketten'

Gevolgen flexibiliseringsmechanismen	Scenario's	Optiepakketten			
		1. Zon-PV flex (afschakelbare zon-PV)	2. Zon-PV met EV (slimladen)	3. Zon-PV met accu	4. Zon-PV met hybride warmtepomp
Waarde voor kleinverbruiker in jaarlijkse procentuele kostenreductie (excl. belastingen)	Scenario 0: vaste tarieven	0%	0%	0%	0%
	Scenario 1: dynamisch leveringstarief & saldering (op uurbasis)	14 tot 18%	-4 tot -3%	-17 tot -20%	5 tot 2%
	Scenario 2: dynamisch nettariaf	0%	-6 tot -10%	-29 tot -33%	-3 tot -6%
	Scenario 3: dynamisch leveringstarief, nettariaf & saldering (op uurbasis)	14 tot 8%	-12 tot -15%	-56 tot -68%	0 tot -6%

¹ Het gaat hier enkel om de kostenreductie door eventuele opbrengsten uit flexibiliteitslevering. Voor de businesscase zal ook rekening gehouden moeten worden met investeringskosten. In geval van elektrische voertuigen en hybride warmtepompen kan dit toegerekend worden aan het primaire gebruiksdoeleinde, maar voor de accu zal de investering terugverdiend moeten worden uit flexibiliteitsinkomsten.

Gevolgen flexibiliserings- mechanismen	Scenario's	Optiepakketten			
		1. Zon-PV flex (afschakelbare zon-PV)	2. Zon-PV met EV (slimladen)	3. Zon-PV met accu	4. Zon-PV met hybride warmtepomp
Terugverdientijd in jaren	Scenario 0: EB&ODE: huidig bestel	3,8 tot 2,9 (huishoudelijk) 4,1 tot 3,2 (MKB)	Niet uitgewerkt		
	Scenario 1: dynamisch leveringstarief	8,3 tot 6,5 (huishoudelijk) 6,8 tot 5,1 (MKB)			
	Scenario 1: IP: dynamisch leveringstarief & invoedpremie	6,0 tot 6,2 (huishoudelijk) 5,3 tot 5,1 (MKB)			
	Scenario 3: dynamisch leveringstarief & nettariaf	6,8 tot 5,2 (huishoudelijk) 6,2 tot 4,5 (MKB)			
	Scenario 3: IP: dynamisch leveringstarief, nettariaf & invoedpremie	4,9 (huishoudelijk) 4,8 tot 4,5 (MKB)			

De TVT voor zon-PV loopt in alle gevallen op, in vergelijking tot het huidige bestel. Geen van de flexibiliseringsmechanismen zal dus eenzelfde rentabiliteit van zon-PV bij kleinverbruikers mogelijk maken, al kan een invoedpremie de rentabiliteit voor het huidige bestel (gedeeltelijk) handhaven.

Impact flexibiliseringsmechanismen op systeemniveau

Voor de impact op systeemniveau is de invloed van flexibiliseringsmechanismen op een viertal punten in beeld gebracht; de verduurzaming van het elektriciteitssysteem, de bijdrage van kleinverbruik aan flexibiliteitsvoorziening, de netkosten en de overheidsfinanciën. De resultaten van de impact analyse op systeemniveau worden weergegeven in Tabel 2.

Conform de resultaten voor impact op de TVT voor zon-PV zullen flexibiliseringsmechanismen op systeemniveau niet bijdragen aan sterkere groei van zon-PV als maat voor de **verduurzaming van het elektriciteitsstelsel**, in vergelijking tot het huidige bestel. Wel kan de groei zoals die volgt voor het huidige bestel benaderd worden door combinatie van dynamische leverings- en nettarieven met een invoedpremie.

De flexibiliseringsmechanismen dragen verder bij aan de **ontsluiting van flexibiliteit** bij kleinverbruik. Volgens de huidige verwachtingen kan dat leiden tot inzet van rond de 1 GW aan flexibiliteit bij de kleinverbruikers in 2023 (bij een maximale vraag van 20 GW), maar de daadwerkelijke realisatie hangt sterk af van benodigde aanpassingen in het reguleringskader en de verdere groei van flexibele decentrale opties.

Uit de simulaties, die wij voor onderliggend rapport hebben uitgevoerd, volgt dat de **verzwaringkosten** voor het net op middellange termijn (i.e. rond 2023) naar verwachting kunnen afnemen met € 200 mln. per jaar in geval van enkel toepassing van dynamische leveringstarieven en € 270 mln. per jaar in het geval van enkel toepassing van dynamische transporttarieven.

De besparing bij combinatie van dynamische leverings- en nettarieven zal

echter lager liggen dan de som hiervan, door beperkte gelijktijdigheid tussen flexibiliteitsbehoefte op de markt en voor congestie. Er bestaat bovendien een kans dat gelijktijdigheid toeneemt door dynamische leverings- en transport-tarieven als er grote hoeveelheden flexibel vermogen beschikbaar komen zodat er juist hogere investeringen nodig zijn.

Tabel 2 De impact van flexibiliseringsmechanismen op systeemniveau (verduurzaming, flexibiliteit, kosten Netbeheer en Rijksuitgaven i.v.m. saldering)

Gevolgen flexibiliserings-mechanismen	Scenario's	2023	2030
Verduurzaming, i.e. geïnstalleerd zon-PV vermogen (GWp)	0 EB&ODE huidige bestel	+5,2	+8,8
	1 Dynamisch leveringstarief	+3,3	+5,7
	1 IP dynamisch leveringstarief & invoedpremie	+4,4	+7,3
	3 Dynamisch leveringstarief & nettatarief	+3,9	+6,8
	3 IP dynamisch leveringstarief, nettatarief & invoedpremie	+5,0	+8,5
Technisch potentieel flexibiliteitsvoorziening	Op basis van huidige vooruitzichten	1 GW	>1 GW
Kosten Netbeheer in	Scenario 0	0	0
	Scenario 1	-178	+688
	Scenario 2	-272	+65
Besparing overheidsfinanciën periode 2018-2030 (cumulatief) in miljard euro	0 EB&ODE huidige bestel	0	
	1 Dynamisch leveringstarief	7,51	
	1 IP dynamisch leveringstarief & invoedpremie	4,69	
	3 Dynamisch leveringstarief & nettatarief	7,29	
	3 IP dynamisch leveringstarief, nettatarief & invoedpremie	3,98	

Voor alle flexibiliseringsmechanismen geldt een negatief (netto) effect op de **overheidsfinanciën**; de overheidsuitgaven liggen aanzienlijk lager dan in geval van het behouden van de salderingsregeling. Dat geldt in het bijzonder voor het scenario met louter een dynamisch leveringstarief, wat resulteert in een cumulatieve besparing in de tien opzichte van de huidige situatie en salderings-regeling ('baseline'). Het geldt het minst voor dit scenario gecombineerd met een invoedpremie en congestiebonus, wat resulteert in een cumulatieve besparing over deze jaren van € 4,0 miljard (i.e. 39% lager dan in de baseline).

Voor invoering van de onderzochte flexibiliseringsmechanismen zijn er geen **wettelijke beperkingen** als het gaat om dynamische leveringstarieven, maar wel voor dynamische nettarieven.

1 Flexibiliteitsbehoefte in Nederland

In de afgelopen jaren is er sprake van een groeiende aandacht voor de uitdaging van de groeiende flexibiliteitsbehoefte in het Nederlandse elektriciteitssysteem. In een tweetal uitgebreide analyses in de projecten Markt en Flexibiliteit (hierna M&F) en FLEXNET is deze behoefte recentelijk in kaart gebracht (zie: (CE Delft, 2016)) en (ECN, 2017b)). Globaal onderscheiden beide analyses een drietal dimensies in deze behoefte (zie ook Figuur 1), te weten een behoefte in:

1. Energielevering (energiebalans).
2. Balanshandhaving (systeembalans).
3. Congestie management (transportbalans).

Ad 1: Energielevering

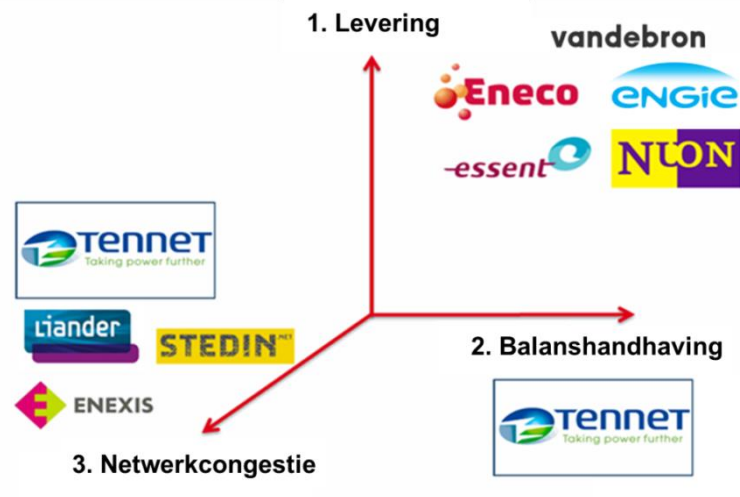
Energielevering heeft betrekking op de week-tot-dag vooruit voorspellingen en planning van leveranciers, producenten en gebruikers, gevolgd door planningsaanpassingen op de dag van levering en tot slot realisatie van productie om de geaggregeerde vraag te bedienen. In Nederland en veel andere Europese landen worden uitwisselingen van energie georganiseerd middels bilaterale handel, termijnmarkten en beurzen voor handel in uurproducten op de dag voor levering (de day ahead-markt, hierna DAM) en tijdens de dag van levering (de intraday-markt, hierna IDM). Deze tweede markt kan echter ook beschouwd worden als primaire mogelijkheid voor programmaverantwoordelijke partijen om te voldoen aan de *energiebalans*. De leveranciers zijn verantwoordelijk voor de gemiddelde energiebalans op kwartierbasis uit hoofde van hun programmaverantwoordelijkheid.

Ad 2: Balanshandhaving

Frequentieafwijkingen in elektriciteitssystemen met wisselstroom ontstaan als gevolg van onbalans tussen vraag en aanbod. Een stabiele en betrouwbare werking van deze systemen vereist een stabiele frequentie. Frequentieafwijkingen kunnen leiden tot verstoringen en uiteindelijk zelfs resulteren in een black-out ofwel volledige stroomuitval. *Balanshandhaving* heeft betrekking op de activiteiten ten behoeve van de handhaving van evenwicht tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk in real-time (de tijdschaal < 15 minuten), i.e. de *systeembalans* of vermogensbalans. Daarmee worden afwijkingen in voorspellingen van leveranciers en eventuele storingen en uitval van apparatuur en netwerken geadresseerd. Dit wordt door de landelijke netbeheerder (ook wel Transmission System Operator of TSO) TenneT centraal georganiseerd door middel van marktgerichte regelingen met energieleveranciers en (meestal) grootverbruikers (de onbalans- of balanceringsmarkt², hierna BM).

² Hier wordt de bestaande markt voor secundaire reserves en tertiaire reserves bedoeld, i.e. de markt voor reserves voor het herstel van frequentievariëaties (inzet binnen 15 minuten na afroep: regelvermogen) en vervanging daarvan (inzet na 15 minuten na afroep: reservevermogen). Deze categorieën stemmen overeen met de ENTSO-E-categorieën frequency restoration reserves en replacement reserves. TenneT Nederland onderhoudt geen aparte markt voor tertiaire reserves (replacement reserves) zoals die in andere Lidstaten bestaat. Wel organiseert TenneT Nederland een markt voor noodvermogen, met product specificaties die afwijken van producten zoals die in andere Lidstaten worden gehanteerd. Het gaat hier

Figuur 1 Dimensies van operationele flexibiliteitsbehoefte



Ad 3: Congestie management

De *transportbalans* heeft betrekking op de balans tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk binnen de grenzen van de beschikbare transport- en distributiecapaciteit. Ingeval de behoefte aan lokale invoeding of lokale afname de beschikbare transportcapaciteit naar omliggende gebieden overtreft, treedt congestie op en kunnen netcomponenten overbelast raken. Om dit te voorkomen wordt in Nederland soms preventief *congestie-management* voor allocatie van de beperkte transportcapaciteit op dag voor levering toegepast, aangevuld met curatieve methoden voor (near) real-time-aanpassingen. Congestie management wordt door de netbeheerders georganiseerd door middel van een congestie managementsysteem (hierna CM) op markt basis.

De flexibiliteitsbehoefte zoals die zich nu en in de toekomst zal manifesteren in de besproken dimensies wordt in de volgende paragrafen verder toegelicht op basis van de resultaten uit M&F en FLEXNET.

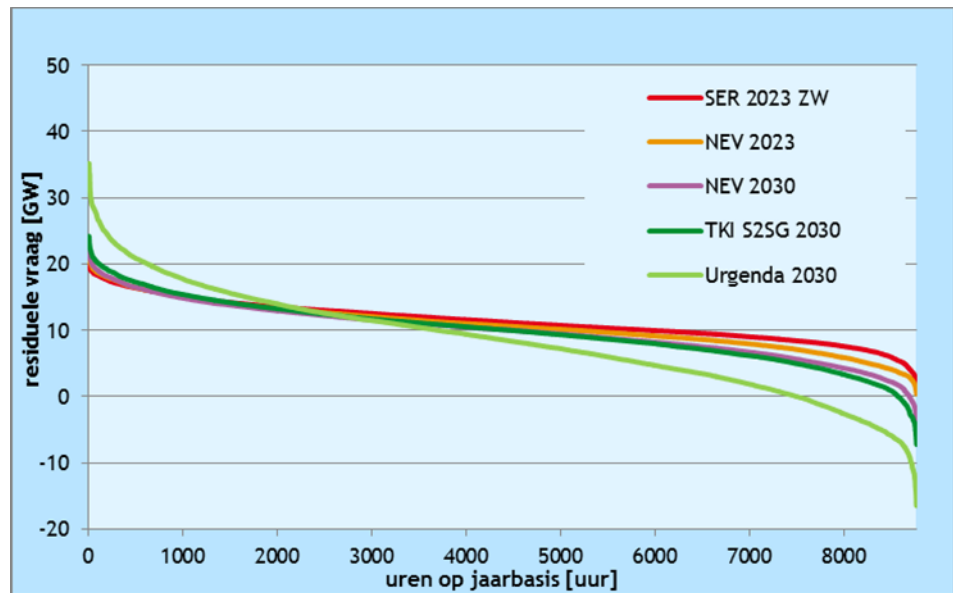
1.1 Flexibiliteitsbehoefte in energielevering

De groeiende behoefte aan flexibiliteit ten gevolge van de groeiende bijdrage van variabele hernieuwbare energie en nieuwe vraagcategorieën als elektrisch vervoer en verwarming doet zich in een tweetal vormen voor:

1. Variabiliteit van de residuele vraag.
2. Veranderlijkheid van de residuele vraag.

om producten die moeten worden ingezet in de volgende 5-minuten periode na afroep, en worden geactiveerd naar behoefte in aanvulling op secundaire en tertiaire reserves. Deze markt wordt in dit rapport buiten beschouwing gelaten, vanwege de beperkte inzet van deze biedingen. De eveneens door TenneT Nederland onderhouden markt voor primaire reserves (ENTSO-E: frequency containment reserves) wordt in dit rapport buiten beschouwing gelaten, omdat het hier gaat om een markt die bescheiden is in omvang (101 MW in 2015) en stringente technische eisen kent vanwege geautomatiseerde activatiemechanisme en vereiste responstijd (0-30 seconden).

Figuur 2 Duurkromme voor verscheidene Nederlandse residuele vraagscenario's (CE Delft, 2016)



In geval van variabiliteit van de vraag gaat het om de mate waarin de residuele vraag hoge of juist lage waarden laat zien. Veranderlijkheid van de residuele vraag heeft betrekking op de snelheid waarmee de residuele vraag verandert van uur tot uur.

In Figuur 2 worden de belastingduurkrommen van de residuele vraag voor een vijftal scenario's voor toenemende bijdragen van zonne- en windenergie, i.e. variabele, duurzame energiebronnen ('variable renewable energy' kortweg VRE), en elektrisch vervoer (EV) en warmtepompen (WP) weergegeven.

Uit de figuur valt op te maken dat de residuele vraag in toenemende mate uitschieters laat zien naar relatief hoge en lage (en zelfs negatieve) waarden die in een relatief bescheiden aantal uren gedurende een jaar optreden. Dit brengt een toenemende behoefte met zich mee aan middelen die sporadisch kunnen worden ingezet om in piekbehoefte te kunnen voorzien, of juist kunnen reageren op relatief lage residuele vraag door invoeding af te schakelen of afname op te schakelen. In deze scenario's treedt een groeiende behoefte aan piekvermogen op (i.e. vermogen dat minder dan 1.500 uur per jaar wordt ingezet t.b.v. de piekvraag). Zo liggen de vraagniveaus voor de hoogste 1.500 uur voor alle scenario's boven de 16 GW, maar loopt de piekvraag voor de verschillende scenario's op tot 21-24 GW. De vraagniveaus boven de 16 GW vragen om piekvermogen die daarmee van de huidige 1,5 GW op kan lopen tot 5 GW in 2023 en zelfs 6-8 GW in 2030.

De behoefte aan flexibel vermogen om de VRE-overschotten te kunnen accommoderen neemt in deze scenario's toe van tot ongeveer 2,3 GW in 2023 en significant hogere waarden tot 2030. Afgezien van afschakeling van VRE (i.e. curtailment), kan flexibilisering van must-run-faciliteiten, vraagsturing en uitwisseling met het buitenland deze behoefte sterk terugbrengen.

Dit blijkt onder meer uit Tabel 3, waarin enkele samenvattende gegevens over VRE-overschotten in de FLEXNET-analyse worden gepresenteerd. In deze analyse wordt uitgegaan van volledige flexibilisering van het bestaande must-run-vermogen en wordt rekening gehouden met import en export.

Tabel 3 Flexibiliteitsbehoefte t.g.v. VRE-overschotten (ECN, 2017b)

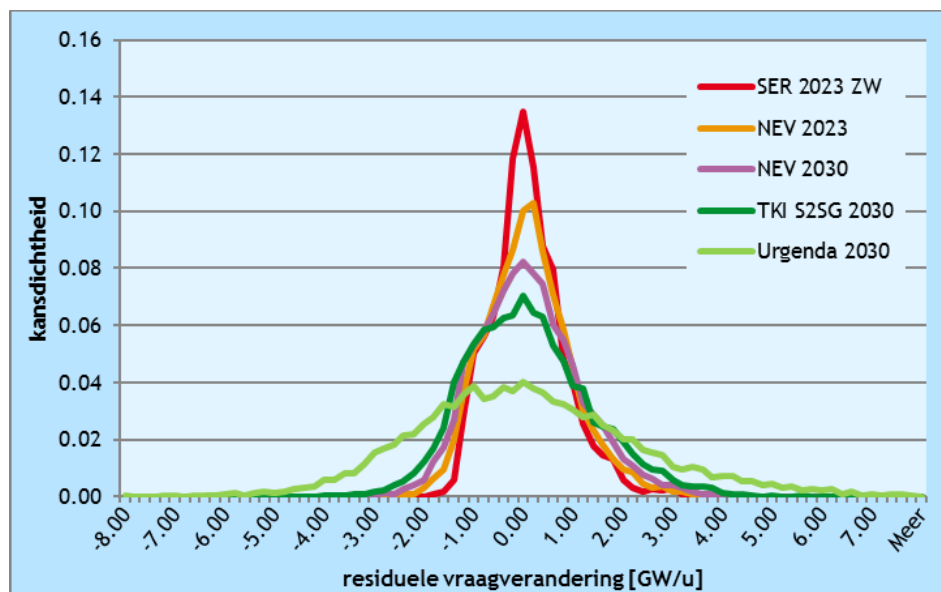
	Unit	Reference scenario ^b			Alternative scenario		
		2015	2023	2030	2023	2030	2050
Total hourly VRE surplus (per annum) ^a	TWh	0	0.1	1.8	0.0	0.2	35.1
Total number of surplus hours (p.a.)	hrs	0	145	873	29	120	3217
Number of consecutive surplus hours (p.a.)	hrs	0	10	21	8	10	61
Maximum hourly VRE surplus	GW	0	4.7	10.6	3.6	7.2	47.9

- a) Total hourly VRE surplus refers to those hours that show a surplus of power generation from VRE resources compared to hourly load ('negative residual load') but does not include those hours in which there is an actual 'positive residual load'.
- b) The reference scenario corresponds to the 'accepted policy scenario' of the National Energy Outlook (ECN; PBL, 2016). This scenario is characterised by a modest growth of the electrification of the energy system (by means of electric vehicles, heat pumps, etc.). The alternative scenario, on the contrary, is characterised by a strong growth of the electrification of the energy system (for details, see ECN, 2017b).

De tabel laat zien dat het totaal aantal uren per jaar met een VRE-overschot stijgt van 0 in R2015 tot meer dan 3.200 in A2050. Voor deze uren zal behoefte ontstaan aan opschakelbare vraag of VRE-afschakeling.

In Figuur 3 is de kansverdeling van de uurlijkse residuele vraagverandering voor de M&F-scenario's in 2023 en 2030 weergegeven. De kansverdeling van de verandering van de vraag laat rond nul een sterke piek zien, volgend uit de relatief vlakke vraag gedurende daluren enerzijds en de piekuren anderzijds. Bij toenemende bijdragen van VRE, EV en WP, neemt de spreiding van de verandering van de residuele vraag beduidend toe. De verdeling van de uurlijkse residuele vraagverandering laat voor de toenemende VRE-bijdragen en bijdragen van EV en WP een toenemende spreiding in uurlijkse vraagverandering zien, waaruit een toenemende behoefte resulteert aan middelen die deze behoefte kunnen accommoderen. Ook de maximumwaarden van de uurlijkse residuele vraagverandering (positief en negatief) nemen toe, ofwel de veranderlijkheid van de residuele vraag neemt toe.

Figuur 3 Veranderlijkheid van enkele residuele vraagscenario's (CE Delft, 2016)



Tabel 4 Uurlijkse variaties in residuele vraagscenario's FLEXNET (ECN, 2017b)

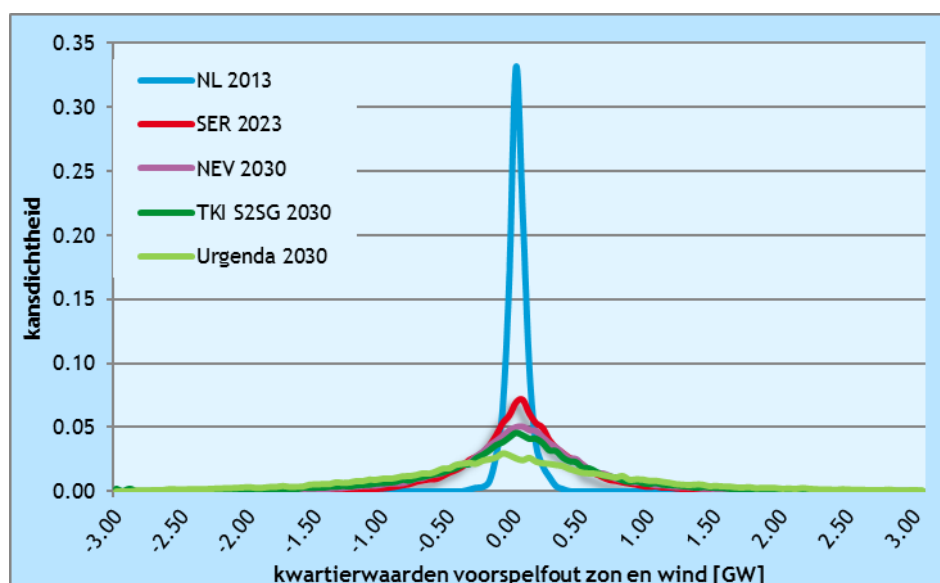
	Reference scenario			Alternative scenario		
	2015	2023	2030	2023	2030	2050
Maximum hourly ramp-up (in GW/h)	3	6.3	8.5	6.2	8.2	29.6
Maximum hourly ramp-down (in GW/h)	3.1	8.6	10.2	8.7	10.4	28.6
Maximum cumulative ramp-up (in GW/#h)	9.7	16.4	20.7	17.7	20.6	66.2
<i>Number of consecutive ramp-up hours</i>	14	14	9	14	9	10
Maximum of cumulative ramp-down (in GW/#h)	10.3	16.8	21.7	16.8	22.2	65
<i>Number of consecutive ramp-down hours</i>	10	17	17	19	17	17
Total hourly ramp-up (p.a.; in TWh)	2.2	3.5	4.6	3.8	5.5	15.2
Total hourly ramp-down (p.a.; in TWh)	2.2	3.5	4.6	3.8	5.5	15.2

Tabel 4, gebaseerd op de resultaten uit FLEXNET, laat zien dat niet alleen de variabiliteit van de restvraag (volgens Tabel 3), maar ook veranderlijkheid van de restvraag snel toeneemt over de jaren 2015-2050, zowel in vermogens- als in energietermen. Dat betekent dat er eisen moeten worden gesteld aan de flexibiliteit om aan de residuele vraag te kunnen voldoen, zowel in termen van variabiliteit als van veranderlijkheid. Zo neemt de behoefte aan 'maximum ramp-up' toe van circa 3 GW per uur in R2015 tot ongeveer 29 GW per uur in A2050 (+880%), terwijl de totale jaarlijkse vraag naar energie voor deze ramp-ups groeit van 2,2 TWh in R2015 tot meer dan 15 TWh in A2050 (+580%). Daarbij valt op dat de groei in zowel de gevraagde variabiliteit als de gevraagde veranderlijkheid van de flexibiliteit relatief bescheiden is tot 2030, maar vooral in de jaren 2030-2050 fors toeneemt.

1.2 Flexibiliteitsbehoefte in balanshandhaving

Flexibiliteitsbehoefte in balanshandhaving kan in beeld worden gebracht als de flexibiliteitsbehoefte die ontstaat na sluiting van de DAM, en die zich dus manifesteert in de IDM en BM. Evenals in geval van levering kan in geval van de balanshandhaving onderscheid worden gemaakt naar variabiliteit en veranderlijkheid van de benodigde aanpassingen in geprogrammeerde uitwisselingen na sluiting van de DAM. In Figuur 4 worden de M&F-resultaten weergegeven voor de betreffende spreiding in kwartierwaarden voor de verschillende scenario's voor de voorspelfouten in zon en wind.

Figuur 4 Spreiding in voorspelfouten in zon en wind voor verscheidene Nederlandse residuele vraagscenarios (CE Delft, 2016)



Tabel 5 Flexibiliteitsbehoefte op uurbasis in de IDM en BM t.g.v. onzekerheid in de residuele vraag in FLEXNET (ECN, 2017b)

	Unit	Reference scenarios			Alternative scenarios		
		2015	2023	2030	2023	2030	2050
Max hourly ramp-up	GW/h	1.1	3.9	4.7	3.9	4.7	13.7
Max hourly ramp-down	GW/h	1.1	3.6	4.4	3.6	4.4	12.8
Annual demand for ramp-up	TWh	0.7	2.4	3	2.4	3	8.5
Annual demand for ramp-down	TWh	0.4	1.5	1.8	1.5	1.8	5.3

Ook in dit geval blijkt dat de variabiliteit sterk kan toenemen, van de huidige niveau van ongeveer 0,7 GW tot waarden die drie maal hoger liggen in 2023, en meer dan dat in de navolgende jaren. In de M&F-analyse wordt verondersteld dat tegen die tijd 50% van deze behoefte zal worden bediend in de IDM-markt, zodat in dat geval tot 1,2 GW zal moeten worden bediend in de BM.

Tabel 5 geeft een samenvattend overzicht van FLEXNET-resultaten voor de uurlijkse vraag naar flexibiliteit ten gevolge van de veranderlijkheid van de geprogrammeerde uitwisselingen op de IDM en de BM als gevolg van de onzekerheid in VRE-productie, i.e. als gevolg van de verwachte voorspelfout van de opwekking van elektriciteit uit wind in de FLEXNET-analyse 2015-2050.

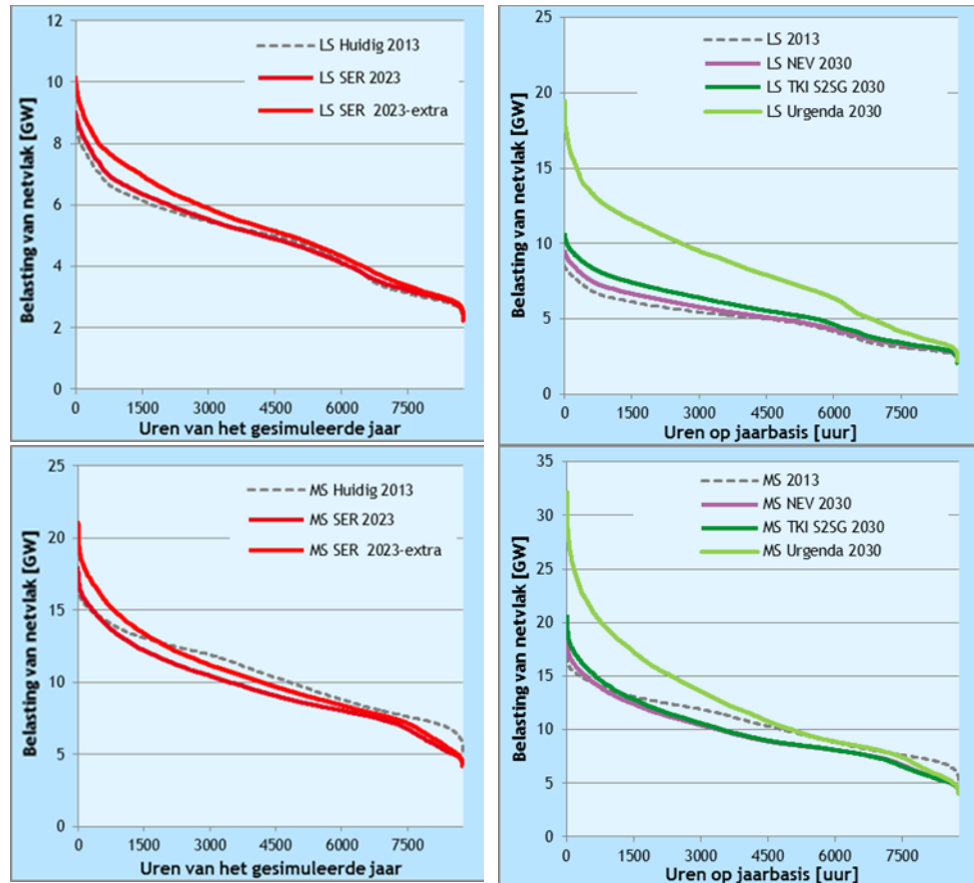
De tabel laat zien dat de maximale behoefte aan uurlijkse ‘ramp’ door deze voorspelfout stijgt van 1.1 GW in 2015 tot bijna 14 GW in A2050. De ontwikkeling van deze behoefte wordt ook geïllustreerd in Figuur 4 die resulteert uit de M&F-analyse. Ook hieruit blijkt een sterke toename van de flexibiliteitsbehoefte t.g.v. de verandering van de correctieve vermogensvraag in kwartierwaarden na sluiting van de DAM. Ook in dit geval blijkt deze flexibiliteitsbehoefte te kunnen verdrievoudigen voor de scenario’s in 2023 en daarna.

1.3 Flexibiliteitsbehoefte in netwerkcongestie

De regionale/lokale analyses in het FLEXNET-project wijzen uit dat het aantal overbelastingen van de netwerkcomponenten als gevolg van de nieuwe technologieën (EV, WP, PV) beperkt is tot 2030, zelfs in het alternatieve scenario. Meer specifiek, in het alternatieve scenario voor 2030 (A2030) wordt ongeveer 8% van de distributietransformatoren en circa 9% van de onderstationstransformatoren zodanig overbelast dat netverzwaring en/of inzet van flexibiliteit vereist is, met name in stedelijke centra. Tegen 2030 is het aantal overbelastingen van onderstations dus significant (9%) maar in de daaraan voorafgaande periode beschikken de laagspanningsonderdelen van het netwerk over voldoende capaciteit om de toenemende belasting van het net te faciliteren.

In de alternatieve scenario case voor 2050 (A2050) neemt het aantal overbelastingen van Liander’s regionale netwerk echter significant toe. In dat geval is circa 35% van de distributietransformatoren en 63% van de onderstationstransformatoren overbelast. De meeste van de verwachte overbelastingen zullen echter waarschijnlijk in de loop van de tijd worden voorkomen door normale, reguliere verzwaringen van het net (bijvoorbeeld als de normale levensduur van bepaalde netwerkkonderdelen afloopt of als bepaalde wijken of wegen worden gereconstrueerd). Bovendien komen er naar verwachting diverse ‘slimme oplossingen’ beschikbaar in de periode tot 2050, met inbegrip van de inzet van flexibele opties als vraagsturing (‘demand response’) zoals nader geanalyseerd in de tweede fase van het FLEXNET-project.

Figuur 5 Belastingduurkrommen van het LS- & MS-net voor de scenario's (CE Delft, 2016)



Modelsimulaties van de toekomstscenario's in het M&F-project laten zien dat de piekbelasting voor alle netvlakken zal toenemen met ongeveer 6% of meer in vergelijking tot de huidige niveaus (zie Figuur 5). In geval van het Urgenda-scenario gaat het zelfs om bijna een verdubbeling van de piekbelasting. Deze ontwikkeling suggereert een groeiend potentieel waarbij inzet van flexibiliteit mogelijk tot lagere kosten kan leiden dan netverzwaring. Onder het SER 2023-scenario neemt volgens deze M&F-modelsimulaties de piekbelasting toe met 0,5 GW op laagspanning (LS) en met 1,2 GW op middenspanning (MS). Deze uitkomsten zijn goeddeels terug te voeren op de groei van de vraag, omdat de piekbelasting zich voordoet bij lagere invoeding van wind- en zonne-energie. Tegelijkertijd neemt de dalbelasting op MS (en HS) juist af, terwijl die op LS ongeveer gelijk blijft. Daarmee wordt de belastingduurkromme voor de verschillende netvlakken dus steiler, zodat er een toename van de incidentele piekbelasting volgt. Met andere woorden, de transportbehoefte onder de scenario's neemt toe in termen van capaciteit maar zal zich minder frequent voordoen dan nu het geval is.

1.4 Overzicht flexibiliteitsbehoefte 2023

De flexibiliteitsbehoefte vanuit het domein 'levering' doet zich zowel voor in situaties van een tekort als van een overschot aan elektriciteitsproductie met zon en wind. Voor tekortsituaties kan er ca. 5 GW aan piekvermogen (i.e. inzet van minder dan 1.500 uur per jaar) of vraagreductie nodig zijn, in plaats van de 3,5 GW die verwacht zou worden bij gelijkblijvende invoeding van wind en zon. Voor overschotsituaties zal tot 2,3 GW aan opschakelbare vraag of opslag

nodig zijn, afhankelijk van de ontwikkeling van het bestaande must-run-vermogen.

Tabel 6 Inschatting vermogensbehoefte voor flexibiliteitsvoorziening in 2023 (CE Delft, 2016)

Invoeding wind en zon	Levering (uurwaarden)	Balanshandhaving (kwartierwaarden)	Congestiemanagement (uurwaarden)
Tekort	< 5 GW	< ± 1,2 GW	LS: < 0,5 GW MS: < 1,2 GW HS: < 1,3 GW
Overschot	< 2,3 GW	< ± 1,2 GW	N.a. ³

In de laatste uren voor realisatie en balanshandhaving zal een grotere behoefte aan flexibiliteit ontstaan door fouten in de voorspellingen van de productie van zonne- en windenergie; denk aan situaties waarbij de zon pas veel later door de mist heen komt of waarbij een stormdepressie een andere route volgt dan voorspeld. Deze behoefte kan oplopen van de huidige niveaus, die onder de ± 0,7 GW liggen, tot ± 1,2 GW in 2023.

De kans op netwerkcongestie neemt tot 2023 vooral toe door nieuwe elektriciteitsvraag met een sterke gelijktijdigheid. De groeiende piekbelasting gaat gepaard met een afnemende belasting in overige uren. Dit leidt mogelijk tot een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit vanwege sporadisch hogere belastingen tot 0,5 GW op LS, 1,2 GW op MS en 1,3 GW op HS, met name bij lage invoeding van zon en wind. Als toepassing van congestiemanagement als alternatief voor netverzwaring mogelijk wordt gemaakt om hoge maatschappelijke kosten te vermijden, zal de resulterende behoefte aan flexibiliteit in ieder geval lager liggen dan deze geschatte behoefte aan netwerkcapaciteit. De behoefte aan netwerkcapaciteit kan zo gezien worden als een bovenwaarde voor de flexibiliteitsbehoefte die kan volgen uit aangegeven conditionele toepassing van congestiemanagement. Door het toepassen van congestiemanagement kunnen netbeheerders netverzwaringen, waarvan de maatschappelijke kosten mogelijk hoger zijn dan andere alternatieven, voorkomen. Hieruit vloeit een verdere behoefte aan flexibiliteit voort.

³ Deze situatie doet zich bijvoorbeeld voor indien er knelpunten ontstaan door hoge lokale invoeding. Dit perspectief vergt een zeer gedetailleerde analyse en is in dit rapport buiten beschouwing gelaten.

2 Flexibiliseringsmechanismen voor kleinverbruik

2.1 Introductie

In het voorgaande hoofdstuk is een beeld geschetst van de groeiende flexibiliteitsbehoefte in het Nederlandse elektriciteitsstelsel en de wijze waarop deze behoefte tot uiting komt in de Nederlandse elektriciteitsmarkten. Om flexibiliteitslevering vanuit kleinverbruik te stimuleren zullen flexibiliseringsmechanismen de waarde van flexibiliteit zoals die zich in de besproken dimensies manifesteert moeten ontsluiten. In dit hoofdstuk zullen de verschillende mogelijkheden daartoe in kaart gebracht worden.

Dit hoofdstuk biedt een overzicht van de effectiviteit en de waarde van een selectie van flexibiliseringsmechanismen op basis van literatuur en praktijk in binnen- en buitenland. Daarbij wordt een flexibiliseringsmechanisme voorlopig gedefinieerd als stelsel van tarieven voor levering, transport en saldering voor kleinverbruik. Het overzicht biedt zicht op de anatomie van flexibiliseringsmechanismen door verdieping van de drie dimensies waarin deze mechanismen aangrijpen, te weten:

- leveringstarieven;
- nettatarieven;
- salderingsmechanismen.

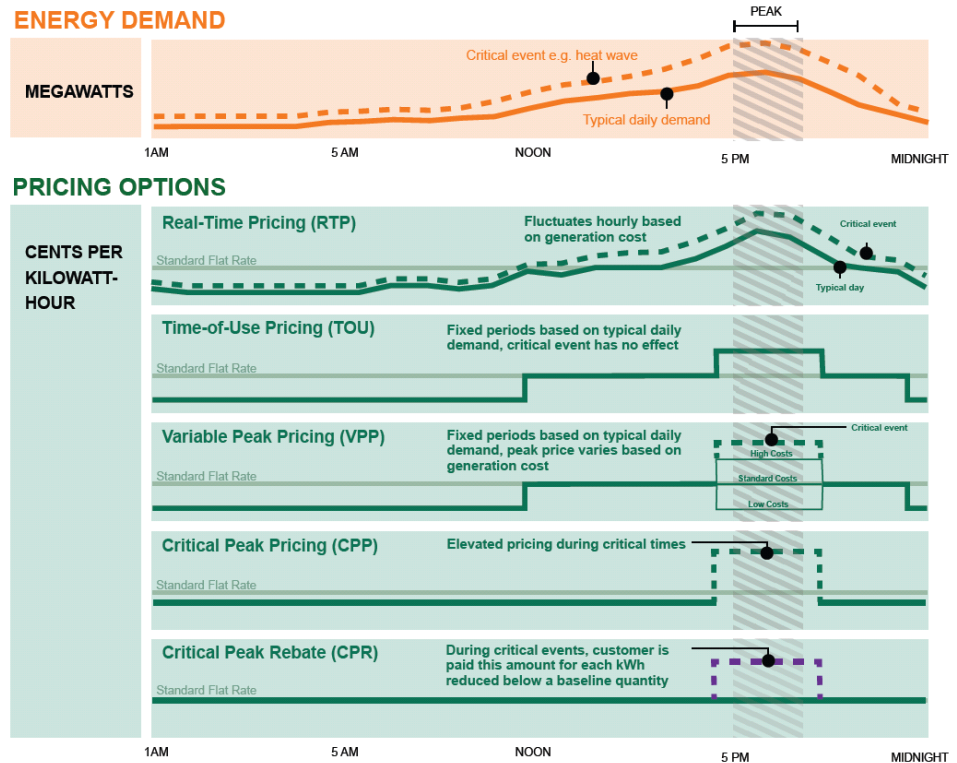
Daarbij moet opgemerkt worden dat de aard van de flexibiliseringsmechanismen onderling sterk verschilt. Waar dynamische leveringstarieven reeds decennia in literatuur zijn geanalyseerd en in pilots en praktijk zijn toegepast, geldt dat in veel mindere mate voor dynamische nettatarieven. Als het gaat om saldering is dit nog minder het geval, aangezien saldering in de Europese context vrij ongebruikelijk is.

2.2 Leveringstarieven voor kleinverbruik

In de huidige praktijk wordt kleinverbruikers in Nederland veelal een vast leveringstarief voor elektriciteit geboden, het zogenaamde *enkeltarief*, of een tarief dat hoger ligt gedurende de dag en lager in de nacht en in het weekend, het zogenaamde *dubbeltarief*. Deze bestaande leveringstarieven zijn dus niet gekoppeld aan de korte termijn elektriciteitsprijs.

Bij *dynamische leveringstarieven* is dit wel het geval: tarieven tijdens pieken in de vraag naar elektriciteit zijn dan hoger dan tijdens daluren. Vraagreductie in de piek is hierbij veelal het doel. Zo kan de afname tijdens perioden van hoge prijzen worden gereduceerd door elektrische toepassingen zoals koeling, airconditioning, elektrische verwarming of bijvoorbeeld boilers tijdelijk af te schakelen of terug te regelen.

Figuur 6 Overzicht leveringstarieven (Environmental Defense Fund, 2015)



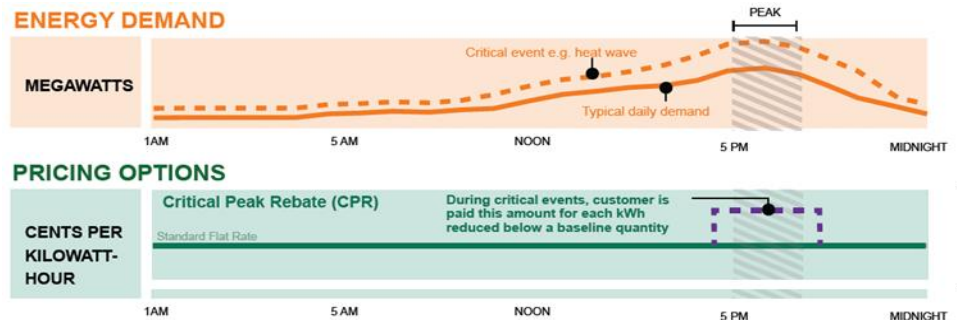
Er zijn verschillende varianten van flexibele leveringstarieven, die zich onderscheiden in de tijdsintervallen waarop de prijs hoger is dan anders. In Figuur 6 staat voor ieder van de belangrijkste varianten een schematisch prijsverloop gedurende de dag. De dynamiek van de in deze figuur aangegeven leveringstarieven neemt van onder naar boven toe. Daarmee neemt over het algemeen ook het risico voor de consument toe. In de volgende paragrafen zullen we de verschillende varianten in meer detail toelichten.

2.2.1 Piekkorting (critical peak rebate - CPR)

Omschrijving

Een vast tarief gecombineerd met een op voorhand vastgestelde beloning voor volumereducties onder een vastgesteld vraagniveau, de *baseline*, tijdens uren waarin (naar verwachting) zeer hoge vraag of beperkte beschikbaarheid van opwekcapaciteit op treedt.

Figuur 7 Illustratie van piekkorting (Environmental Defense Fund, 2015)



Varianten

Dit mechanisme kent varianten waarbij duur, periode en/of frequentie van toepassing vooraf is vastgesteld en afroep plaatsvindt op *day ahead*-basis, of juist niet. Daarnaast kan ook variabele beloning op basis van kosten van opwek of marktprijzen worden toegepast.

Toepassing

Voorbeelden van dit mechanisme zijn hoofdzakelijk te vinden in de Verenigde Staten, Australië en Nieuw-Zeeland, mogelijk vanwege de relatief grotere variaties in temperatuur en/of hogere penetratie van flexibele toepassingen zoals elektrische verwarming en airconditioning bij kleinverbruikers (zie ook DuneWorks, 2013).

Flexibiliteit in theorie en praktijk

CPR beloont beperkt voor levering van flexibiliteit in de DAM als het gaat om afnamepiekreductie, al gaat het om een beperkt aantal uren per jaar. Of voor deze uren ook de feitelijke marktwaarde wordt geboden, hangt af van de gehanteerde beprijzing. Buiten Europa zijn incidentele piekverschuivingen tot 38% behaald (DuneWorks, 2013).

Het principe bij CPR is een prikkel door beloning voor vraagreductie i.p.v. een penalty door hoge kosten voor afname. Hiermee vormt het systeem geen risico voor afnemers die niet (kunnen) deelnemen, zoals in geval van alternatieven met toepassing van een (hoog) piektarief (zie bijvoorbeeld volgende paragraaf).

2.2.2 Piektaarif (critical peak pricing - CPP)

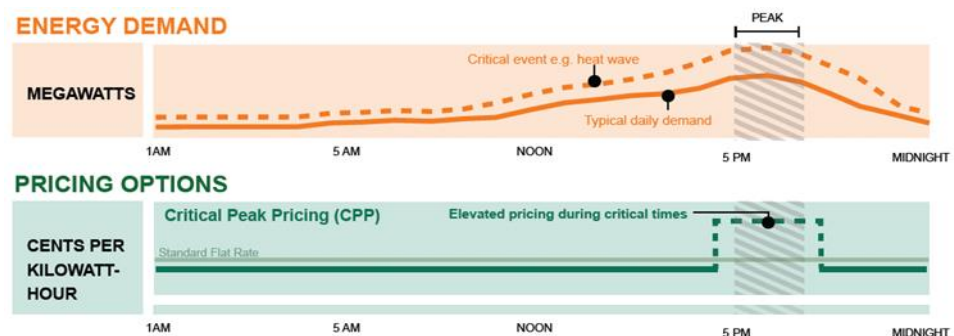
Omschrijving

Een vast tarief gecombineerd met toepassing van een (zeer) hoge toeslag op dit vaste tarief (piektarief) tijdens uren waarin (naar verwachting) zeer hoge vraag of beperkte beschikbaarheid van opwekcapaciteit optreedt. Door toepassing van het piektarief wordt de afnemer tijdens dergelijke voorvallen geprikkeld om de afname te reduceren. Zo wordt de totale vraag gereduceerd en daarmee nemen ook de kosten van opwek af.

Varianten

CPP kent varianten waarbij duur, periode en/of frequentie van toepassing vooraf is vastgesteld (*fixed period* CPP) en afroep plaatsvindt op *day ahead*-basis, of juist niet (*variable period* CPP). Een andere variant wordt geboden door een variabel piektarief dat wordt gebaseerd op kosten van opwek of marktprijzen, ook wel *variable peak pricing* VPP (VTT, 2010).

Figuur 8 Illustratie van het piektarief (Environmental Defense Fund, 2015)



Toepassing

In Frankrijk wordt sinds 1995 fixed period CPP aangeboden aan klanten met een capaciteit groter dan 9 kW, het Tempo tarief, met 350.000 deelnemende huishoudens en 100.000 MKB-aansluitingen. Drie dagtypes zijn hierbij gedefinieerd van goedkoop tot duur, waarbinnen ook piek- en daltarieven zijn gedefinieerd (i.e. een *time-of-use* element). Het Franse Tempo-tarief resulteerde in nationale piekreducties tot 4%.

Flexibiliteit in theorie en praktijk

In vergelijking met andere mechanismen zet CPP aan tot flexibiliteitslevering voor afnamepiekreductie in de DAM, maar ook in dit geval voor slechts een beperkt aantal (superpiek)uren per jaar. De effectiviteit van deze ontsluiting hangt af van het piektarief, maar kan op de incidentele piekmomenten leiden tot piekreducties van wel 20% (The Brattle Group, 2012), 30% (DuneWorks, 2013) of hoger.

Deelname is meestal op vrijwillige basis, omdat niet iedereen in staat is om op de piekmomenten de afname te reduceren. Afhankelijk van de inrichting kan dit systeem significante prijs- en volume risico's voor de afnemer met zich meebrengen, zij het voor een beperkt aantal uren per jaar.

2.2.3 Tijdgebonden tarief (time-of-use pricing - TOU)

Omschrijving

Leveringstarieven verschillen per vooraf vastgestelde perioden, veelal over de looptijd van de week. Tijdens perioden dat de vraag naar elektriciteit gewoonlijk hoog ligt is het tarief hoog, terwijl het tarief in perioden van lage vraag juist lager ligt.

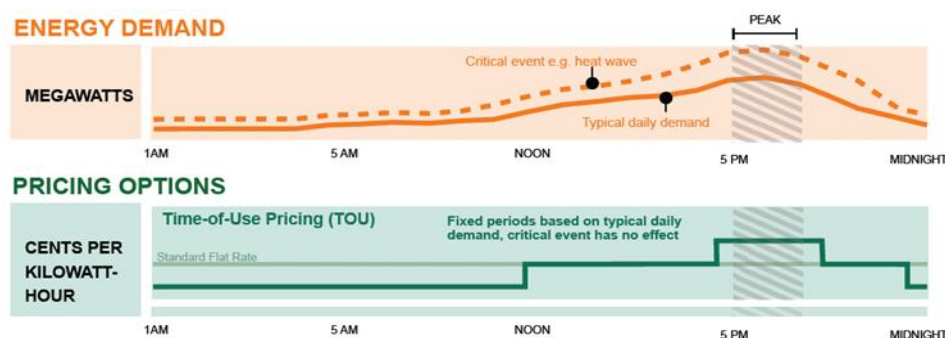
Varianten

Er worden gewoonlijk verschillende varianten van dergelijke tijdgebonden leveringstarieven onderscheiden, zoals het Nederlandse dubbeltarief, maar ook het superdubbeltarief (hoger tarief dan het dubbeltarief, maar van toepassing gedurende kortere tijdsvakken), en tot slot leveringstarieven die meerdere tariefniveaus laten zien voor vastgestelde perioden (zoals bijv. een combinatie van de voorgaande).

Toepassing

In verschillende EU-landen en Noord-Amerika wordt TOU-pricing toegepast. In Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Spanje en Italië worden TOU-tarieven op basis van twee perioden (piek en dal) aangeboden. Ook in Finland wordt TOU-pricing veelvuldig toegepast (zie ook (LBST and Hincio, 2012)).

Figuur 9 Illustratie van het tijdgebonden tarief (Environmental Defense Fund, 2015)



Flexibiliteit in theorie en praktijk

Time-of-use pricing zet in beperkte mate aan tot flexibiliteitslevering in de DAM, aangezien de tarieven vooraf worden vastgesteld voor vastgestelde perioden. Efficiëntie van deze beprijzing zal daarom afhangen van de mate waarin deze perioden de daadwerkelijke vraag- en aanbodsituatie reflecteren. Bij toenemende bijdragen van wind zal dit bijvoorbeeld afnemen. Uit verschillende studies blijkt een significante piekreductie van 5% goed haalbaar (The Brattle Group, 2012) die kan oplopen tot 10% (DuneWorks, 2013) of gemiddeld zelfs 26% (VTT, 2010). Het mag duidelijk zijn dat deze resultaten mede samenhangen met de hoogte van vastgestelde tarieven en perioden waarin deze van toepassing zijn.

2.2.4 Dynamisch tarief (Real-time pricing - RTP)

Omschrijving

Leveringstarieven variëren in dit geval per uur of kwartier en reflecteren de kosten van opwek of marktprijzen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit. In veel gevallen bieden de leveranciers een prijsplafond aan om de consument te beschermen tegen extreme prijsverhogingen (LBST and HINICIO, 2012), (Lyse, 2017), (Mirza & Bergland, 2012)).

Varianten

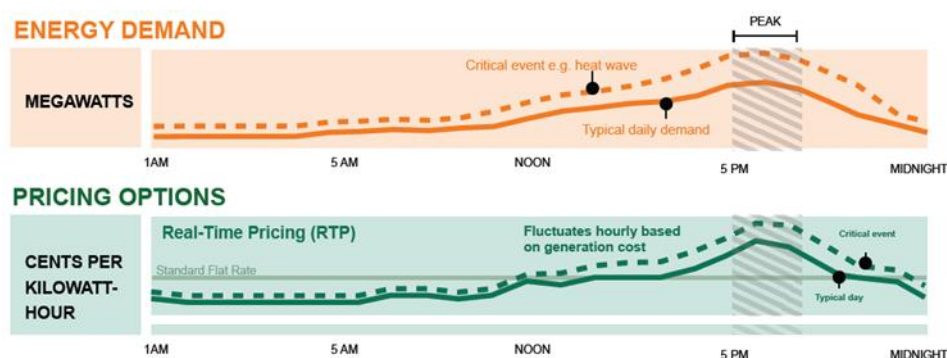
RTP wordt gewoonlijk gebaseerd op DAM-prijzen, maar kan in theorie ook gekoppeld worden aan (IDM- en) BM-prijzen. Het marktvolume, het prijsrisico en beschikbaarheidseisen beperken de mogelijkheden tot BM inzet echter.

Toepassing

In Nederland wordt sinds kort elektriciteit tegen tarieven op basis van DAM-prijzen aangeboden. In Noorwegen zijn er al langer leveranciers die uurlijkse leveringstarieven aanbieden die gekoppeld zijn aan de prijzen op de Nord Pool Spot-markt op basis van uurlijkse verbruiksmetingen. Hierbij wordt evenwel een additionele leverancierstoeslag in rekening gebracht. Merk op dat dagelijkse prijsvariëaties op de Nord Pool Spot-markt relatief bescheiden zijn vanwege de grote bijdrage van waterkracht aan deze markt.

Prijzen kunnen wel tot $\pm 50\%$ rond de gemiddelde jaarprijs variëren door seizoeneffecten. Tussen 2012 en 2016 was het spot prijs contract in de meeste kwartalen de goedkoopste contractvorm voor huishoudens (SSB, 2017).

Figuur 10 Illustratie real-time pricing (Environmental Defense Fund, 2015)



Theorie en praktijk

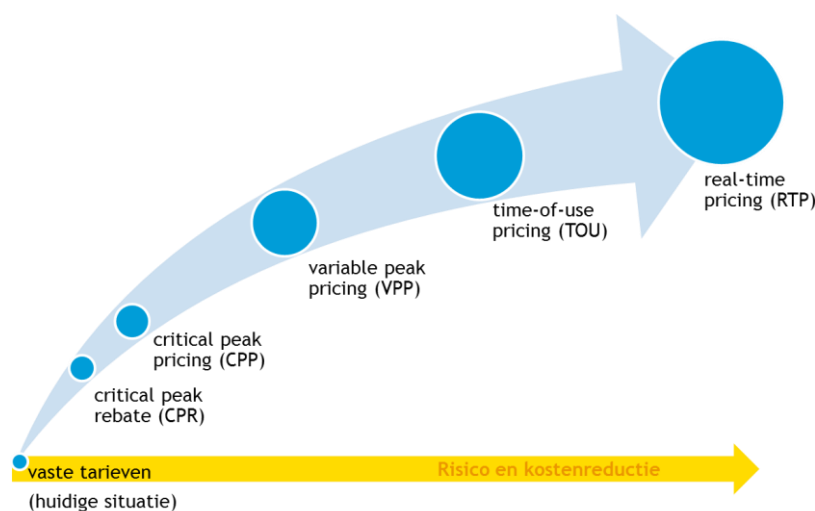
In theorie is real-time-pricing de meest flexibele vorm van beprijzing waarbij gemiddeld ook de grootste vraagrespons verwacht kan worden, zowel voor invoeding als afname. Piekreductie kan bijvoorbeeld oplopen tot 13% (Frontier Economics, 2012).

Uitdaging bij dit systeem is dat de consument ook relatief veel risico loopt. In perioden waarin de markt krap is, zoals in Nederland in 2004-2006, kunnen prijzen tot 600 uur per jaar oplopen tot de cap van 300 €/MWh en kunnen de kosten op jaarbasis verdrievoudigen.

2.2.5 Hervormingsopties leveringstarieven

De mate van flexibiliteit van leveringstarieven varieert van de huidige situatie tot real time pricing, die de hoogste mate van flexibilisering biedt. In zijn algemeenheid neemt met toenemende flexibiliteit het kostenbesparingspotentieel voor de verbruiker toe, maar tevens neemt ook het risico dat de kleinverbruiker loopt toe.

Figuur 11 Structuur hervormingsopties leveringstarieven



2.3 Nettarieven voor kleinverbruik

In deze paragraaf worden dynamische nettarieven in kaart gebracht in relatie tot flexibiliteit. Hiertoe wordt eerst kort ingegaan op de huidige nettarieven voor kleinverbruik in Nederland. Vervolgens worden uitdagingen in dynamisering van de nettarieven voor kleinverbruik in de context van de groeiende flexibiliteitsbehoefte geschetst, gevolgd door een overzicht van reeds bestaande concepten voor dynamische nettarieven. Tenslotte presenteren we onze samenvattende bevindingen.

2.3.1 Nettarieven voor kleinverbruik

Sinds 2009 kent Nederland voor de kleinverbruikers nettarieven op basis van de aansluitwaarde: (3 x 25 A) t/m (3 * 80A) één enkel vast tarief voor de aansluiting en voor het transport van elektriciteit, het zogenaamde capaciteits-tarief. Alleen het tarief voor de capaciteit van de aansluiting die nodig is voor de afname van elektriciteit wordt in rekening gebracht, ook al is de aansluiting groter ten behoeve van productie en invoeding van elektriciteit.

Een afnemer met een 3 x 25 A-verbruiker wordt daarmee wel geprikkeld om het piekverbruik te beperken om (i) kortsluiting te voorkomen en (ii) te voorkomen dat hij een 3 x 35A contract moet afsluiten. Dit staat dus los van de flexibiliteitsbehoefte in de DAM, BM of CM. De kleinverbruiker wordt geprikkeld om het eigen piekverbruik te allen tijde binnen de grenzen van contract en aansluiting te blijven. Binnen deze grenzen worden de resulterende kosten omgeslagen over alle verbruikers, onafhankelijk van hun gedrag. Kleinverbruikers weten daarmee op voorhand hoe hoog de netkosten zullen zijn.

Als zoals besproken in Paragraaf 1.3 kan ten gevolge van toenemende penetratie van decentrale middelen zoals zon-PV, elektrisch vervoer en warmtepompen de transportbehoefte (lokaal maar ook op hogere netvlakken) sterk toenemen. Op de lagere netvlakken, waarop kleinverbruikers zijn aangesloten, speelt bovendien dat de koppelingen naar hogere netvlakken veelal niet gedimensioneerd zijn op de totale gecontracteerde aansluitcapaciteit. Vanwege spreiding in afname patronen was dit in het verleden niet nodig. Aangezien het opladen van elektrische voertuigen en het gebruik van warmtepompen (zonder maatregelen zoals vraagsturing) minder spreiding in afname patronen (i.e. een grotere gelijktijdigheid) kunnen laten zien, schuilt in deze ontwikkelingen een toenemend risico op overbelasting van transformatoren die netvlakken met elkaar koppelen.

Dynamische prikkels in nettarieven voor kleinverbruik kunnen dit risico beperken, bijdragen aan uitstel van de noodzaak tot netverzwaring en zo ook de toenemende maatschappelijke kosten beperken (LBST and HINICIO, 2012).

2.3.2 Dynamische nettarieven en flexibiliteit

De afgelopen jaren zijn er verscheidene studies verricht die verschillende opties tot aanpassing van nettarieven en nettarieven voor kleinverbruik in kaart hebben gebracht (zie bijv. (CE Delft, 2016), (CEER, 2016), (D-cision en TNO, 2012) en (Berenschot, 2016). Implementatie of daadwerkelijke toepassing van dynamische nettarieven daarentegen komt minder voor, zeker in vergelijking tot het domein van dynamische leveringstarieven.

Bovendien lijkt het beeld van dynamische nettarieven te verschuiven. Door de recente ontwikkelingen in penetratie van decentrale middelen, is in recente bijdragen ook onderkend dat dynamische leveringstarieven en nettarieven elkaar kunnen gaan beïnvloeden. Zo kan de flexibiliteitsbehoefte die zich op de DAM en BM manifesteert middels prijssignalen gelijktijdigheid in afname- of invoedingspatronen op lagere netvlakken bevorderen en zo schaarste aan transportcapaciteit in de hand werken. Verscheidene bijdragen (zie bijv. (CE Delft, 2016)) suggereren dan ook een zekere prioritering waarbij transportcapaciteit leidend zal moeten zijn, omdat er zonder transport ook geen levering en balanshandhaving kan plaatshebben. Zo zou in geval van dreigende netcongestie, beprijzing die verband houdt met de prijsverschillen tussen lokaal en nationaal niveau kunnen worden ingezet en in geval van noodzaak tot curatieve ingrepen ook out-of-market mechanismen in werking moeten kunnen treden.

Anderzijds wordt ook geconstateerd (zie bijv. (CE Delft, 2016) en (Berenschot, 2016) dat er mogelijk efficiënter gebruik gemaakt kan worden van de netten door meer ruimte te geven aan flexibiliteitsvoorziening in DAM en BM als de netbelasting het toelaat. Daartoe zou de bestaande prikkel tot piekreductie te allen tijde moeten worden omgevormd tot een prikkel tot reductie van netbelasting in geval van dreigende netcongestie.

Deze concepten zijn in verscheidene bijdragen verenigd in het zogenaamde stoplichtmodel (zie bijv. (CE Delft, 2016) en (Berenschot, 2016)), waarbij signalering van netbelasting wordt voorgesteld om zo te komen tot lagere nettarieven ten tijde van ruime beschikbaarheid (groen) van transportcapaciteit, oplopende nettarieven ten tijde van dreigende congestie (oranje) en tot slot een handelsrestrictie (i.e. out-of-market) indien dit nodig is om de netstabiliteit te kunnen garanderen (rood). In 2016 is een gerelateerde codewijziging voorgesteld om de mogelijkheid te creëren om in de transporttarieven voor het middenspanning een groen licht te kunnen ontwikkelen ten tijde van ruime beschikbaarheid van transportcapaciteit, door een speciaal laag capaciteitstarief mogelijk te maken voor afnames boven de het gecontracteerde vermogen.

Naast deze ontwikkelingen wordt in de volgende subparagraaf een overzicht gegeven van verschillende ontwerpen of concepten voor nettarieven zoals die in het verleden zijn ontwikkeld.

2.3.3 Overzicht dynamische nettarieven

In Tabel 7 wordt het bestaande capaciteitstarief voor kleinverbruik en een serie concepten voor dynamische nettarieven gepresenteerd op basis van voorgaand onderzoek (D-cision en TNO, 2012). Hieronder worden de verschillende aangegeven varianten verder besproken.

Het capaciteitstarief is gebaseerd op de omvang van de aansluiting op het net. Een optie die in recente jaren is voorgesteld (zie bijv. (CE Delft, 2016)), maar niet in bovenstaand overzicht is opgenomen, is meer variatie in het capaciteitstarief naar kleinere aansluitwaarden. Bijvoorbeeld 10A in plaats van 25A. Daarmee kan de behoefte aan flexibiliteit in het systeem worden beperkt en leg je een deel van het flexibiliteitsprobleem bij betrokken gebruiker achter de meter. Ontsluiting van flexibiliteit wordt hiermee niet bewerkstelligd. Dit tarief is echter minder geschikt om te sturen op aanpassing van afname ten tijde van schaarste aan transportcapaciteit, aangezien de tariefdrager daar los van staat. Dat is eveneens het geval voor het gebruikstarief waarvoor gewoonlijk het aantal kWh per jaar als tariefdrager wordt gehanteerd. In geval van schaarste aan transportcapaciteit voor invoeding ontbreekt een dergelijke prikkel in het geheel, zonder verdere aanpassing van het concept.

Het combinatietarief is opgebouwd uit een combinatie van het capaciteitstarief en het gebruikstarief, dus ook hier ontbreken de juiste prikkels voor bijdrage in de flexibiliteitsvoorziening voor het CM. Het dynamisch nettatarief daarentegen vertoont grote overeenkomsten met het eerdergenoemde stoplichtmodel en biedt in principe de juiste aanknopingspunten. De eerder besproken wisselwerking met de flexibiliteitsbehoefte in DAM en BM daarentegen vraagt om nadere uitwerking van de daadwerkelijke tarifiering, zodat de vereiste coördinatie geborgd is.

Nodal pricing, ook wel locational marginal pricing (LMP) genoemd biedt eveneens de juiste aanknopingspunten voor flexibiliteitslevering in het CM, en bovendien een volledig geïntegreerd mechanisme voor tarifiering die resulteert in de vereiste coördinatie tussen flexibiliteitsbehoefte in de DAM en BM enerzijds en het CM anderzijds. Keerzijde van het mechanisme is dat elektriciteitsprijzen zullen variëren van plaats tot plaats, een fenomeen dat gewoonlijk als

onwenselijk wordt beschouwd vanwege het publieke belang dat met de elektriciteitsvoorziening gemoeid is.⁴

Tabel 7 Overzicht tariefstructuren voor elektriciteitstransport (D-cision en TNO, 2012)

	Beschrijving	Opmerking
Capaciteitstarief	Tarief (in kilowatt of megawatt) op basis van de omvang van de aansluiting op het net.	Tarief is onafhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van de aansluiting (en het tijdstip hiervan).
Gebruikstarief	Tarief in (kWh of MWh) is afhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van het transportnet.	Omdat de inkomsten voor netbeheerders afvangen van het daadwerkelijke netgebruik (dat per jaar kan variëren), moet het reguleringsmodel het volumerisico mitigeren.
Combinatietarief	Combinatie van bovengenoemde capaciteit- en gebruikstarieven, zodat een deel van het tarief vast is en een deel variabel.	
Dynamisch nettatarief	Gebruikstarief waarde de hoogste afhankelijk is van de netbelasting.	Signalen over de netbelasting moeten door de netbeheerder aan gebruikers worden gegeven.
<i>Nodal pricing</i>	Tarief waarbij de elektriciteitsprijs (als <i>commodity</i>) locatieafhankelijk is omdat de (net)kosten van congestie en verliezen hier worden doorberekend.	<i>Nodal pricing</i> geeft prikkels voor efficiënt netgebruik omdat de kosten van transport in de elektriciteitsprijs worden verrekend. Een nadeel is dat de bepaling van de elektriciteitsprijs (rekenkundig) heel complex is en dat de prijzen voor afnemers per locatie variëren.
Congestieprijzen	'Toeslag' voor benutting van het systeem.	Marktbenadering, waarbij de momentane transportprijs bij congestie zodanig wordt gewijzigd dat het netgebruik zakt tot onder de maximale netbelasting.
Afregelbonus	Tariefsysteem (naar keuze) met daarbij een prikkel (beloning) om tijdens piekuren (op afroep) het netgebruik te reduceren.	Trigger vanuit de netbeheerder naar afnemers om het netgebruik te verminderen met een financiële beloning als compensatie. De netbeheerder moet hierbij wel de garantie hebben dat het systeem voldoende transportreductie zal kunnen realiseren.

Tot slot wordt met betrekking tot LMP veelal gewezen op een reëel risico van misbruik van lokale marktmacht, al dient hier wel in het achterhoofd gehouden te worden dat de toetredingsdrempels naar verwachting zullen afnemen in de toekomst.

Systemen met congestieprijzen en een afregelbonus zijn strikt preventieve (in plaats van curatieve) systemen, die enkel ingezet worden bij dreigende congestie. In beide gevallen probeert de netbeheerder de transportvraag te

⁴ Daarmee geeft LMP echter wel de juiste locatie specifieke prikkels voor investeringen in de benodigde decentrale middelen (zowel vraag als aanbod). Overigens wordt LMP in de VS toegepast in een van de groothandelsmarkten (PJM) waarbij een middeling wordt toegepast om afnemers toch met uniforme prijzen te bedienen.

reduceren door aanpassing van de vraag en/of het aanbod. In het geval van mechanismen met congestieprijsen worden de transportkosten verhoogd. In het geval van een afregelbonus worden afnemers middels financiële beloning gestimuleerd om de transportvraag te reduceren. In tegenstelling tot het geval van LMP wordt in dit geval uniforme beprijzing van elektriciteit gehandhaafd en, afhankelijk van de tarifiering, kan coördinatie met de flexibiliteitsbehoefte in de DAM en BM worden bewerkstelligd.

Dergelijke mechanismen kunnen ook worden ingezet voor *redispatch*, gelijkend het bestaande voorstel voor het congestie management mechanisme in Nederland (zie ook (ECN, 2009)) voor verscheidene varianten).

2.3.4 Hervormingsopties nettarieven

Uit voorgaande kan opgemaakt worden dat het dynamisch nettarief, LMP en systemen met een op- of afregelbonus de betere aanknopingspunten bieden voor ontsluiting van flexibiliteitsvoorziening voor CM door kleinverbruik. Bovendien bieden ze aanknopingspunten voor effectieve coördinatie tussen de verschillende flexibiliteitsbehoefte. Daarbij lijkt laatstgenoemde het best aan te sluiten bij het Nederlandse bestel als neergelegd in het bestaande wetsvoorstel voor congestie management (dat overigens nog altijd hangende is).

2.4 Salderingsregeling

In voorgaande paragrafen zijn achtereenvolgens hervormingsopties voor leveringstarieven en nettarieven besproken. De derde aanpassingsmogelijkheid voor de opzet van een flexibiliseringsmechanisme betreft de salderingsregeling. Mogelijke aanpassing van de salderingsregeling om bij te dragen aan een effectief flexibiliseringsmechanisme is een minder structureel in kaart gebracht domein dan bijvoorbeeld dynamische leveringstarieven. Om inzicht te krijgen in mogelijke hervormingsopties beginnen we deze paragraaf met een omschrijving van de salderingsregeling, gevolgd door een korte samenvatting van een recente evaluatie, buitenlandse ervaringen met (hervorming van) salderingsregelingen en reeds in Nederland onderzochte hervormingsmogelijkheden. Deze paragraaf besluit met een overzicht van de belangrijkste generieke salderingsopties met een nadrukkelijk perspectief op flexibilisering.

2.4.1 Omschrijving

De salderingsregeling beoogt opwekking van lokaal en duurzame energie te stimuleren. De regeling verplicht leveranciers om de jaarlijkse invoeding door kleinverbruikers in mindering te brengen op het jaarlijkse verbruik ten behoeve van de jaarlijkse inning van de leveringskosten. Deze regeling is van toepassing voor een invoedingsvolume tot maximaal de eigen afname, dat in het ingeval van invoeding van niet-duurzame elektriciteit bovendien is gemaximeerd op 5.000 kWh per jaar. Voor het overige is de leverancier de kleinverbruikers een redelijke vergoeding verschuldigd (zie ook Nederlandse Elektriciteitswet, Art. 31c).

Daarmee wordt deze ingevoede elektriciteit tot maximaal het eigen afnamevolume of een volume van 5.000 kWh per jaar *de facto* geprijsd tegen de leveringskosten en belastingen. Bij het huidige capaciteitstarief heeft de regeling geen invloed op de netkosten; de netkosten staan los van het jaarlijkse afnamevolume.

In de praktijk gaat het hierbij veelal om PV-systemen bedreven door individuele huishoudens die beschikken over een eigen dak en in aanmerking

komen voor directe saldering. Ook huishoudens die een eengezinswoning met een eigen dak huren kunnen voor de salderingsregeling in aanmerking komen. In generieke zin is saldering de mogelijkheid voor een stroomafnemer om over een bepaalde referentieperiode (uur, maand, kwartaal, jaar) en voor een bepaalde totale looptijd het afgenomen totale volume elektriciteit te mogen salderen met het totale volume van invoeding op het net (teruglevering aan de energieleverancier) eventueel beperkt tot een bepaald maximum.

Naast de salderingsregeling is in Nederland de zgn. postcoderoosregeling ingesteld. Deze regeling heeft betrekking op PV-projecten voor duurzame-energiegemeenschappen waarvan de leden-investeerders door een aan een maximum gebonden virtuele saldering in aanmerking komen voor een reductie op de te betalen energiebelasting. De postcoderoosregeling beoogt de toegang tot de baten van PV-systemen voor particulieren en klein-zakelijke gebruikers zonder eigen dak mogelijk te maken. Deze regeling valt buiten het bestek van de onderhavige studie. Dit geldt ook voor grootschalige (≥ 15 kW) PV-systemen, die onder de SDE+ vallen.

2.4.2 Evaluatie salderingsregeling

Alhoewel de salderingsregeling volgens recente analyse heeft bijgedragen aan de groei van zon-PV, in bescheiden mate aan de verduurzaming van de energiemix, mogelijk heeft bijgedragen aan het draagvlak voor verduurzaming en tot slot heeft bijgedragen aan de groei van werkgelegenheid in de zon-PV-sector, worden er in diezelfde analyse ook een aantal kanttekeningen aan de orde gesteld (zie ook (PWC, 2016)):

- De prikkel voor de kleinverbruikers (< 10.000 kWh per jaar) om verbruik achter de meter te optimaliseren wordt door de regeling weggenomen.
- Kleinverbruikers betalen geen energiebelasting, ODE en BTW over het gesaldeerde elektriciteitsverbruik en de gedeerde belastinginkomsten (EB en ODE) worden in 2015 geschat op € 80 mln.

Bovendien worden leveranciers gedwongen elektriciteit terug te nemen, onafhankelijk van de inkoopwaarde van deze elektriciteit op de markt. Doordat saldering in feite neerkomt op een beprijzing van de ingevoede elektriciteit op basis van de leveringskosten en belastingen, is invoeding financieel aantrekkelijk.

2.4.3 Ervaringen in het buitenland

Om inzicht te krijgen in mogelijke hervormingsopties worden hier eerst een kort overzicht gegeven buitenlandse ervaringen met salderingsregelingen en hervormingen ervan.

De Verenigde Staten

De meeste ervaring met salderen is opgedaan in de VS en wel op deelstaat-niveau. De meeste deelstaten hebben een salderingsprogramma, elk met eigen regelgeving (NCSL, 2016). In de VS stelt saldering (net energy metering, hierna NEM) decentrale zelf-opwekkers in staat hun elektriciteitsoverschot op krediet te verkopen aan hun leverancier (vaak een geïntegreerd energiebedrijf) tegen kleinverbruikerstarief. Een digitale meter per prosumer is gebruikelijk voor meting van afname en invoeding op het net. Afname en invoeding wordt vervolgens verrekend in de maandelijkse elektriciteitsrekening. Doorgaans kan het terugleverkrediet doorgeschoven worden naar de volgende maand met jaarlijks een eindafrekening.

Teruglevering dat qua volume het jaarlijks verbruik overtreft valt buiten NEM-regelingen. In de VS is de energiebelasting afwezig of gering en speelt het effect op de overheidsinkomsten daardoor een onderschikte rol. Voorts is van

belang dat in de VS de aan kleinverbruikers in rekening gebrachte totale leveringskosten inclusief netgebruik overwegend op volumetrische basis zijn gebaseerd. De voornaamste problemen die door niet-prosumer stakeholders worden ervaren zijn (zie ook (NREL and LBNL, 2016)):

1. Kostenafwenteling: door de overwegend verbruiksafhankelijke rekening worden de door prosumers veroorzaakte netkosten (ten dele) afgewenteld op het leveringsbedrijf (hogere kosten) en/of niet-prosumers (hogere leveringstarieven).
2. Winstafname van leveranciers: de utilities maken ook in de VS moeilijke tijden door; hun lobby richt zich o.a. tegen prosumers.
3. Minder winstmogelijkheden van leveranciers: door prosumers als nieuwe markttoetreders wordt het totale afzetvolume van de leveranciers negatief beïnvloed.

De deelstaten adresseren deze uitdagingen zeer verschillend: van ‘laten zoals het is’ tot het hanteren van één of meerdere van de navolgende instrumenten (zie ook NCSL ,2016, NREL and LBNL, 2016):

- Geaggregeerde salderingsplafonds: maximering van het geaggregeerde vermogen dat in aanmerking kan komen voor de regeling, bijv. als % van de piekvraag in de deelstaat.
- Beperking van de salderingswaarde: bijvoorbeeld op basis van vermeden kosten voor de leverancier, (gemiddelde) time-of-use-waarde van de door de prosumer ontvangen netleveringen, kleinverbruikerstarief minus non-bypassable charges (\$ 0.02/kWh tot \$ 0.03/kWh in Californië.⁵
- Value of solar (VOS) programma’s: Op basis van een digitale meter voor stroomuitwisseling met het net en een meter bij de omvormer(s) wordt het totaalverbruik van de prosumer en de ingevoede hoeveelheid vastgesteld. Over zijn totaalverbruik betaalt de prosumer het kleinverbruikerstarief en voor invoeden ontvangt de prosumer krediet op basis van een goedgekeurd “value of solar” tarief, doorgaans ergens tussen het kleinverbruikerstarief en het (gemiddelde/basis) grootverbruikerstarief.
- Introductie van vaste nettarieven voor geïnstalleerde zon-PV-installaties: bijv. 3-6 \$ per kW_p geïnstalleerd per maand (California).
- Introductie van one-time connectietarieven: \$ 75-\$ 100 voor nieuwe prosumers (California).
- Netopslagen voor invoeden.
- Minimum energierekening voor prosumers. \$ 25/hh/maand voor huishoudelijke prosumers en \$ 50/commerciële aansluiting/maand in Hawai.
- Beperking van de totale salderingsduur per installatie, bijv. tot 20 jaar.
- Inhouding van Renewable Energy Credits (RECs): Eigendom van de ‘groenwaarde’ van de ingevoede elektriciteit valt toe aan de leveranciers. RECs zijn te vergelijken met GvO’s, zij het dat RECs meer toepassingen hebben.
- Leveringstarief gebaseerd op piekvermogensvraag: Het van het net gevraagde maandelijkse piekvermogen is een component voor de elektriciteitsrekening van prosumers.

In de grootste VS-markt, Californië, heeft regelgever CPUC begin 2016 een besluit uitgevaardigd om de bestaande salderingsregeling in stand te houden. Deze regeling geldt echter voor een beperkte totale capaciteit aan NEM-

⁵ De betreffende heffingen zijn er bijv. op gericht de prosumers ook aan netkosten te laten bijdragen: in de VS zijn in tegenstelling tot in Nederland nettarieven voor kleinverbruikers doorgaans variabel). Elk van deze interventies verminderen de waarde van gesaldeerde elektriciteit ten opzichte van het standaard(vaste) kleinverbruikerstarief.

systemen, dat gelijk is gesteld aan 5% van de geaggregeerde piekvraag. Het CPUC-besluit van begin 2016 stipuleert onder meer (zie CPUC (2016)):

- zekere non-bypassable charges (NBCs), d.w.z. nettarieven, voor nieuwe salderingsklanten;
- verplichte bloktijdstarieven (TOU), voor nieuwe prosumers-klanten;
- beperking van de salderingsduur tot 20 jaar, voor bestaande NEM-klanten;
- prosumers-klanten met 1 MW+ installaties moeten zelf hun connectiekosten betalen.

Europese Unie

Buiten Nederland wordt in Europa saldering slechts in drie lidstaten toegepast, te weten Denemarken, België (Vlaanderen) en Italië.

Denemarken heeft zoals in Nederland een ongelimiteerde salderingsregeling voor zover invoeding de stroomconsumptie niet overtreft. De referentieperiode bedraagt evenwel slechts een uur, waar deze periode in Nederland een jaar bedraagt (ingeval van het enkel- en dubbeltarief). Gesaldeerde leveringen worden vrijgesteld van de opslag Publieke Service Verplichting (zie ook RES LEGAL Europe, 2017).

De salderingsregeling - voor installaties tot 10 kW_p - in **Vlaanderen** is in grote lijnen gelijk aan die van Nederland (zie ook RES LEGAL Europe, 2017). Door in Vlaanderen alom gebruikte analoge meters voor netaansluitingen van huishoudens betreft het de facto saldering met een referentieperiode van een jaar. De Vlaamse deelregering heeft in juli 2015 een sterk aangevochten netvergoeding van ca. € 70/kW_p/jaar voor systemen tot 10 kW_p geïntroduceerd om oversubsidiëring tegen te gaan. Met andere woorden, de netvergoeding beoogt supra-normale opbrengsten, als gevolg van de salderingsregeling, uit de investering in een kleinschalig PV-systeem te reduceren (zie ook EC, 2015).

Italië, een land gekenmerkt door veel ad hoc-wijzigingen van het hernieuwbare energiebeleid, heeft een salderingsregeling, genaamd **Scambio Sul Posto**, voor installaties van 20-200 kW_p (zie ook RES LEGAL Europe, 2017). Voor wat betreft installaties <20 kW_p mogen slechts die installaties meedoen die voor 31 december 2007 in bedrijf gesteld zijn. De regeling komt neer op een jaarlijkse netto verrekening door de leverancier van (i) de waarde van uit het net betrokken energie en (ii) de betaling van Italiaanse regelgever GSE aan de leverancier van de waarde van de door de installatiehouder aan de leverancier geleverde energie, gebaseerd op een formule die rekening houdt met de vigerende Day Ahead-prijzen op de uren van teruglevering.

De Europese Commissie (zie ook (EC, 2015), Europese regelgevers (ACER/CEER, 2016) en Solar Power Europe (Alexandre Roesch en Michael Schmela, 2017) zijn niet enthousiast over saldering vanwege mogelijke “kannibalisering van de netfinanciering” en kruissubsidies van prosumers door niet-prosumers, de risico’s op overcompensatie en de daarmee verband houdende gepercipieerde risico’s voor wat betreft beleidscontinuïteit, alsmede de belemmering die saldering zou vormen voor het bieden van flexibiliteit door prosumers. SPE is meer geporteerd van het niet belasten van *self-consumption* met, zo nodig, *feed-in support* voor wat betreft invoeding (SPE, 2015).

Duitsland gaat een eind in deze richting. Daar dient de productie van de PV-installatie apart gemeten en op afstand afgelezen te worden om de basis voor toepassing van de EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) feed-in-premie te bepalen. PV-prosumers kunnen voor 90% van hun productie voor EEG-subsidie in aanmerking komen. De hoogte van de premie wordt door de ‘ademende deksel’ methodologie bepaald, waarbij er een negatief verband is tussen

toename per periode van het totale geïnstalleerde vermogen en het premiebasisbedrag. Er geldt een felbetwist geaggregeerd plafond voor EEG-steun voor PV op cumulatieve basis (58 GW). Voor opslagmodules als onderdeel van de PV-installatie van prosumers bestaat een subsidieprogramma waarvan de politieke houdbaarheid niet duidelijk is. Een ander discussiepunt is dat zelfconsumptie bij PV- installaties en opslaginstallaties vanaf 10 kW belast worden met de EEG-opslag op het leveringstarief (BSW-Solar, 2016).

2.4.4 Nederlandse hervormingsopties

In een verkennend onderzoek uit 2015 zijn enkele aanpassingsopties aangedragen en projecties gemaakt van de impact op de overheidsfinanciering (ECN, 2015). Verder is recentelijk een aanvullende serie opties voor hervorming van de salderingsregeling doorgerekend door ECN in een separate opdracht voor het Ministerie van Economische Zaken (ECN, 2017a).

De navolgende aanpassingsopties zijn geanalyseerd:

- Salderingsgrens voor alle installaties: een jaarlijks salderingsplafond dat jaarlijks kan worden verminderd; plafond is een absolute hoeveelheid of een ratio van de totale productie; voor alle relevante PV-installaties.
- Salderingsgrens voor nieuwe installaties: een jaarlijks salderingsplafond dat jaarlijks kan worden verminderd; plafond is een absolute hoeveelheid of een ratio van de totale productie; enkel voor relevante nieuwe PV-installaties.
- Netvergoeding: een ‘netvergoedingsopslag’ op de reguliere energiebelasting.
- Maximale duur salderen: voor nieuwe installaties is de salderingsregeling gebonden aan een maximum looptijd . Dit maximum kan later voor dan nieuwe installaties worden aangepast.
- Fiscale saldering: handhaving van de salderingsregeling op het fiscale deel van het stroomtarief en afschaffing van saldering op het producentendeel ervan, al of niet met een begrenzing op de ingevoede en op een ander moment geconsumeerde elektriciteit die fiscaal wordt gesaldeerd.
- Invoedpremie: een terugleversubsidie per kWh elektriciteit die wordt teruggeleverd aan het net.
- Een investeringssubsidie per W_p .

2.4.5 Hervormingsopties en flexibiliteit

Op basis van de hierboven beschreven specifieke salderingsmodaliteiten volgt hieronder een tabel (Tabel 8) met de voornaamste generieke hervormingsopties, of ze zelfconsumptie belasten, en of ze een prikkel geven tot het aanbieden van flexibiliteit door de prosumer/kleinverbruiker. Eerst volgen enkele opmerkingen ter verduidelijking vooraf:

- hervormingsopties gericht op nettarieven komen niet hier aan de orde, die zijn in de voorgaande paragraaf besproken;
- zelfconsumptie betreft de zelflevering voor eigen gebruik, momentaan dan wel uitgesteld via eigen opslag, zonder dat er voor wat betreft de betrokken hoeveelheid elektriciteit uitwisseling met het net plaatsvindt.

Voor het daadwerkelijk aanbieden van flexibiliteit door prosumer-kleinverbruikers dient de elektriciteitsmarkt aan belangrijke algemene randvoorwaarden te voldoen.

Bij deze algemene randvoorwaarden kan gedacht worden aan:

- De mogelijkheid voor kleinverbruikers om te opteren voor een leveringscontract dat dynamische energietarieven biedt, bijv. gebaseerd op de DAM en mogelijk IDM- of BM-prijzen.
- Bij opteren voor dynamisch leveringscontract geldt dit ook voor invoeding, indien niet vallend onder saldering.

- Leveranciers dienen ten minste 100% van de groothandelsprijs als terugleververgoeding te bieden (consumentenbescherming).
- Goede mogelijkheden voor dienstverlening in de rol van aggregatoren, zowel door leveranciersbedrijven als derden (binnen de kaders van programmaverantwoordelijkheid).
- Toegang voor prosumers, al dan niet gebruikmakend van de diensten van aggregatoren, tot markten voor het leveren van balancerings- en andere systeemdiensten, met name ook voor het leveren van systeemdiensten aan regionale netbedrijven.
- Level-playing-field markttoegang van gedistribueerde en centrale marktpartijen.

Tabel 8 Overzichtstabel van belangrijke generieke hervormingsopties van de salderingsregeling

Hervormingsoptie	Onbelaste zelfconsumptie	Flexibiliteitsprikkel	Toelichting
Jaarlijkse bovengrens salderingsvolume per installatie	+	-	Optimalisatie achter de meter blijft minder lonen dan salderen, tenzij de bovengrens zeer beperkend is.
Nationale bovengrens totaal geïnstalleerd vermogen	+	-	Optimalisatie achter de meter blijft minder lonen dan salderen.
Maximale looptijd saldering per installatie	+	-	Optimalisatie achter de meter blijft minder lonen dan salderen tot einde van de looptijd.
Verkorting referentieperiode, bijv. een uur	+	+	Waardering van afname en invoeding tegen DAM- en/of BM-prijzen, zodat de waardering voor optimalisatie achter de meter marktconform is.
Vervanging door procentuele bonus op invoeding	+	+	Vergoeding van afname en gedeeltelijke vergoeding van invoeding tegen DAM- en/of BM-prijzen, voor marktconformere waardering voor achter de meter.
Vervanging door SDE+	-	-	Referentieperiode voor SDE+ is een jaar, dus geen prikkel voor flexibiliteitslevering.
Handhaving salderingsregeling op het fiscale deel van het stroomtarief	-	-	Verbetering van huidige situatie met waardering van invoeding tegen DAM maar ook energiebelasting, terwijl waarde achter de meter de DAM niet reflecteert.
Terugleversubsidie per kWh elektriciteit die wordt teruggeleverd aan het net, gericht op een maatschappelijk aanvaardbaar geacht niveau van 5 à 7 jaar terugverdientijd	-	-	Verbetering van huidige situatie in die zin dat prikkel tot flexibiliteitslevering wordt geïntroduceerd, maar nog niet tegen marktwaarde.
Investeringsubsidie per Wpiek	-	-	Dit mechanisme heeft geen invloed op de waarde van zelfconsumptie of invoeding, wel op de (verzonken) kosten daarvan.

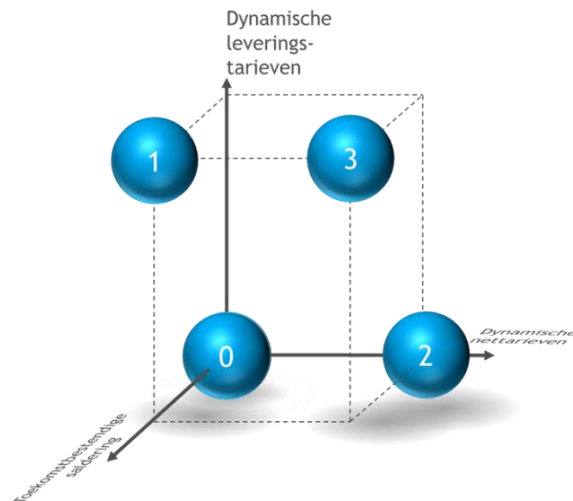
De afsluitende overzichtstabel van belangrijke generieke hervormingsopties (exclusief nettarieferelateerd), waarbij ervan uitgegaan wordt dat aan de algemene randvoorwaarden voldaan wordt. Optie 4, verkorting van de referentieperiode tot een uur, en Optie 5 die afschaffing van de salderingsregeling inhoudt met als steuninstrument een bonus % op de contractuele terugleververgoeding is het gunstigst qua prikkel tot levering van flexibiliteit.

2.5 Scenario's flexibiliseringsmechanismen

In Hoofdstuk 1 is een overzicht opgesteld van verschillende vormen van flexibiliteitsbehoefte zoals die zich naar verwachting zal gaan voordoen in het Nederlandse elektriciteitssysteem bij toenemende introductie van zon-PV, wind, en elektrificatie van vervoer en verwarming. Deze behoefte kan zich gaan manifesteren in de levering, balanshandhaving, en netcongestie en zal zich dan manifesteren in de vorm van toenemende prijsvariaties (de prijsuitslagen) en prijsveranderingen op de DAM, de IDM en BM en het CM.

Vervolgens is een overzicht gepresenteerd van mogelijke inrichtingen van leveringstarieven, nettarieven en saldering voor kleinverbruik vanuit het perspectief van flexibiliteits-ontsluiting. Tegen de achtergrond van dit overzicht kan gesteld worden dat voor de ontsluiting van flexibiliteit bij kleinverbruik, de kleinverbruiker in toenemende mate zal moeten worden blootgesteld aan de waarde van flexibiliteit zoals die op voorgenoemde markten tot uiting komt. De kleinverbruiker zou daarom via leveringstarieven, nettarieven en saldering moeten worden blootgesteld aan de toenemende variabiliteit van de prijzen in DAM, IDM/BM en het CM.

Figuur 12 Illustratie van de verschillende Scenario's voor flexibilisering



De uitersten in dit overzicht in termen van flexibilisering, i.e. de mechanismen die flexibiliteit juist belemmeren of juist maximaal kunnen ontsluiten, zijn daarbij ook in beeld gekomen. De belemmerende varianten vinden we terug in het huidige bestel met vlakke tarieven voor levering (enkeltarief), het nettarief (capaciteitstarief) en saldering (saldering op jaarbasis).

Maximaal ontsluitende varianten van leveringstarifiering, nettarifiering en saldering zijn de varianten die de waarde van flexibiliteit op uurbasis reflecteren:

- Scenario 0: vaste tarieven. Handhaving van het huidige bestel van vaste tarieven.
- Scenario 1: dynamisch leveringstarief (en bijbehorende saldering op uurbasis). Toepassing van een dynamisch leveringstarief voor afname en de invoeding van zon-PV op het net, gebaseerd op de APX-uurprijzen voor elektriciteit.
- Scenario 2: dynamisch nettatarief. Het bestaande capaciteitstarief wordt aangevuld met een bonus (uitgekeerd door de netbeheerders) ter vermijding van overbelasting (congestie) van het net.⁶
- Scenario 3: dynamisch leveringstarief (en bijbehorende saldering op uurbasis) en nettatarief. Een combinatie van Scenario 1 & 2.

De geschetste uitersten omspannen de volle flexibiliseringsmogelijkheden binnen de huidige marktinrichting, van het huidige bestel tot een volledig flexibel bestel. Op deze basis kunnen nu de scenario's worden opgesteld voor de flexibiliseringsmechanismen tegen de achtergrond waarvan de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik en de impact op de businesscase voor zon-PV kan worden doorgerekend. De bijbehorende relevante scenario's die daarbij de flexibiliteitswaarde in beeld brengen zijn dan als in Figuur 12 weergegeven.

Hierbij wordt er geen apart scenario voor enkel dynamiseren van saldering voorzien, aangezien dit bij handhaving van enkel tarief geen nieuwe resultaten zal opleveren. Ook enkel dynamiseren van het leveringstarief als scenario ligt niet voor de hand, aangezien de huidige salderingsregeling vereist dat de aan het net onttrokken elektriciteit verminderd wordt met de ingevoede elektriciteit ten behoeve van de facturering en inning van leveringskosten. De regeling voor saldering zoals dat in de huidige wetgeving is vastgelegd is daarmee onlosmakelijk verbonden met de leveringskosten, i.e. de leveringstarieven.

⁶ Deze vergoeding is maximaal gelijk aan de vermeden verzwaringskosten van het net. Daarbij is uitgegaan van relatief hoge (zeer) verzwaringskosten van € 270 per jaar per aansluiting voor een kleinverbruiker; dit reflecteert juist de situaties waarin netverzaring een kostbare oplossing biedt. Aangenomen wordt dat deze bonus wordt uitgekeerd gedurende een beperkte periode (maximaal 3 jaar) en aan een beperkte groep kleinschalige zon-PV-opwekkers, i.e., uitsluitend aan zon-PV-opwekkers die gelokaliseerd zijn in het betreffende gebied waar zich - gedurende een beperkt aantal uren - congestie voordoet als gevolg van de invoeding van zon-PV.

3 Kleinverbruik en de waarde van flexibiliteit

In dit hoofdstuk zullen de gevolgen van de introductie van flexibiliseringsmechanismen zoals vervat in de scenario's voor de flexibiliseringsmechanismen uit het voorgaande hoofdstuk in kaart worden gebracht voor de waarde van flexibiliteit.

De waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik wordt in de eerste plaats in kaart gebracht aan de hand van een delta analyse op de jaarlijkse cashflows van kleinverbruikers met flexibele middelen. De ontsluiting van de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik door introductie van flexibiliseringsmechanismen resulteert veelal in kostendalingen die geheel of ten dele kunnen worden toegerekend aan de levering van flexibiliteit.

In de tweede plaats wordt de businesscase zon-PV voor de verschillende flexibiliseringsmechanismen ook tegen het licht gehouden, in samenhang met mogelijke aanpassingen van de bestaande salderingsregeling.

3.1 Impact flexibiliteitsmechanismen bij kleinverbruik

De verschillende uitersten van de inrichting van toekomstige flexibiliseringsmechanismen hebben grote invloed op de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruikers, en daarmee op de ontsluiting van flexibiliteit in dit marktsegment.

De waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik ligt primair besloten in de eventuele meeropbrengsten of kostenreductie die kan worden gerealiseerd door aanpassing van inzet van flexibele decentrale middelen. Voor deze inschatting is uitgegaan van;

- Een viertal flexibele decentrale technieken die in lijn met de huidige inzichten tot 2030 sterke groei kunnen gaan laten zien voor zowel huishoudens als het MKB en gekenmerkt worden door relatief hoge vermogens en een beperkte belastinggraad (zie ook de kleingebruikers-categorieën in de Tabel 9).
- Een verdere ontwikkeling van de markt voor aggregatoren en overige dienstverleners, zodat flexibele inzet van decentrale middelen eenvoudig en toegankelijk wordt voor de kleinverbruiker.
- In dit onderzoek is de inschatting van deze waarde gebaseerd op minimalisatie van kosten voor levering en transport door optimalisatie van de inzet van flexibele decentrale middelen (i.e. netto piekreductie, vraag opschakeling, en vraag verschuiving) voor elk van de verschillende flexibiliseringsmechanismen.
- De verschillende flexibiliseringsmechanismen geïntroduceerd in Paragraaf 2.5 vormen de waarderingsbasis voor flexibiliteit bij kleinverbruik, met uurlijkse prijzen voor levering en de bonusstructuur voor congestie op basis van de day ahead-prijzen (ECN; PBL, 2016).

Tabel 9 Karakterisering eindverbruikerscategorieën

Techniek	Huishouden	MKB
Afschakelbare zon-PV	Zon-PV 4.5 kW _p	Zon-PV 9.4kW _p
Zon-PV met slim laden EV ¹⁾	Zon-PV 4.5 kW _p EV 15.000 km/jaar; laadverliezen 7%; 0.18 kWh/km	Buiten beschouwing gelaten
Zon-PV met accu	Zon-PV 4.5 kW _p Accu capaciteit 6.4 kWh; laadvermogen 5kW; laadverliezen 5%	Buiten beschouwing gelaten
Zon-PV met hybride warmtepomp ²⁾	Zon-PV 4.5 kW _p COP h-WP 1 tot 6; vermogen 1.4 kWe	Buiten beschouwing gelaten ³⁾

- 1) Naast technische beperkingen is de beschikbaarheid van het elektrische voertuig op een specifieke aansluiting beperkt; thuis van 17u tot 9u, werk van 9u tot 17u.
- 2) De hybride warmtepomp is beperkt flexibel in de winter omdat aan het warmteprofiel voldaan moet worden.
- 3) Toepassing van de hybride warmtepomp hoofdzakelijk kansrijk geacht in huishoudelijke context (zie bijvoorbeeld Berenschot, 2017).

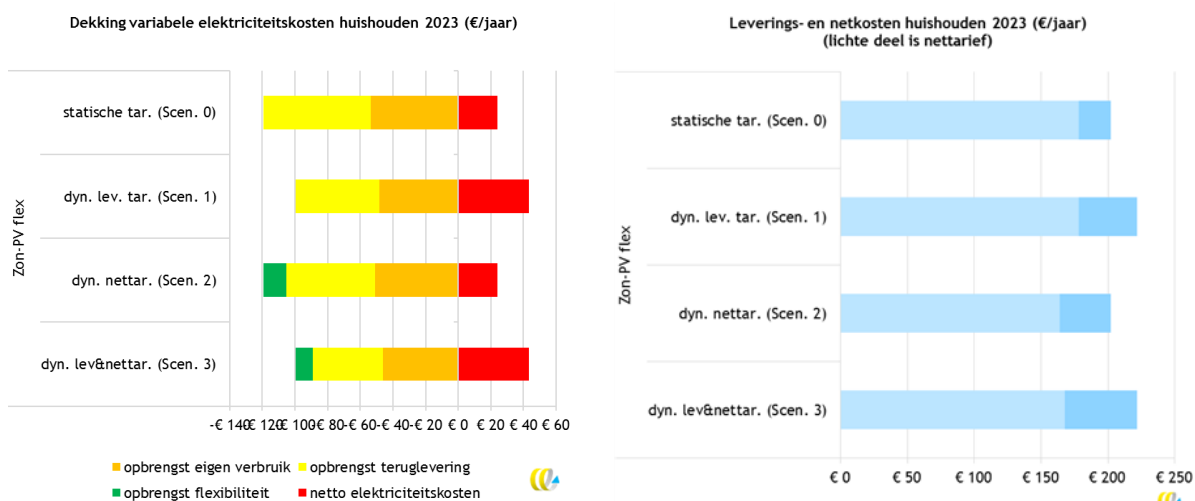
Bovenstaande scenario's zijn doorberekend voor twee categorieën kleinverbruikers/zon-PV-opwekkers:

- Huishoudens, i.e. koopwoningen met een gemiddeld verbruik van 4.500 kWh per jaar, een geïnstalleerd zon-PV-vermogen van 4,5 kW_p en een zon-PV-productie van 4.300 kWh per jaar. Meer in het bijzonder gaat het in deze categorie om koopwoningen met een groot dak georiënteerd op het zuiden.
- MKB, i.e. een kleine, zelfstandige onderneming met een gemiddeld verbruik van 10.000 kWh per jaar, een geïnstalleerd zon-PV-vermogen van 9,4 kW_p en een zon-PV-productie van 9.000 kWh per jaar.

3.1.1 Voorbeeld: zon-PV-flex

De waarde van flexibiliteit voor de eindverbruiker onder de verschillende flexibiliseringsmechanismen komt tot uitdrukking in de variabele elektriciteitskostenreductie. De invloed van flexibiliseringsmechanismen op leverings- en netkosten wordt in Figuur 13 geïllustreerd aan de hand van de eindgebruikerscase zon-PV-flex (afschakelbare zon-PV).

Figuur 13 De invloed van flexibiliseringsmechanismen op leverings- en netkosten



Voor een gemiddeld huishouden met zon-PV wordt een deel van de eigen behoefte ingevuld met zelfopgewekte zonne-energie. De resterende kosten worden deels gedekt door de opbrengst van saldering of teruglevering. De resterende kosten zijn de netto leveringskosten waaraan zal moeten worden voldaan. Met dynamische tariefcomponenten wordt ook een nieuwe dekkingscomponent geïntroduceerd; de opbrengst uit flexibiliteit.

De vier componenten eigen verbruik, opbrengst teruglevering, opbrengst flexibiliteit en netto elektriciteitskosten dekken de totale leveringskosten van het huishouden, zoals weergegeven in het linker staafdiagram voor vier verschillende flexibiliseringsmechanismen. In de rechter staafdiagram worden de netto netkosten (licht) en netto leveringskosten (donker) weergegeven. De netto leveringskosten in deze diagram zijn gelijk aan de netto leveringskosten in de linker diagram.

Bij statische tarieven (Scenario 0) wordt 37% van het verbruik ingevuld met zonne-energie, 45% wordt gecompenseerd door de opbrengsten van saldering (of teruglevering), zodat netto leveringskosten worden teruggebracht tot een paar tientjes per jaar. Netto netkosten zijn ongeveer € 180 per jaar.

Bij dynamiseren van deze tarieven volgt:

- Dynamische leveringstarieven (Scenario 1): de waarde van het eigen gebruik en saldering loopt terug, omdat nu day ahead-marktprijzen worden toegepast. Hierdoor lopen de netto leveringskosten op (profieffect), bij gelijke netto netkosten.
- Dynamische nettatarieven (Scenario 2): de waarde van eigen verbruik en saldering lopen terug, terwijl de waarde van flexibiliteit in gelijke mate toeneemt, omdat afschakeling worden gewaardeerd tegen de gedeerde inkomsten in dit Scenario.
- Volledig dynamische mechanisme (Scenario 3): de netto netkosten blijven gelijk aan voorgaande Scenario, terwijl de netto leveringskosten hoger liggen door dynamische tarifiering.

3.1.2 Flexibiliteitsanalyse kleinverbruik

De waarde van flexibiliteit voor de verschillende eindgebruikerscategorieën zon-PV-flex, EV, EV, accu en h-WP bij toepassing van flexibiliseringsmechanismen kan met behulp van vergelijkbare staafdiagrammen weergegeven worden als in voorgaande voorbeeld. De analyse is uitgevoerd voor zowel 2023 als 2030 om ook de invloed van toenemende flexibiliteitsbehoefte over deze zicht-periode te illustreren. De invloed van het dynamiseren van de tarievenstructuur in vergelijking tot de statische tarieven (Scenario 0) kan als volgt worden gekenschetst, op basis van het overzicht in Figuur 14.

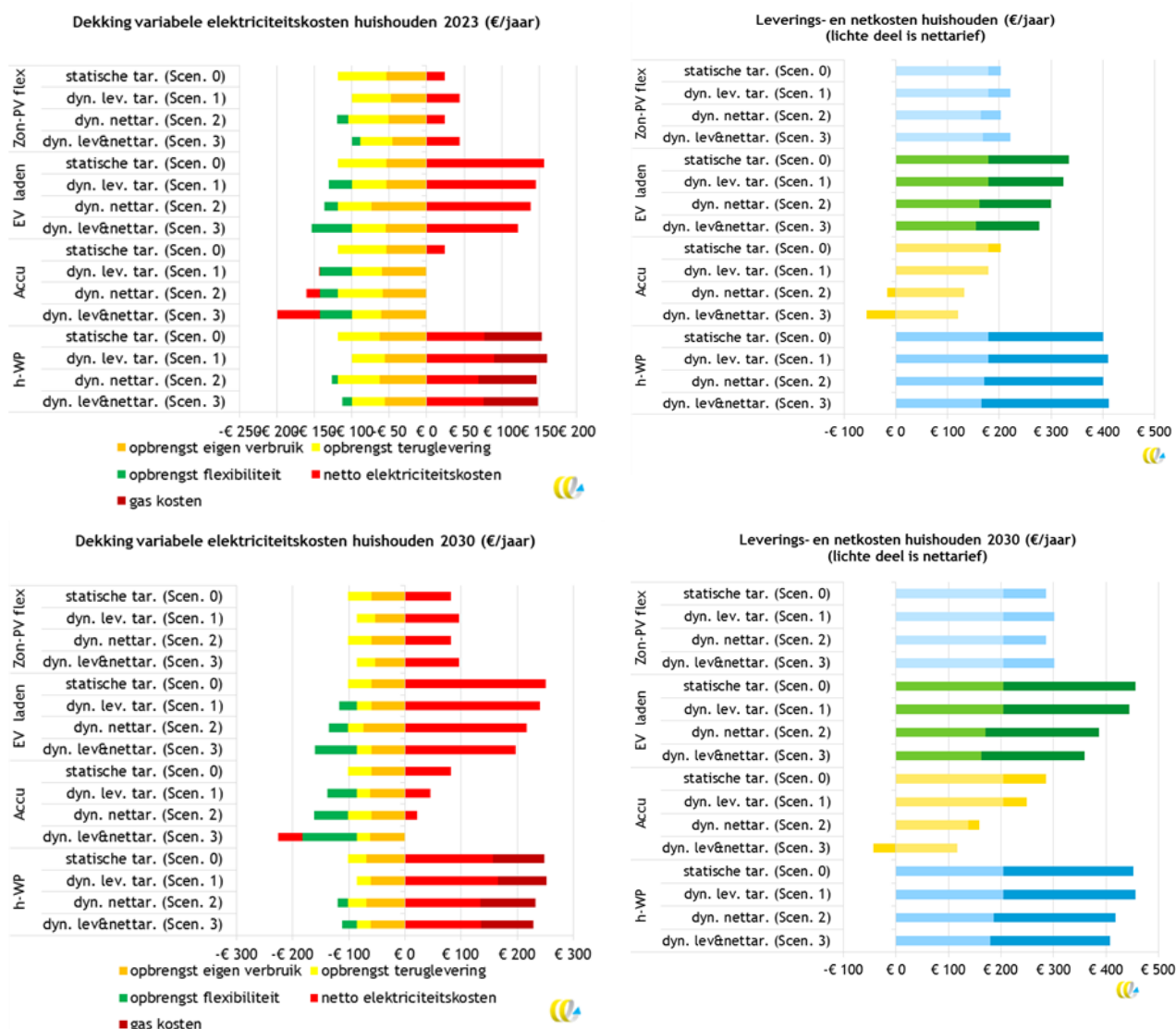
Dynamische leveringstarieven (Scenario 1):

- zon-PV-flex: leveringskosten nemen toe, vanwege het profieffect⁷ (de gemiddelde kosten van het niet flexibele deel van de vraag, het profiel, nemen toe met dynamische leveringstarieven);
- zon-PV met EV laden: leveringskosten nemen licht af door laden op goedkope uren, maar invloed beperkt door beperkte flexibiliteit;
- zon-PV met accu: leveringskosten vrijwel weg gearbitreerd door (hoge) flexibiliteit;

⁷ Met profieffect wordt hier bedoeld op de gevolgen van het niet flexibele deel van de vraag, het profiel. In dit geval nemen toe de gemiddelde kosten toe door toenemende kosten van dit niet flexibele deel van de vraag bij toepassing van dynamische leveringstarieven.

- zon-PV met h-WP: leveringskosten nemen toe vanwege het profieffect, omdat de h-WP juist tijdens dure uren wordt ingezet om te voldoen aan het warmteprofiel.

Figuur 14 Variabele leverings- en netkosten voor 2023 en 2030



Impact dynamische nettarieven (Scenario 2):

- zon-PV-flex: geen verschil, leveringskosten hoger, netkosten nemen in gelijke mate af;
- zon-PV met EV laden: netkosten lager vanwege bonus;
- zon-PV met accu: leveringskosten worden opbrengsten en netkosten licht lager vanwege bonus;
- zon-PV met h-WP: leveringskosten hoger, netkosten sterk lager vanwege bonus.

Volledig dynamische mechanisme (Scenario 3):

- zon-PV-flex: geen verschil, leveringskosten nemen toe vanwege afschakeling, netkosten nemen af vanwege bonus;
- zon-PV met EV laden: netkosten lager vanwege bonus;

- zon-PV met accu: leveringskosten worden opbrengsten en netkosten licht lager vanwege bonus;
- zon-PV met h-WP: leveringskosten hoger, netkosten sterk lager vanwege bonus.

Het geschetste patroon voor beide simulatie jaren 2023 en 2030 is vergelijkbaar, alhoewel het profiel effect voor zon-PV-flex en de h-WP wel afneemt door de toenemende volatiliteit van de day ahead-prijzen. Verder nemen de netto leverings- en netkosten naar 2030 toe door oplopende day ahead-prijzen en de inflatiecorrectie voor de nettarieven. Bij voldoende flexibiliteit (EV, accu) lopen de netto leverings- en netkosten terug. Bij minder flexibele middelen (zon-PV-flex, h-WP) kunnen kosten echter ook oplopen door profiel-effecten; afname die niet verschoven kan worden kan tot hogere kosten leiden als dynamische tarieven worden toegepast.

3.1.3 Conclusie

De kostenreductie door flexibiliteitslevering door kleinverbruik verschilt sterk per technologie en flexibiliseringsmechanisme:

- zon-PV met accu biedt significant potentieel voor kostenbesparingen die bij toenemende dynamisering van de tarievenstructuur (en congestie) kan oplopen tot ongeveer 70%;
- zon-PV met EV biedt beperkter potentieel voor kostenbesparingen die bij toenemende dynamisering van de tarievenstructuur (en congestie) kan oplopen tot ongeveer 15%.

Voor flex zon-PV en zon-PV met h-WP worden kostenbesparingen goeddeels tenietgedaan door toenemende kosten tijdens uren met beperkte flexibiliteit, i.e. het profieffect. Bij toenemende volatiliteit van de day ahead-prijzen echter, volgt ook in deze gevallen een bescheiden besparing.

3.2 Businesscase afschakelbare zon-PV

In deze paragraaf analyseren we de gevolgen van de voorgestelde flexibiliseringsscenario's voor het verdienmodel ('businesscase') van een kleinschalige zon-PV-installatie voor zelfopwekkers.

Daarbij dient echter rekening gehouden te worden met eventuele aanpassing van energiebelasting (EB) en opslag duurzame energie (ODE). In deze analyse worden daarom enkele aanvullende varianten op de Scenario's uit Paragraaf 2.5 gehanteerd. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen enerzijds handhaving van de bestaande salderingsregeling en de bijbehorende huidige 'salderen' van EB en ODE, het wegvallen van deze saldering van EB en ODE en tot slot een additionele vergoeding ('invoedpremie') per ingevoede hoeveelheid elektriciteit (€ per kWh).

Deze invoedpremie wordt zodanig vastgesteld dat de terugverdientijd van een investering in een kleinschalige zon-PV-installatie uitkomt op een gemiddeld 'acceptabel' niveau van circa 6-7 jaar. Voor de jaren 2020-2034 verloopt het geschatte bedrag van deze invoedpremie zoals weergegeven in Tabel 10, met een geleidelijke afname van 0,12 € per kWh in 2020 naar 0,01 € per kWh in 2030 en nadien in het geheel weg te vallen. Deze variant komt overeen met de variant - voorgesteld door een consortium van NVDE c.s. - voor de hervorming van de salderingsregeling zoals doorgerekend door ECN in een separate opdracht voor het Ministerie van Economische Zaken (zie (ECN, 2017a)).

Tabel 10 Inschatting invoedpremie die terugverdientijd kleinschalige zon-PV-installatie op 6 tot 7 jaar stabiliseert (onder de scenariovarianten met invoedpremie aangeduid als .IP)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Premie (€/kWh)	0.12	0.11	0.1	0.1	0.09	0.08	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01

De gehanteerde varianten op de Scenario's 0 t/m 3 uit Paragraaf 2.5 zijn als volgt opgesteld:

- Scenario 0: EB&ODE: handhaving van het huidige bestel van vaste tarieven en saldering, ook als het gaat om EB en ODE.
- Scenario 1: dynamisch leveringstarief
Toepassing van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding van zon-PV op het net, gebaseerd op de APX-uurprijzen voor elektriciteit. EB en ODE worden niet gesaldeerd.
- Scenario 1.IP: dynamisch leveringstarief met invoedpremie
Toepassing van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding van zon-PV op het net, gebaseerd op de APX-uurprijzen voor elektriciteit, aangevuld met bovengenoemde invoedpremie.
- Scenario 3: dynamisch leveringstarief en nettatarief
Als scenario 1, aangevuld met een bonus (uitgekeerd door de netbeheerders) ter vermindering van overbelasting (congestie) van het net.
- Scenario 3.IP: dynamisch leveringstarief, nettatarief met invoedpremie
Als scenario 3, aangevuld met bovengenoemde invoedpremie.

3.2.1 Scenarioanalyse

Als kengetal voor de berekening van de businesscase zon-PV voor kleinverbruikers is gekozen voor de simpele terugverdientijd (TVT), i.e. het aantal jaren waarin de investering in een kleinschalige zon-PV-installatie voor zelf-opwekkers wordt terugverdiend, waarbij geen rekening wordt gehouden met een rente- of discontovoet.

De resultaten van de businesscaseberekeningen voor bovengenoemde flexibiliseringsscenario's en categorieën kleinverbruikers worden gepresenteerd in Figuur 15 voor huishoudens (boven) en het MKB (onder).⁸ De ontwikkeling van de TVT in de sector huishoudens (koopwoningen) geeft het volgende beeld:

- In Scenario 0, waarbij salderen geheel behouden blijft, zien we dat de TVT voor huishoudens in de koopsector geleidelijk verder naar beneden daalt. Figuur 15 (a) laat zien dat de TVT voor de categorie huishoudens daalt van ruim 5 jaar in 2017 naar iets minder dan 3 jaar in 2030.⁹ Deze daling is het

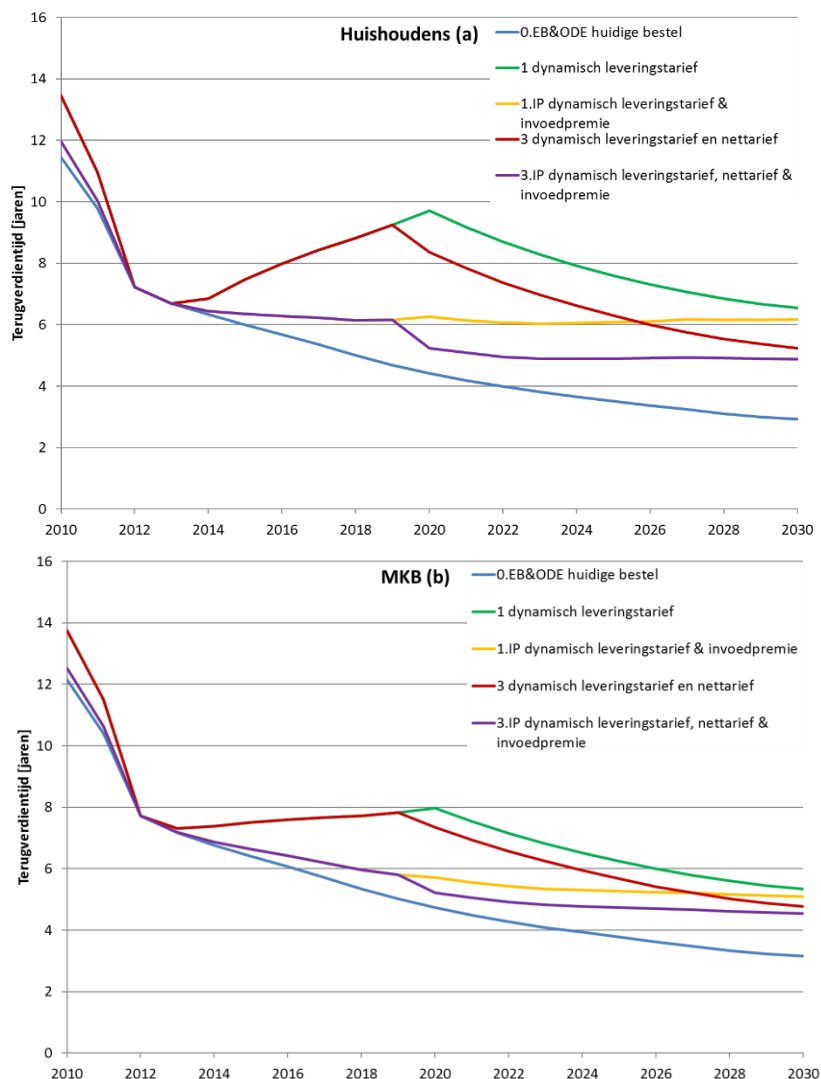
⁸ De reden dat de TVT van de diverse scenario's al vanaf 2013 uiteen gaat lopen, terwijl deze scenario's pas vanaf 2020 worden ingevoerd, is als volgt. De hervorming per 2020 geldt zowel voor nieuwe als bestaande gevallen. PV-eigenaren die hun installatie in 2012 (of daarvoor) hebben aangeschaft, hebben tegen 2020 hun investering reeds terugverdiend: op hen heeft de afschaffing van de salderingsregeling - qua terugverdientijd (TVT) - geen effect. PV-eigenaren die hun installatie in 2013 (of daarna) hebben aangeschaft, hebben hun investering in 2020 echter nog niet geheel terugverdiend. Afschaffing/hervorming van de salderingsregeling betekent dan zij er (iets) langer over doen om hun investering terug te verdienen. Dit effect is in de betreffende TVT-curves verdisconteerd.

⁹ Zoals gezegd gaat het in Figuur 15(a) om koopwoningen met een groot dak - i.e. een relatief grote installatie - georiënteerd op het zuiden. Voor minder optimale zon-PV-systemen is de TVT enigszins lager. Bijvoorbeeld, voor kleine PV systemen met dak oriëntatie oost-west daalt de TVT van 7,5 jaar in 2017 naar 4 jaar in 2030 (voor nadere details, (ECN, 2017a)).

gevolg van zowel de (verwachte) stijging van de toekomstige elektriciteitsprijzen (opbrengsten) als de (verwachte) daling van de toekomstige investeringskosten in zon-PV-installaties.

- Scenario 1, i.e. invoering van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding gebaseerd op APX-uurprijzen zonder verdere saldering van EB en ODE, neemt de TVT aanvankelijk licht toe tot 8 jaar in 2020.

Figuur 15 Scenarioresultaten terugverdientijd zon-PV-installatie voor huishoudens (a) en MKB (b) in de vijf flexibiliseringsvarianten



Vervolgens daalt de TVT in Scenario 1 naar ruim 5 jaar in 2030 (door de verwachte stijging van de elektriciteitsprijzen en de verwachte daling van de toekomstige investeringskosten voor zon-PV).

- In Scenario 1.IP, i.e. als Scenario 1 aangevuld met vergoeding voor elke kWh die in het net wordt ingevoerd) wordt de hoogte van de vergoeding zodanig bepaald dat de TVT van de PV-installatie over de jaren 2013-2030 wordt gestabiliseerd op een niveau van ongeveer 6 à 7 jaar.
- In Scenario 3 (i.e. als Scenario 1, met bonus (uitgekeerd door de netbeheerders) ter vermindering van congestie, ligt de TVT - dankzij deze vergoeding - circa 1 à 1,5 jaar lager dan in Scenario 1.
- Hetzelfde geldt voor Scenario 3.IP (i.e. als 3, inclusief invoedingspremie) ten opzichte van Scenario 1.

In de MKB-segment vertoont de ontwikkeling van de TVT grotendeels hetzelfde patroon als in de huishoudelijke segment (koopwoningen), zij het dat de verschillen in de TVT tussen de diverse varianten iets kleiner zijn (zie Figuur 15 (b)).

3.2.2 Conclusie

Als de salderingsregeling wordt opgeheven zal geen van de flexibiliseringsmechanismen een vergelijkbare rentabiliteit voor kleinverbruikers mogelijk maken. De terugverdientijd (TVT) van de betreffende investering door kleinverbruikers, zoals huishoudens (koopwoningen) en kleine MKB-ers zal in dat geval toenemen vergeleken met de huidige situatie. Bij toepassing van een invoedpremie - zoals in scenario's 1.IP en 3.IP - kan de TVT van zon-PV over de jaren 2013-2030 worden gestabiliseerd op een maatschappelijk aanvaardbaar geacht niveau van 5 à 7 jaar.

4 Impact op systeemniveau

In dit hoofdstuk worden de gevolgen van de introductie van flexibiliseringsmechanismen zoals neergelegd in de scenario's uit Hoofdstuk 2 op een aantal dimensies in kaart gebracht, te weten de gevolgen voor het Nederlandse elektriciteitssysteem op het terrein van:

- verduurzaming;
- flexibiliteitsvoorziening;
- kosten van netbeheer;
- overheidsfinanciën.

De analyses hebben betrekking op sterk verschillende domeinen en (sub)systemen, zodat de benadering per onderwerp sterk verschilt. De aanpak wordt daarom bondig weergegeven, gevolgd door resultaten en de conclusies die daaruit getrokken kunnen worden.

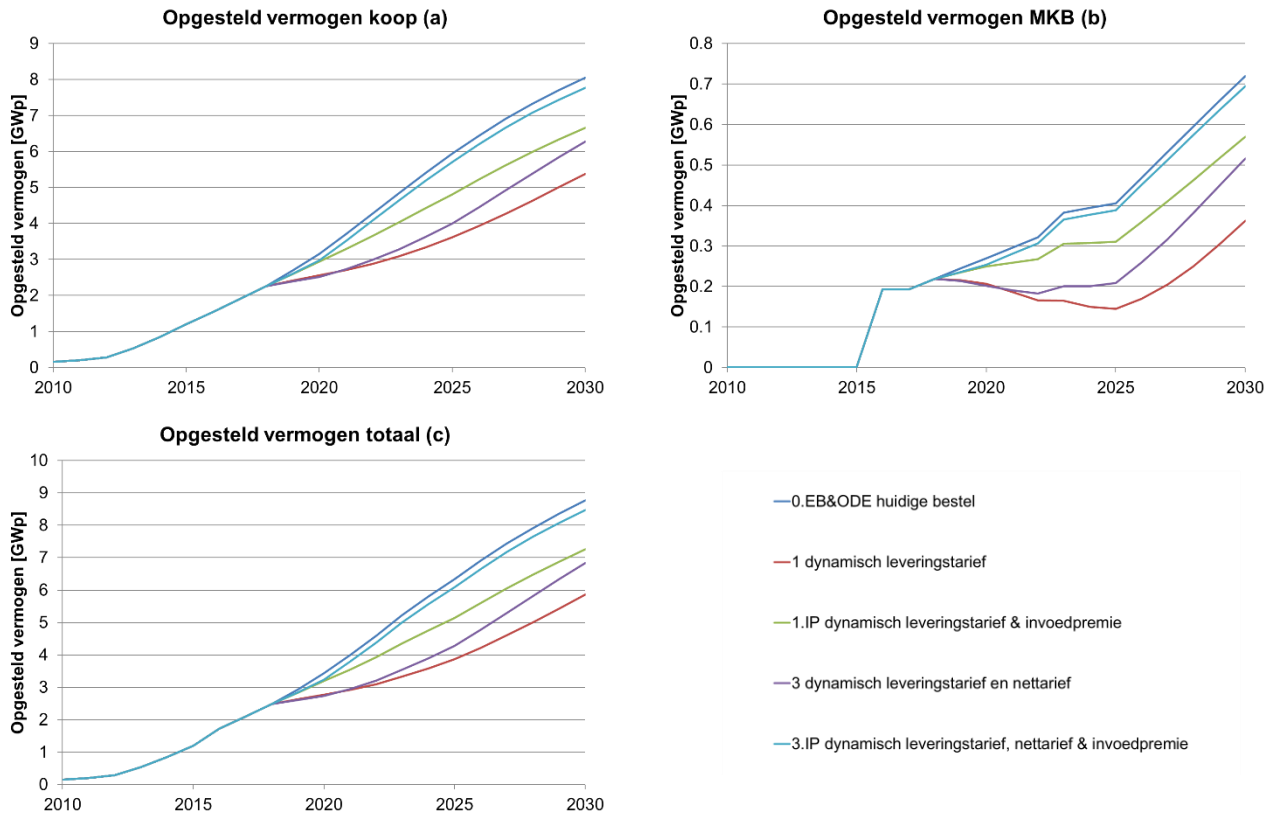
4.1 Verduurzaming

Voor het inschatten van de effecten van de diverse flexibiliseringsscenario's van de salderingsregeling - met inbegrip van het fiscale deel van deze regeling - op het groeipad (opgesteld vermogen) van zon-PV in de sector koopwoningen is gebruik gemaakt van een gedetailleerd model, CODEC-PV, dat het aankoopgedrag van particuliere huizenbezitters beschrijft en analyseert met betrekking tot de aanschaf van een zon-PV-installatie.¹⁰ Voor de effecten op het groeipad van zon-PV bij kleinverbruikers in het algemeen en voor MKB-ers in het bijzonder is een indicatieve inschatting gemaakt gebruikmakend van het CODEC-PV-model en de specifieke verschillen tussen de koopsector en de MKB-sector (met inbegrip van de effecten van de diverse flexibiliseringsscenario's op de businesscase van zon-PV in deze sectoren (zie ook Paragraaf 2.4, alsmede (ECN, 2017a))).

Figuur 16 presenteert de groeipaden in geïnstalleerd vermogen zon-PV in de sector koopwoningen voor de vijf flexibiliseringsscenario's (zie Paragraaf 3.2), waarbij de koopsector verwijst naar alle koopwoningen ongeacht de grootte van de PV-installatie (klein-groot) en de oriëntatie van het dak (zuid-oost-west). De ontwikkeling van deze groeipaden is gerelateerd aan het verloop van de TVT van deze scenario's als gepresenteerd in Paragraaf 3.2.

¹⁰ Voor een uitgebreide uiteenzetting van dit model, zie ECN, 2017a.

Figuur 16 Ontwikkeling zon-PV bij huishoudens met een koopwoning (a), MKB (b) en het totale opgestelde vermogen bij kleinverbruik als geheel (c)



Figuur 16 (a) laat de gemodelleerde groeipaden van het opgesteld vermogen zon-PV in het huishoudelijke segment zien en vertoont het volgende beeld:

- In Scenario 0.EB&ODE, i.e. handhaving van het huidige bestel van vaste tarieven en saldering, ook als het gaat om EB en ODE, neemt het opgesteld vermogen zon-PV in dit segment toe van bijna 2 GW_p in 2017 tot meer dan 8 GW_p in 2030.
- In Scenario 1, i.e. invoering van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding gebaseerd op APX-uurprijzen zonder verdere saldering van EB en ODE, stijgt het opgesteld vermogen zon-PV in dit segment minder snel, i.e. van bijna 2 GW_p in 2017 tot circa 5,5 GW_p in 2030 (dit is ongeveer een derde lager dan in Scenario 0).
- In de overige drie scenario's (1.IP, 3 en 3.IP), waarbij de afschaffing van de salderingsregeling deels wordt gecompenseerd door een invoedvergoeding en/of congestiebonus (zie Paragraaf 3.2), ontwikkelt het groeipad zich tussen die van de twee bovengenoemde 'uiterste' scenario's. Bijvoorbeeld, in Scenario 3 (met louter een congestiebonus) bedraagt het opgesteld vermogen zon-PV circa 6,3 GW_p in 2030, terwijl in Scenario 3.IP (met zowel een congestiebonus als een invoedvergoeding) dit vermogen oploopt tot ongeveer 7,8 GW_p.

Figuur 16 (b) geeft de groeipaden van het opgesteld vermogen zon-PV in de MKB-sector. De baseline, i.e. Scenario 0.EB&ODE (salderen behouden), is gebaseerd op het groeipad zon-PV in de Nationale Energieverkenning 2016

(ECN; PBL, 2016). De groeipaden in de overige scenario's vertonen hetzelfde verloop ten opzichte van de baselinescenario in de koopsector.¹¹

Tenslotte verschaft Figuur 16 (c) de groeipaden van het opgesteld vermogen zon-PV voor de sectoren koopwoningen en MKB gezamenlijk, i.e. het kleinverbruik als geheel. Aangezien de beschikbare capaciteit van zon-PV in de sector koopwoningen circa tien keer groter is dan die in de MKB-sector, wordt het verloop van de totale groeipaden echter overwegend gedomineerd door de betreffende groeipaden in de sector koopwoningen.

In alle flexibiliseringsscenario's ligt het groeipad zon-PV lager dan in het baselinescenario (salderen behouden). Dit geldt in het bijzonder voor Scenario 1 (dynamisch leveringstarief) waarin het opgesteld vermogen zon-PV in 2030 bijna 3 GW_p (circa 33%) lager is dan in de baseline. In de Scenario's 1.IP, 3 en 3.IP is de vertraging van het groeipad zon-PV echter aanzienlijk lager - i.e. respectievelijk met 17%, 22% en 3% - dankzij de introductie van een invoedpremie/congestiebonus (additioneel ten opzichte van Scenario 1).

4.2 Flexibiliteitslevering

De toepassing van dynamische tarieven kan bijdragen aan de ontsluiting van de flexibiliteit die geleverd kan worden door flexibele decentrale technieken bij huishoudens en MKB.

Om een inschatting te maken van de flexibiliteit die in deze categorie ontsloten kan worden door de introductie van flexibiliseringsmechanismen maken we gebruik van een eerdere analyse uit 2016 van het flexibiliteitspotentieel in deze categorie in 2023. Dit potentieel is recentelijk in de context van de ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte en de beschikbare flexibiliteit in andere marktsegmenten in kaart gebracht (CE Delft, 2016). Uit de analyse valt op te maken, dat de flexibiliteitsvoorziening vanuit kleinverbruik tegen 2023 kan oplopen tot ruim 1 GW.

Een overzicht van deze analyse is weergegeven in Figuur 17 voor een tweetal situaties, de situatie dat het aanbod van wind en zonne-energie zeer;

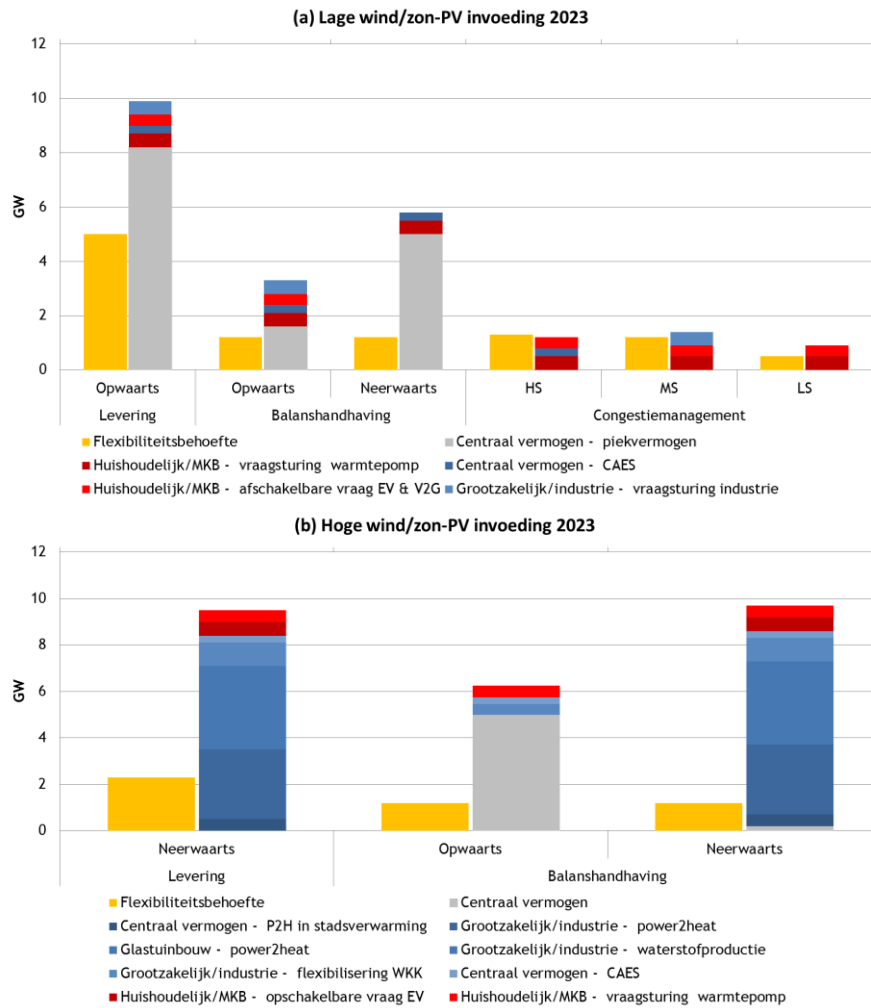
- beperkt is;
- overvloedig is¹².

Beide situaties onderscheiden zich in een aantal opzichten. In geval van tekortsituaties, i.e. situaties waarin weinig tot geen hernieuwbare energie wordt geproduceerd, wordt de residuele vraag vrijwel geheel bediend door conventioneel vermogen. In die situaties wordt het conventionele vermogen goeddeels ingezet voor flexibiliteit in levering, i.e. de levering van piekvermogen. In geval van overschot, i.e. situaties waarin (zeer) veel hernieuwbare energie wordt ingevoerd, wordt conventioneel vermogen op minimale productieniveaus ingezet. In die situaties kan additionele behoefte aan afschakelbaar vermogen (of opschakelbare vraag) ontstaan.

¹¹ Bijvoorbeeld, als voor het huishoudelijke koopsegment in Scenario 1 het opgesteld vermogen zon-PV in 2030 circa 65% bedraagt van het opgesteld vermogen zon-PV in Scenario 0, dan wordt voor het MKB-segment in Scenario 1 eenzelfde percentage verondersteld van het opgestelde vermogen in Scenario 0.EB&ODE.

¹² In de analyse van deze situatie is de flexibiliteitsbehoefte en voorziening voor congestiemanagement buiten beschouwing gelaten.

Figuur 17 Flexibiliteitsbehoefte en potentieel in 2023 voor situaties met beperkte (a) en overvloedige (b) invoeding van wind en zon



Het verwachte potentieel voor decentrale middelen bij huishoudens en MKB is gebaseerd op midden waarden van scenariostudies voor de toekomstige ontwikkeling van het geïnstalleerde vermogen van deze technieken. Daarmee kan in beeld worden gebracht hoe groot het potentieel kan worden en de bijdrage die dit potentieel kan leveren aan het gehele potentieel in het nationale elektriciteitssysteem.

Uit Figuur 17 kan geconcludeerd worden dat onder die veronderstellingen de behoefte aan het potentieel dat door kleinverbruik geboden kan worden in beeld komt in enkele specifieke situaties:

1. Opwaartse flexibiliteit in balanshandhaving, in geval er weinig wind en zon wordt ingevoed; in dat geval wordt het conventionele park al goeddeels volledig ingezet.
2. Opwaartse flexibiliteit in congestie management in geval er weinig wind en zon wordt ingevoed; in dat geval wordt gevraagd om centrale productie, maar bij toenemende piekvraag op lagere netvlakken door de ontwikkeling van bijvoorbeeld de h-WP en EV ontstaat congestie bij overmatige correlatie in inzet.

In de overige gevallen lijkt het systeem in ruime mate voorzien van flexibiliteitslevering.

Het flexibiliteitspotentieel bij kleinverbruik dat kan worden ontsloten door toepassing van flexibiliseringsmechanismen kan tegen 2023 oplopen tot ruim 1GW. Dat is een significant potentieel in verhouding tot de flexibiliteitsbehoefte. In veel situaties zal flexibiliteit vanuit andere marktsegmenten naar verwachting echter in ruime mate beschikbaar zijn. Uitzondering daarop zijn de behoefte aan flexibiliteit voor balanshandhaving bij lage invoeding van wind en zon. Dat geldt in de tweede plaats ook voor congestiemanagement bij lage invoeding van wind en zon.

4.3 Kosten van netbeheer

Om de invloed van de flexibiliseringsmechanismen op de kosten van netbeheer in te schatten wordt in deze Paragraaf de invloed van de ontsloten flexibiliteit op de behoefte aan transportcapaciteit van een distributienetwerkbeheerder in beeld gebracht tegen een achtergrond van toenemende penetratie van hernieuwbare elektriciteitsproductie en de toenemende elektrificatie van het energiegebruik. Het gaat hier dus om (vermeden) netverzwaring.

Netinvesteringen zijn niet de enige kosten van netbeheer. De kosten van distributienetwerkbeheerders vallen uiteen in, naast netinvesteringen, kosten voor storingen en onderhoud van het netwerk, kosten van meetprocessen, overige kosten van de organisatie en het beheer van de ICT-systemen en dergelijke. Denk daarbij bijvoorbeeld aan de kosten voor slimme meters en ICT-inrichtingen om prijssignalen te geven. Deze kosten hebben we hier niet in beeld gebracht.

Netinvesteringen vallen uiteen in de volgende posten:

- nieuwe infrastructuur om nieuwe klanten aan te sluiten;
- vergroting van de capaciteit van bestaande aansluitingen;
- investeringen om de transportcapaciteit te vergroten (LS/MS-kabels en stations); en
- vervangingsinvesteringen van verouderde netcomponenten.

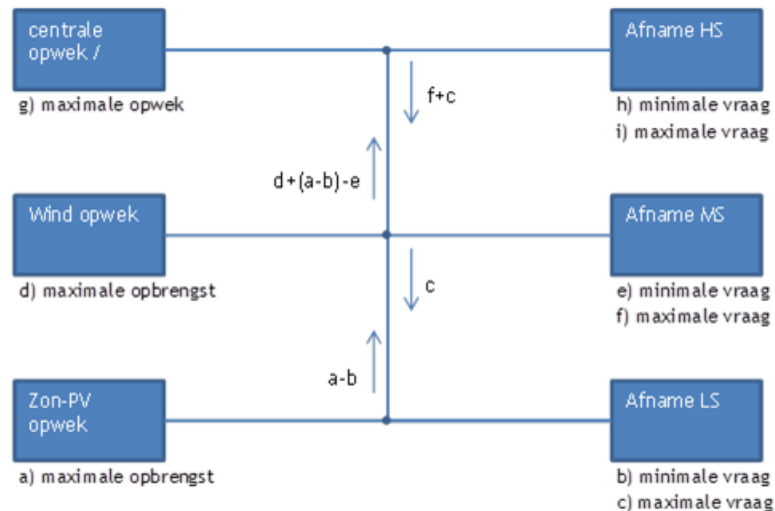
In deze analyse worden slechts de tweede en derde van deze kostenelementen in beeld gebracht op basis van veronderstelde penetratiegraden voor decentrale technieken (zie Appendix C) en invoeding en afnamepatronen van huishoudens en MKB-bedrijven zoals die in voorgaande analyse van de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik gesimuleerd. Op basis hiervan zijn uurlijkse profielen bepaald van regulier en flexibel gestuurd gedrag van de aangeslotenen voor elk van de scenario's voor flexibiliseringsmechanismen.

Deze profielen worden ingevoegd in het model CEGRID, zie Figuur 18; een vereenvoudigd profielmodel van het Nederlandse elektriciteitsnet (zie bijv. ook markt en flexibiliteit). Met CEGRID kunnen we het effect van de verschillende eindgebruikerscategorieën laten zien wanneer zij opgenomen zijn in een groter, heterogeen geheel van energieafnemers, waarvan een groot deel dan 'regulier' gedrag vertoont (=niet slim).

Voor het doel van de analyse in deze studie hanteren we een eenvoudige rekensom. De verschillen in piekbelasting van het LS-net die in de calculatie voor de verschillende flexibiliseringsmechanismen ontstaan monetariseren we en slaan we om naar een annuïteit. Hierbij is een LS-kostenkental van 1.000 €/kW gehanteerd als middenwaarde van kentallen genoemd in CE Delft

& KEMA (2012), CE Delft & DNV GL (2014), PBL & DNV GL (2014) en CE Delft (2015). Verder worden een levensduur van de netten van 50 jaar en een gereguleerde discontovoet van 4,5% verondersteld.

Figuur 18 Visualisatie van CEGRID en de berekening van de minimale en maximale benodigde capaciteit van de koppelpunten tussen de verschillende netvlakken in.



De resultaten worden weergegeven in Tabel 11 voor de flexibiliseringsmechanismen als geïntroduceerd in Paragraaf 2.5. Daarbij geldt het huidige bestel (het 0-scenario) als referentie. Voor 2023 volgt een bescheiden maar significante daling van de piekbelasting op het LS-net van 3 tot 4% voor respectievelijk toepassing van dynamische leveringstarieven en dynamische nettarieven, met een totale potentiële besparing van enkele honderden mln. Euro. In 2030 echter, blijkt piekbelasting op het LS-net juist op te lopen, zelfs bij het dynamiseren van de nettarieven. Dit gaat gepaard met een daling van de piekbelasting op het HS-net.

Nadere analyse leert dat bij hoge penetratiegraden van decentrale technieken de toenemende correlatie tussen flexibele technieken kan leiden tot hogere piekbelastingen op het LS-net. Het feit dat dit ook plaats kan hebben bij toepassing van dynamische nettarieven lijkt paradoxaal, maar resulteert omdat accu's compenserende acties uitvoeren rond de uren waarin het dynamische nettarief van toepassing is.

Piekbelasting op de LS-netten zal bij beperkte penetratiegraden van flexibele decentrale technieken dalen, evenals de gerelateerde verzwaringskosten. Bij hogere penetratiegraden daarentegen kan de correlatie tussen de prijs gedreven flexibele decentrale technieken oplopen zodat juist hogere piekbelastingen op het LS-net kunnen resulteren, terwijl belastingen op het HS-net in die gevallen wel afnemen. In dat geval kunnen netverzwaringkosten voor de lagere netvlakken juist toenemen.

Tabel 11 Ontwikkeling van netbelasting en de kosten van netverzwaring voor de verschillende flexibiliseringsmechanismen.

	Scenario	Effect piek netbelasting LS		Totale investeringskosten [mln €]	Jaarlijkse afschrijvingskosten [mln €/jaar]
		[MW]	[%]		
2023	0	0	0%	0	0
	1	-178	-3%	-178	-9
	2	-272	-4%	-272	-14
2030	0	0	0%	0	0
	1	+688	17%	+688	+85
	2	+65	1%	+65	+3

4.4 Effecten op overheidsfinanciën

In deze paragraaf analyseren we de effecten van de diverse flexibiliserings-scenario's, inclusief afschaffing van het fiscale deel van de salderingsregeling (zie Paragraaf 2.4) op de overheidsfinanciën, i.e. het saldo van de gedeerde belastinginkomsten (EB en ODE) en de eventuele additionele overheidsuitgaven in deze scenario's (in het bijzonder de uitgaven voor het verstrekken van de invoedpremie).

Figuur 19 presenteert deze effecten voor de sector zon-PV/kleinverbruikers als geheel, i.e. voor het totaal van de twee sub-sectoren koopwoningen (huishoudens) en MKB. Daarbij worden de effecten op de overheidsfinanciën onderscheiden in drie categorieën (met de betreffende bedragen op de linker-as van de figuur):

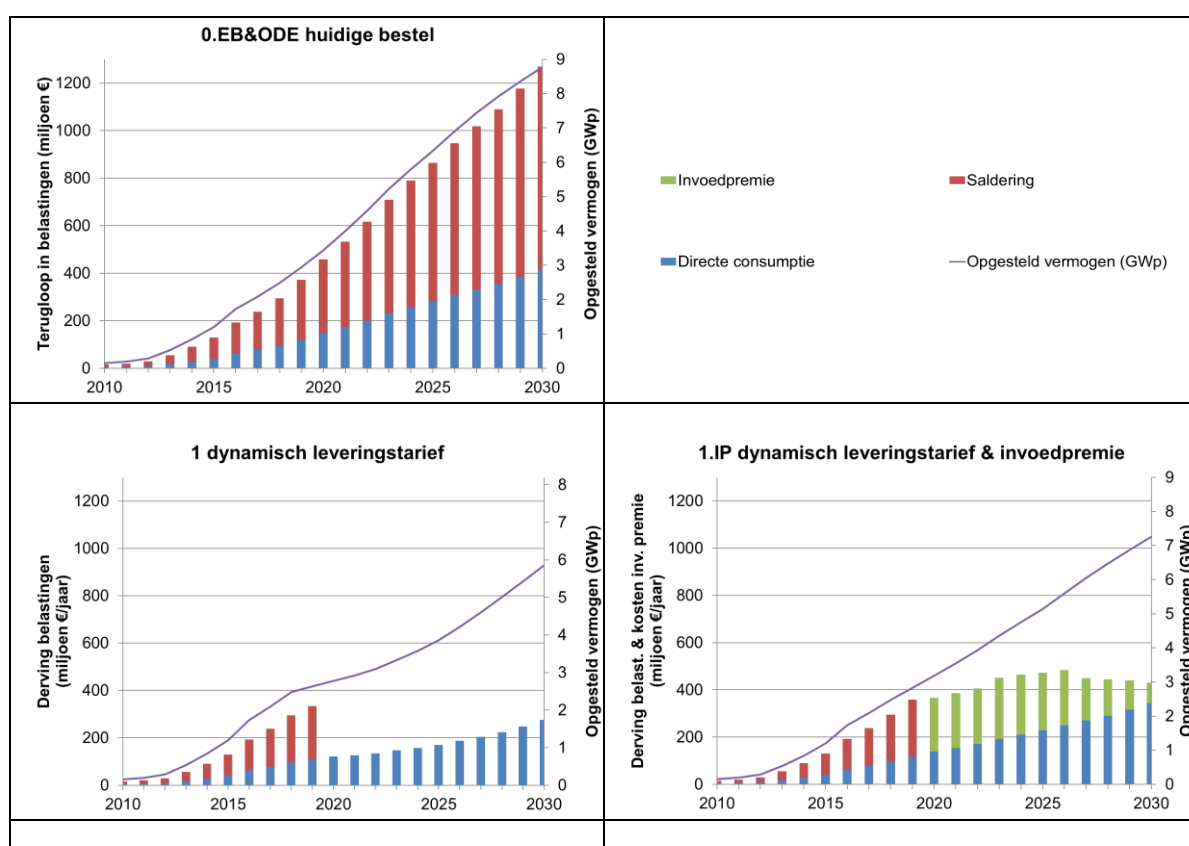
- de derving ('terugloop') in belastingontvangsten (EB en ODE) als gevolg van de directe, eigen consumptie van de opgewekte hoeveelheid zon-PV;
- de derving in belastingontvangsten als gevolg van de (huidige) salderingsregeling;
- de uitgaven door het verstrekken van de invoedvergoeding (in Scenario's 1.IP en 3.IP).

Ter vergelijking verschaft Figuur 19 tevens het groeipad van het totaal opgestelde vermogen zon-PV in de diverse scenario's (met de betreffende hoeveelheden op de rechter-as van de figuur) waardoor het effect van de scenario's op de overheidsfinanciën gerelateerd kan worden aan het effect op het groeipad zon-PV in de betreffende scenario's. Figuur 19 vertoont het volgende beeld:

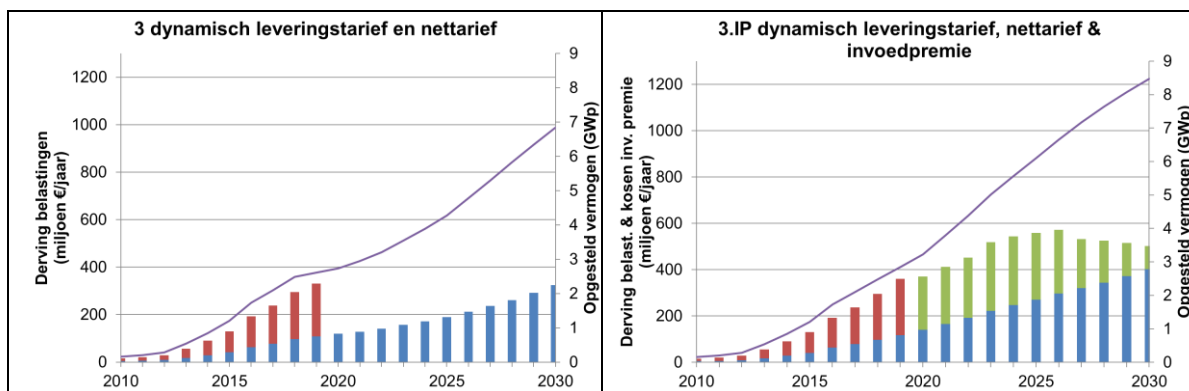
- In Scenario 0.EB&ODE, i.e. bij handhaving van het huidige bestel van vaste tarieven en saldering (ook als het gaat om EB en ODE), stijgt de derving in belastinginkomsten als gevolg van deze regeling - en van de resulterende groei in het opgesteld vermogen zon-PV - van circa € 190 miljoen (M€) in 2016 tot bijna 1.300 M€ in 2030. Daarvan is ongeveer een derde deel het gevolg van de directe consumptie van zelfopgewekte zon-PV (blauwe staafjes) en twee derde van de huidige salderingsregeling (rode staafjes; zie bovenste deel van Figuur 19, Scenario 0).
- In Scenario 1, i.e. bij invoering van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding gebaseerd op APX-uurprijzen zonder verdere saldering van EB en ODE, vervallen vanaf 2020 de gedeerde belastinginkomsten als gevolg van de afschaffing van de salderingsregeling. De gedeerde belastinginkomsten als gevolg van de directe consumptie van zelfopgewekte zon-PV lopen (en stijgen) na 2020 echter gewoon door, zij het dat de betreffende bedragen lager uitvallen dan in Scenario 0 (door het lagere groeipad zon-PV in Scenario 1).

- Scenario 1.IP, i.e. Scenario 1 aangevuld met een invoedpremie, impliceert dat naast de effecten op de gedeerde belastinginkomsten (als in Scenario 1) de overheidsfinanciën vanaf 2020 (ongunstig) worden beïnvloed door uitgaven voor het verstrekken van de invoedpremie.¹³
- Scenario 3, i.e. Scenario 1 aangevuld met een bonus (uitgekeerd door de netbeheerders) ter vermindering van overbelasting (congestie) van het net, zijn de gevolgen voor de overheidsfinanciën vergelijkbaar met de gevolgen voor Scenario 1, aangezien de congestiebonus wordt verstrekt door de netbeheerder en geen direct effect heeft op de overheidsfinanciën (zij het dat de besparing enigszins hoger uitvalt omdat het groeipad zon-PV in dit scenario - dankzij de congestiebonus - wat hoger uitvalt).
- In Scenario 3.IP, i.e. Scenario 3, aangevuld met een invoedpremie, zijn de implicaties voor de overheidsfinanciën een combinatie van de effecten in de twee bovengenoemde Scenario's 1.IP en 3.

Figuur 19 Effecten van de flexibiliseringsscenario's op de overheidsfinanciën en het (cumulatieve) opgestelde vermogen voor de sector zon-PV-opwekkers/kleinverbruikers als totaal (i.e. sector koopwoningen plus MKB)



¹³ Merk op dat vanaf 2020 de bedragen voor de gedeerde belastinginkomsten als gevolg van de directe consumptie van zelfopgewekte zon-PV in Scenario 1.IP enigszins hoger uitvallen dan in Scenario 1 omdat het groeipad zon-PV in Scenario 1.IP wat hoger is dan in Scenario 1.



Tabel 12 Cumulatieve besparing overheidsfinanciën (2018-2030) in de diverse flexibiliseringsscenario's t.o.v. Scenario 0 (Salderen behouden)

	Koopwoningen		MKB		Totaal	
	Mrd €	%	Mrd €	%	Mrd €	%
1 Dynamisch leveringstarief	6,97	75%	0,54	66%	7,51	74%
1 IP dynamisch leveringstarief & invoedpremie	4,36	47%	0,34	41%	4,69	46%
3 Dynamisch leveringstarief, nettariaf en saldering	6,77	73%	0,52	63%	7,29	72%
3 IP dynamisch leveringstarief, nettariaf en saldering & invoedpremie	3,71	40%	0,27	33%	3,98	39%

Tabel 12 geeft een overzicht van de cumulatieve besparingen in de overheidsfinanciën (vanaf 2018 tot en met 2030) als gevolg van de flexibiliseringsscenario's ten opzichte van de baselinescenario (salderen behouden), zowel in absolute zin - i.e. in miljarden euro (Mrd €) - als in relatieve zin, i.e. als percentage (%) van de totaal gedeerde belastinginkomsten in Scenario 0.EB&ODE over de periode 2018-2030. Naast genoemd overzicht voor de sector zon-PV/kleinverbruikers als geheel verschaft Figuur 19 tevens een beeld van de cumulatieve besparingen in de overheidsfinanciën voor de twee onderliggende sub-sectoren, i.e. huishoudens (koopwoningen) en MKB.

- In Scenario 0.EB&ODE, i.e. bij handhaving van het huidige bestel van vaste tarieven en saldering (ook als het gaat om EB en ODE), bedragen de gedeerde belastinginkomsten voor de overheid over de periode 2018-2030 als gevolg van de toenemende penetratie van zon-PV-opwekking door kleinverbruikers cumulatief ruim 10 miljard euro.
- In Scenario 1, i.e. bij invoering van een dynamisch leveringstarief voor afname en invoeding gebaseerd op APX-uurprijzen zonder verdere saldering van EB en ODE, zijn de gedeerde belastingontvangsten aanzienlijk lager, namelijk 2,6 miljard euro, i.e. circa 7,5 miljard euro (74%) lager ten opzichte van Scenario 0. Deze daling is het gecombineerde resultaat van de afschaffing van (het fiscale deel van) de salderingsregeling enerzijds (direct effect) en het effect van de afschaffing van deze regeling op het groeipad zon-PV anderzijds (indirect effect).
- In Scenario 1.IP, i.e. Scenario 1 aangevuld met een invoedpremie, bedraagt de besparing in de overheidsfinanciën 4,7 miljard euro, i.e. circa 46% ten opzichte van Scenario 0. Tegenover de besparing in gedeerde belastinginkomsten (als in Scenario 1) staan de extra uitgaven voor het verstrekken van de invoedpremie, waardoor de totale (netto) besparing in de overheidsfinanciën in Scenario 1.IP kleiner is dan in Scenario 1. Bovendien is - als gevolg van de invoedpremie - het groeipad zon-PV in

Scenario 1.IP hoger dan in Scenario 1, waardoor de derving in belasting-inkomsten als gevolg van de directe consumptie van zelfopgewekte zon-PV in Scenario 1.IP hoger is.

- In Scenario's 3 en 3.IP worden Scenario's 1 en 1.IP aangevuld met een bonus uitgekeerd door de netbeheerders ter vermijding van overbelasting (congestie) van het net. Deze uitgaven komen dus niet voor rekening van de overheid maar voor rekening van de netbeheerders. Het verstrekken van deze bonus heeft derhalve geen direct effect op de overheidsfinanciën. De bonus heeft echter wel een (beperkt) positief effect op het groeipad zon-PV, waardoor de cumulatieve besparing in de overheidsfinanciën in Scenario's 3 en 3.IP wat lager uitvallen dan in de respectievelijke Scenario's 1 en 1.IP.

In alle flexibiliseringsscenario's is het negatieve (netto) effect op de overheidsfinanciën aanzienlijk lager dan in het baselinescenario (salderen behouden). Dit geldt in het bijzonder voor Scenario 1 (dynamisch leveringstarief), met een cumulatieve besparing in de overheidsfinanciën over de jaren 2018-2030 van 7,5 miljard euro (i.e. 74% minder ten opzichte van de baseline). Het geldt het minst voor Scenario 3.IP (als 1, maar inclusief een invoedpremie en congestiebonus), met een vergelijkbare besparing van 4,0 miljard euro (i.e. 39% lager dan in Scenario 0). Deze besparingen zijn deels het (directe) gevolg van de afschaffing van (het fiscale deel van) de salderings-regeling en deels het (indirecte) gevolg van deze afschaffing op het groeipad zon-PV (die - ten dele - teniet worden gedaan door de introductie van een invoedpremie/ congestiebonus in de Scenario's 1.IP, 3 en 3.IP).

5 Benodigde hervormingen reguleringskader

In voorgaande hoofdstukken is achtereenvolgens ingegaan op de groeiende flexibiliteitsbehoefte in het Nederlandse elektriciteitsstelsel (Hoofdstuk 1), de introductie van mogelijke flexibiliseringsmechanismen ter hervorming van het Nederlandse stelsel van leverings- en transporttarieven voor kleinverbruik gerelateerd aan de salderingsregeling (Hoofdstuk 2), de flexibiliteitswaarde die door deze mechanismen ontsloten wordt voor de kleinverbruiker (Hoofdstuk 3) en tot slot de gevolgen die invoering van deze mechanismen heeft voor verschillende dimensies van het Nederlandse elektriciteitsstelsel (Hoofdstuk 4).

In dit laatste hoofdstuk wordt ingegaan op de specifieke wijzigingen in (onderdelen van) het reguleringskader die noodzakelijk zijn om de waarde van flexibiliteit bij kleinverbruik te kunnen ontsluiten met behulp van flexibiliseringsmechanismen. In het Nederlandse reguleringskader geniet de kleinverbruiker een beschermde positie. Deze bescherming komt tot uiting in de regelgeving met betrekking tot de rechten en verantwoordelijkheden van de kleinverbruiker, en die van leveranciers en netbeheerders jegens de kleinverbruikers. Elementen die van belang zijn voor de inrichting van flexibiliseringsmechanismen zijn regelgeving op het terrein van:

- programmaverantwoordelijkheid;
- levering;
- transport.

In de volgende paragrafen wordt op elk van deze elementen verder ingegaan, door achtereenvolgens bespreking van het huidige kader voor kleinverbruik en de daaruit voortvloeiende knelpunten met betrekking tot flexibiliseringsmechanismen die vragen om aanpassing in wet- en regelgeving.

De analyse is grotendeels gebaseerd op voorgaande analyses op het terrein van flexibiliteit en regulering (Zie bijvoorbeeld (CE Delft, 2016) (ECN, 2017b)), recente tussenrapportages en besprekingen met betrokkenen uit de werkgroep Flexibiliteit en de werkgroep Nettarieven opgezet in het kader van de Overlegtafel Energievoorziening (OTE), en de relevante documentatie op het terrein van wet- en regelgeving (Nederlandse Elektriciteitswet, en de Codes).

5.1 Programmaverantwoordelijkheid

De circa 6 miljoen kleinverbruikers (met een aansluiting van kleiner dan of gelijk aan 3x80A)¹⁴ dragen volgens de wet geen programmaverantwoordelijkheid;¹⁵ deze is overgedragen aan de leverancier van de kleinverbruiker.

¹⁴ In overeenstemming met de categorie van beschermde afnemers conform Art. 95a, lid 1 in de Elektriciteitswet 1998. Deze afbakening omvat de negen subcategorieën 'nultarief elektriciteit', 't/m 1 x 6A geschakeld net, onbemeten', 't/m 1 x 6A geschakeld net', 't/m 3 x 25A + t/m 1x80A, onbemeten', 't/m 3 x 25A + t/m 1x80A', '> 3 x 25A t/m 3 x 35A', '> 3 x 35A t/m 3 x 50A', '> 3 x 63A t/m 3 x 80A'.

¹⁵ Elektriciteitswet 1998, Art. 1, lid 1, sub o.

De leverancier is dus verantwoordelijk voor de dagelijkse planning en realisatie van alle kleinverbruikers in zijn portefeuille. De processen voor de afhandeling daarvan zijn ingericht in een drietal achtereenvolgende stappen:

Nominatie: de leverancier maakt daags voor levering een inschatting van het (netto) verbruik van de kleinverbruikers in de portefeuille voor het komende etmaal ten behoeve van het energieprogramma (ook wel E-programma). Hoe nauwkeuriger de nominatie, hoe lager de onbalans veroorzaakt door de kleinverbruikers en de daarmee samenhangende kosten. Gewoonlijk zal de leverancier de inschatting baseren op historische gegevens, vakantieperiodes, weersomstandigheden en andere bekende factoren die van invloed zijn op de vraag naar elektriciteit.

Allocatie: de dag na indiening van het E-programma bij de landelijke netbeheerder wordt de elektriciteit daadwerkelijk geleverd. Daags na levering informeert iedere netbeheerder de landelijke netbeheerder over de werkelijk getransporteerde hoeveelheid elektriciteit op basis van het daadwerkelijk gemeten verbruik op telemetrische¹⁶ aansluitingen en een schatting van het verbruik op niet-telemetrische aansluitingen (zoals kleinverbruikers). Voor deze schatting wordt gebruik gemaakt van gebruikersprofielen in kwartierwaarden. Deze profielen worden opgesteld door de netbeheerders en leveranciers op basis van eerder verbruik (gemeten in meetcampagnes bij consumenten of afgeleid van allocatiedata) en vastgesteld in het kader van Energie Data Services Nederland (EDSN). Tot slot wordt het gerealiseerde verbruik toegewezen aan de verschillende programmaverantwoordelijke partijen, de allocatie.

Het daadwerkelijke verbruik kan afwijken van het vooraf voorspelde verbruik, dat is opgenomen in het energieprogramma. Met de definitief vastgestelde dagrapporten van de netbeheerders wordt het verschil, de onbalans genoemd, in rekening gebracht door de landelijke netbeheerder bij de programma-verantwoordelijken. Na het vaststellen van het jaarverbruik van een kleinverbruiker op basis van zijn individuele meetgegevens wordt de berekening van de toewijzing aan zijn leverancier opnieuw vastgesteld, de zogenaamde 'reconciliatie'. Omdat het jaarverbruik van elk van de kleinverbruikers pas na meer dan twaalf maanden compleet is, vindt de reconciliatie noodgedwongen pas zeventien maanden na de realisatiedatum plaats.

De grootschalige uitrol van de slimme meter tot 2020 maakt het mogelijk op een veel directere wijze het verbruik van een kleinverbruiker te meten en deze meetgegevens te gebruiken voor de afrekening. De kleinverbruiker kan daardoor een veel dynamischer rol in het elektriciteitssysteem gaan spelen. Ook de ingezette ontwikkeling van een nieuw gecentraliseerd systeem en de uniformering van de huidige processen rond Allocatie, Reconciliatie en Meetdataperiodiek door regionale netbeheerders zal individuele slimme meter allocatie en toepassing van dynamische leveringstarieven mogelijk maken. In de loop van 2019 moet het op grote schaal aanbieden van dynamische tarieven mogelijk worden.¹⁷

¹⁶ Dit zijn op afstand uitleesbare bemeten aansluitingen.

¹⁷ Kamerstuk, 29 023 nr. 204.

5.2 Aggregatie

Voor de verdere ontsluiting van flexibiliteit bij kleinverbruik zullen naar verwachting echter wel aanvullende producten en diensten nodig zijn voor aansturing van decentrale middelen en de afwikkeling van verrekening tussen kleinverbruiker, leverancier of eventueel derden.

De activiteit waarin flexibiliteit bij eindverbruikers wordt verzameld tot een bepaald volume om te verhandelen wordt aggregatie genoemd. Deze activiteit wordt veelal gezien als een nieuwe rol in de elektriciteitsmarkt, waarvan de positionering (de rechten en plichten) nog onvoldoende zijn afgebakend. Zo staat de huidige wettelijke basis slechts invulling van deze rol door een PV-partij/leverancier toe, zodat voor onafhankelijke aggregatie een overeenkomst met de PV-partij/leverancier wordt vereist. Daarmee is de markt voor aggregatie-activiteiten in feite gebonden aan levering. Anderzijds zou bij onzorgvuldige verdere ontsluiting de PV-partij/leverancier geconfronteerd kunnen worden met additionele kosten ten gevolge van aggregatie-activiteiten door een derde partij, ook wel onafhankelijke aggregatie genoemd. De vraagstukken zijn daarmee geschetst:

- Geldt onafhankelijke aggregatie als een vereiste voor succesvolle ontsluiting van de markt voor flexibiliteitsproducten en -diensten voor kleinverbruik?
- Als dat het geval is, hoe kan onafhankelijke aggregatie dan worden ingepast in het bestaande marktmechanisme, zodat operationele stabiliteit gegarandeerd blijft (zoals op basis van het bestaande systeem van programmaverantwoordelijkheid) en de bijbehorende risico's die volgen uit deze marktinzichting voldoende beperkt blijven om efficiënte marktwerking niet te compromitteren?

Vanwege de vermeende sleutelrol van aggregatie in de ontsluiting van decentrale flexibiliteit is het denken over de rol van de aggregator in Europa en Nederland sinds enkele jaren dan ook volop in ontwikkeling. Een recente overzicht hiervan is weergegeven in (CE Delft, 2016). De laatste ontwikkeling op Europees niveau beperkt zich tot het voorstel om onafhankelijke aggregatie mogelijk te maken, maar laat de randvoorwaarden waarbinnen dit zou moeten worden gerealiseerd in het midden.¹⁸ In de Nederlandse context is dit vraagstuk verder verkend door de Overlegtafel Energievoorziening door een serie modellen voor de rolverdeling tussen PV-partij, leverancier, aggregator en afnemer op te stellen (onder inachtneming van het bestaande systeem van programmaverantwoordelijkheid). Dit heeft geresulteerd in een drietal modellen. Deze modellen onderscheiden zich in een toenemende mate van vrijheid maar ook van een toenemende complexiteit. Afhankelijk van de keuzes die de energiegebruikers maken, kan daarbij een complexer model in de praktijk functioneel equivalent worden aan een eenvoudiger model. Om deze modellen af te wegen moet nader worden bekeken welke meerwaarde van de complexere modellen in de praktijk verwacht wordt, ten opzichte van de hogere kosten die de complexiteit met zich meebrengt (Werkgroep Flexibiliteit, 2016).

¹⁸ Op 30 november 2016 presenteerde de Europese Commissie een omvangrijk pakket met wetsvoorstellen op het gebied van hernieuwbare energie, energie-efficiëntie en marktregulering; de 'Clean Energy for All Europeans' voorstellen (ook wel het Winterpakket genoemd). Het voorstel 2016/0380 (COD) voor aanpassing van de Richtlijn 2003/54/EC voor de interne markt voor elektriciteit introduceert het concept van onafhankelijke aggregatie.

5.3 Levering

De randvoorwaarden die vanuit wet- en regelgeving van toepassing zijn op de levering aan kleinverbruik zijn goeddeels vastgelegd in de Elektriciteitswet van 1998. Daarbij geldt in de eerste plaats dat kleinverbruikers enkel mogen worden beleverd door houders van een energievergunning uitgegeven door de Autoriteit Consument en Markt (ACM). De vergunninghouder heeft de plicht op een betrouwbare wijze en tegen redelijke tarieven en voorwaarden zorg te dragen voor de levering van elektriciteit aan iedere kleinverbruiker die daarom vraagt.¹⁹ Bovendien is de vergunninghouder verplicht een aanbod tot teruglevering door een beleverde kleinverbruiker te accepteren.

5.3.1 Leveringstarieven

De vergunninghouder is verplicht jaarlijks een opgave van de tarieven die de leverancier in rekening brengt en de bijbehorende voorwaarden voor te leggen aan de Autoriteit Consument en Markt (ACM).²⁰ Indien de ACM van oordeel is dat de tarieven die de vergunninghouder aan de kleinverbruiker berekent onredelijk zijn - bijvoorbeeld omdat doelmatige bedrijfsvoering (en dus ook inkoop van elektriciteit en energie voor opwekking) in onvoldoende mate leiden tot kostenverlaging - kan de ACM een tarief vaststellen dat leveranciers ten hoogste mogen berekenen voor de levering van elektriciteit aan kleinverbruikers.²¹

Uit de aangegeven randvoorwaarden lijken er geen principiële barrières in het reguleringskader te zijn opgeworpen voor de toepassing van dynamische leveringstarieven. Uit het feit dat er inmiddels een tweetal leveranciers (EasyEnergy en EnergyZero) in 2017 zijn gestart met de aanbidding van dynamische leveringstarieven op basis van APX-prijzen kan worden opgemaakt dat dynamische leveringstarieven ook in de huidige praktijk worden toegestaan door de ACM.

Wel lijkt de vraag gerechtvaardigd of dit op langere termijn ook het geval zal blijven. Zo is het denkbaar dat er bij sterk toenemende volatiliteit op de APX-markt wellicht vragen ontstaan met betrekking tot de mate waarin doelmatige bedrijfsvoering (en dus ook inkoop van elektriciteit en energie voor opwekking) in dit geval in voldoende mate leiden tot kostenverlaging. Neem bijvoorbeeld een periode met extremere APX-prijzen, zoals de hittegolf van augustus 2003. Het lage debiet en de oplopende temperatuur van het oppervlaktewater in de Nederlandse rivieren resulteerden destijds in beperking van het koelvermogen en de toegestane koelwaterlozingen van elektriciteitscentrales met een dreigend tekort aan beschikbaar elektriciteitsproductievermogen als resultaat. Tijdens de hittegolf van augustus 2003 lagen prijzen op de op de DAM en BM op zeer hoge niveaus en werd bovendien het prijsplafond op de DAM tussentijds in stappen verhoogd van 1.600 €/MWh tot 3.000 €/MWh. Het mag duidelijk zijn dat de forward prijzen in de voorafgaande handelsperioden significant lager waren, aangezien die tijdelijke krapte niet was voorzien. Blootstelling aan dergelijke prijsrisico's in tijden van krapte op de APX, terwijl forward markten een mogelijkheid bieden om dergelijke prijsrisico's in ieder geval ten dele af te dekken lijkt niet in lijn met de aangegeven randvoorwaarden.

¹⁹ Elektriciteitswet 1998, Art. 95b, lid 1.

²⁰ Elektriciteitswet 1998, Art. 95b, lid 2.

²¹ Elektriciteitswet 1998, Art. 95b, lid 3 en 4.

5.3.2 Salderingsregeling

Ook de salderingsregeling vindt zijn grondslag in de Elektriciteitswet van 1998.²² Hierin is vastgelegd dat de leverancier (i.e. de vergunninghouder) voor kleinverbruikers die elektriciteit invoeden op het net, het verbruik ten behoeve van de facturering en inning van de leveringskosten door de aan het net onttrokken elektriciteit dienen te verminderen met de op het net ingevoede elektriciteit. Ingeval het gaat om duurzame elektriciteit, is de vermindering gemaximeerd op de (jaarlijkse) hoeveelheid aan het net onttrokken elektriciteit. In geval van niet-duurzame elektriciteit is de vermindering gemaximeerd op het maximum van de (jaarlijkse) hoeveelheid aan het net onttrokken elektriciteit of 5.000 kWh aan op het net ingevoede elektriciteit. In beide gevallen geldt dat voor hogere volumes de leverancier eraan gehouden is de betreffende afnemer voor het meerdere een redelijke vergoeding te betalen.

De aangegeven randvoorwaarden vormen geen principiële barrière voor het dynamiseren van de vergoeding voor teruglevering, als dit gecombineerd wordt met dynamische leveringstarieven.²³ In dat geval komt het in mindering brengen van invoeding op het verbruik ten behoeve van de facturering en inning van de leveringskosten neer op saldering op uurbasis. Deze praktijk wordt dan ook toegepast door bijvoorbeeld de voorgenoemde leverancier EasyEnergy.²⁴

5.4 Transport

Evenals in het geval van levering, zijn ook de randvoorwaarden die vanuit wet- en regelgeving van toepassing zijn op het transport van elektriciteit vastgelegd in de Elektriciteitswet van 1998. Zo is de netbeheerder verplicht tot aansluiting en transport van elektriciteit²⁵ en zijn de daarvoor toe te passen randvoorwaarden voor tariefstructuren en te hanteren voorwaarden voor aansluiting en transport vastgelegd.²⁶ Nadere invulling van de tariefstructuren is vastgelegd in de Tarieencode.

Voor wat betreft de raakvlakken met de hiervoor besproken flexibiliseringsmechanismen zijn hierbij met name de transporttarieven voor kleinverbruik en de vrijheidsgraden tot inzet van flexibiliteit door netbeheerders van belang.

5.4.1 Transporttarieven

Conform de invulling als vastgelegd in de Tarieencode betalen kleinverbruikers één tarief voor de aansluiting en transport van elektriciteit waarbij de capaciteit geldt als tariefdrager, het zogenaamde capaciteitstarief. Alleen het tarief voor de capaciteit van de aansluiting die nodig is voor de afname van elektriciteit wordt hierbij in rekening gebracht, ook al is de aansluiting groter ten behoeve van productie en invoeding van elektriciteit. Er is voor

²² Rijksoverheid, 1998: Art. 31b.

²³ Het op zichzelf staand dynamiseren van de salderingsregeling ligt, gegeven de doelstellingen voor flexibiliseringsmechanismen, niet voor de hand (zie ook Paragraaf 2.4).

²⁴ Conform website [easyEnergy, 2017](#).

²⁵ Rijksoverheid, 1998: Art. 16.

²⁶ Rijksoverheid, 1998: Art. 23 en Art. 24.

kleinverbruikers geen volumecomponent (tarief per afgenomen kWh) bij de berekening van de transporttarieven van toepassing.²⁷

Daarmee ontbeert de huidige structuur als omschreven in de Tarievenscode aanknopingspunten voor een aanvullende volume-afhankelijke component op basis van de netbelasting zoals geschetst in de omschrijving van het dynamische transporttarief in Paragraaf 2.3, zowel voor afname als invoeding. Daarmee zou voor het mogelijk maken van een dergelijke component een Codewijziging moeten worden ingezet.

De randvoorwaarden voor de tarievenstructuur als vastgelegd in de Elektriciteitswet van 1998, laten verder geen ruimte voor transporttarief-componenten op basis van de lokale netsituatie en bovendien wordt niet toegestaan transporttarieven in te voeren die onderscheid maken naar plaats of locatie van aansluiting op het net. Overigens worden in Europese regelgeving afstandsafhankelijke prikkels niet, maar locatie-afhankelijke prikkels wel toegestaan (EC, 2009).²⁸ Transporttarieven die worden toegepast op zowel afname als invoeding vallen wel binnen de wettelijke randvoorwaarden, maar vragen wel om aanpassing op het niveau van de Tarievenscode (Rijksoverheid, 1998).²⁹

Overigens wordt in het kader heeft de Overlegtafel Energievoorziening in dit kader een werkgroep Nettarieven opgezet om de bestaande structuur van gereguleerde nettarieven tegen het licht te houden en te komen tot suggesties voor eventuele wenselijke aanpassingen passend bij de uitgangspunten voor nieuwe spelregels voor een duurzaam en stabiel energiesysteem (Overlegtafel Energievoorziening, 2015). De werkgroep is tegen het einde van 2016 opgezet en kort daarna van start gegaan en heeft sindsdien onder andere de afbakening van aanpassingen met betrekking tot de gereguleerde nettarieven voor kleinverbruik in kaart gebracht. Inzet hierbij is in de eerste plaats verdere verkenning van een gestaffeld tarief voor kleinverbruik in plaats van dynamische tarieven. Dit wordt onder andere ingegeven door de verwachting van verscheidene regionale netbeheerders dat congestie op het LS- en MS-netvlak zich niet zal voordoen voor 2025. Bovendien wordt verwacht dat er de nodige publieke weerstand zal zijn tegen dynamische nettarieven (zie ook (Mulder, 23 mei 2017)).³⁰

²⁷ Tarievenscode, Hoofdstuk 3.

²⁸ Art. 16(8).

²⁹ Art. 29.

³⁰ Interview met H-P. Oskam (Netbeheer Nederland en betrokken bij de werkgroep nettarieven), 3 mei 2017.

5.4.2 Flexibiliteitsinzet netbeheer

Inzet van flexibiliteit voor netbeheer wordt in de huidige kaders toegestaan in de vorm van congestiemanagement. De inzet wordt echter wel beperkt tot een tijdelijke en aanvullende rol, naast de centrale rol voor netverzwaring. Netbeheerders zijn gehouden aan het uitvoeren van elk gevraagd transport van elektriciteit. Slechts in het geval dat daarmee netcomponenten overbelast dreigen te raken, wordt het netbeheerders toegestaan om door inzet van flexibiliteit de transportvraag te verleggen. Echter, zij zijn gehouden aan het zo spoedig mogelijk verzwaren van het net, zodat de congestie niet meer zal optreden. Toepassing van congestiemanagement in een gebied dient uitsluitend ter overbrugging van de periode die resteert tot het moment waarop het net zodanig verzwaaard, gewijzigd of uitgebreid is dat het gevraagde transport volledig beschikbaar gesteld kan worden.³¹

Deze randvoorwaarde voor inzet van flexibiliteit voor netbeheer wordt de afgelopen jaren echter wel ter discussie gesteld. De toekomstige ontwikkeling van elektriciteitsvraag en -aanbod suggereert dat in specifieke gevallen van netwerkcongestie de maatschappelijke kosten van deze inrichting hoog kunnen oplopen. In sommige gevallen, waarbij zich in een beperkt aantal momenten netwerkcongestie voordoet, kunnen de maatschappelijke kosten van verzwaren aantoonbaar hoger zijn dan andere alternatieven, zoals congestiemanagement (inclusief de inzet van flexibiliteit). Dit geldt naar verwachting met name op de lagere netvlakken. In die gevallen kan incidenteel congestiemanagement, ook op de langere termijn, voordeliger zijn dan netverzwaring. Daarmee wordt echter wel afgeweken van de positie die transport- en distributienetten hebben binnen het huidige bestel. Voor verruiming van de mogelijkheden voor toepassing inzet van flexibiliteit zal dan ook in eerste instantie een afwegingskader ontwikkeld moeten worden op basis waarvan de netbeheerder een beslissing kan nemen (zie ook (CE Delft, 2016)). Inmiddels buigt zich een werkgroep van de OTE over dit vraagstuk.

Met introductie van een aanvullende tariefcomponent als geschetst in Paragraaf 2.3, i.e. een dynamisch transporttarief, wordt ook beoogd overbelasting van netcomponenten te voorkomen door flexibiliteit te ontsluiten. Om dit mogelijk te maken zal aanpassing van de (reikwijdte van de) aansluit- en transportverplichting als neergelegd in de Elektriciteitswet nodig zijn. Daarbij dient eveneens rekening gehouden te worden met het feit dat er tegengestelde prikkels kunnen optreden³² vanuit een dergelijk mechanisme en de overige markten. Omdat congestie prioriteit heeft zal de daarop gerichte prikkel maat moeten houden met de overige tegengestelde prikkels vanuit de markt.

³¹ Netcode Art 4.2.5.3.

³² ProSECco (rapportage 2016): Bij circa 16% van de flex-orders (Heerhugowaard) hadden BRP en de DSO tegengestelde flexibiliteitsbehoeften (i.e. op- vs. afregelen). Bij 18% van de flex-orders waren deze behoeften gelijksoortig terwijl bij 66% van de flex-orders geen interactie waarneembaar tussen BRP- en DSO-belangen in de proeftuin.

5.5 Conclusie

In dit hoofdstuk zijn de flexibiliseringsmechanismen als geschetst in Hoofdstuk 2 getoetst op aansluiting bij het huidige kader van wet- en regelgeving voor elektriciteit. Concluderend kan er onderscheid worden gemaakt tussen dynamische leveringstarieven en de gerelateerde salderingsregeling enerzijds, en dynamische nettarieven anderzijds. In geval van dynamische leveringstarieven en de bijbehorende saldering op uurbasis kan gesteld worden dat er onder de huidige omstandigheden geen sprake lijkt van een beperkende elementen in de huidige wet- en regelgeving. Dergelijke tarieven worden reeds aangeboden op de markt en zijn dus reeds goedgekeurd door de ACM die de voorstellen zal hebben getoetst aan de hand van bestaande wet- en regelgeving. Wel lijkt de vraag gerechtvaardigd of dit op langere termijn ook het geval zal blijven. Bij sterk toenemende volatiliteit op de APX-markt kan in twijfel getrokken worden of het dynamische leveringstarief nog wel voldoet aan de eis dat doelmatige bedrijfsvoering (en dus ook inkoop van elektriciteit en energie voor opwekking) in voldoende mate leiden tot kostenverlaging.

In geval van dynamische nettarieven liggen er een aantal knelpunten in wet- en regelgeving. De randvoorwaarden voor de (net)tarievenstructuur als vastgelegd in de Elektriciteitswet van 1998, laten geen ruimte voor transport-tariefcomponenten op basis van de lokale netsituatie en bovendien wordt niet toegestaan transporttarieven in te voeren die onderscheid maken naar plaats of locatie van aansluiting op het net. Ook ontbreken de aanknopingspunten voor een aanvullende volume-afhankelijke component op basis van de net-belasting zoals geschetst in de omschrijving van het dynamische transport-tarief in Paragraaf 2.3 in de huidige Tarievenscode.

6 Conclusie

In dit rapport worden de mogelijkheden tot flexibilisering van invoeding en afname van elektriciteit in het kleinverbruikerssegment geanalyseerd in relatie met de (hervorming van de) salderingsregeling voor decentraal opgewekte elektriciteit (in het bijzonder met behulp van zon-PV). Het doel van deze studie is een bijdrage te leveren aan de ontwikkeling van een robuust en toekomstbestendig stelsel voor zowel stimulering van duurzaam opgewekte elektriciteit als beloning van flexibiliteit bij kleinverbruik op basis van nieuwe flexibiliseringsmechanismen, i.e. een integraal kader van dynamische tarieven voor de levering, transport van elektriciteit gerelateerd aan de (hervormde) salderingsregeling voor zon-PV.

Uit de analyse in dit rapport kan opgemaakt worden dat flexibilisering van levering op relatief eenvoudige wijze kan worden ingezet, maar dat flexibilisering van nettarieven de nodige haken en ogen kent. Flexibilisering van leveringstarieven kan worden vormgegeven door het tarief te baseren op APX-prijzen, en dat gebeurt ook al in de praktijk. De bijbehorende saldering verwordt dan tot een salderingsmechanisme op uurbasis tegen diezelfde tarieven, die dus gaan verschillen op de momenten van teruglevering en van opname. Dit geldt alleen voor het leveranciersdeel van de saldering en niet voor het belastingdeel van de saldering. Praktische modellen voor dynamische nettarieven ontbreken in de literatuur en toepassing. In deze rapportage is een tariefstructuur voorgesteld om te komen tot maximale flexibilisering tegen de marktwaarde van de netcapaciteit bij het optreden van congestie. Het betreft een additioneel transporttarief voor kleinverbruik met een bonus/malusstructuur voor zowel invoeding als afname van elektriciteit. De opgestelde flexibiliseringsmechanismen leveren maximale ontsluiting van flexibiliteit bij kleinverbruik, terwijl de bestaande structuur dat in het geheel niet doet. Daarmee zijn de uithoeken van het speelveld in kaart gebracht.

Tabel 13 De waarde van flexibiliteit en de TVT voor zon-PV voor verschillende flexibiliseringsmechanismen

Gevolgen flexibiliserings-mechanismen	Scenario's	Optiepakketten			
		1. Zon-PV flex (afschakelbare zon-PV)	2. Zon-PV met EV (slimladen)	3. Zon-PV met accu	4. Zon-PV met hybride warmtepomp
Waarde voor kleinverbruiker in jaarlijkse procentuele kostenreductie (excl. belastingen)	Scenario 0: vaste tarieven	0%	0%	0%	0%
	Scenario 1: dynamisch leveringstarief & saldering (op uurbasis)	14 tot 18%	-4 tot -3%	-17 tot -20%	5 tot 2%
	Scenario 2: dynamisch nettariaf	0%	-6 tot -10%	-29 tot -33%	-3 tot -6%
	Scenario 3: dynamisch leveringstarief, nettariaf & saldering (op uurbasis)	14 tot 8%	-12 tot -15%	-56 tot -68%	0 tot -6%

Gevolgen flexibiliseringsmechanismen	Scenario's	Optiepakketten			
		1. Zon-PV flex (afschakelbare zon-PV)	2. Zon-PV met EV (slimladen)	3. Zon-PV met accu	4. Zon-PV met hybride warmtepomp
Terugverdientijd in jaren	Scenario 0: EB&ODE: huidig bestel	3,8 tot 2,9 (huishoudelijk) 4,1 tot 3,2 (MKB)	Niet uitgewerkt		
	Scenario 1: dynamisch leveringstarief	8,3 tot 6,5 (huishoudelijk) 6,8 tot 5,1 (MKB)			
	Scenario 1: IP: dynamisch leveringstarief & invoedpremie	6,0 tot 6,2 (huishoudelijk) 5,3 tot 5,1 (MKB)			
	Scenario 3: dynamisch leveringstarief & nettarief	6,8 tot 5,2 (huishoudelijk) 6,2 tot 4,5 (MKB)			
	Scenario 3: IP: dynamisch leveringstarief, nettarief & invoedpremie	4,9 (huishoudelijk) 4,8 tot 4,5 (MKB)			

Een overzicht van de resultaten van de analyse van de waarde van flexibiliteit in Hoofdstuk 3 wordt weergegeven in Tabel 13. De waarde van flexibiliteit voor kleinverbruik en de businesscase van zon-PV laten het volgende beeld zien:

- De waarde die ontsloten kan worden door volledige dynamisering verschilt sterk per flexibiliteitsoptie. Als het gaat om enkele specifieke flexibele decentrale middelen zoals accu's kan dit tot zo'n 100-200 euro per jaar aan brutobesparing opleveren voor de kleinverbruiker. Een deel van deze besparing zal echter ten goede komen aan de aggregator, die de diensten aanbiedt om deze besparing mogelijk te maken.
- De businesscase voor zon-PV is doorgerekend aan de hand van de flexibiliseringsmechanismen in combinatie met de verschillende scenario's voor aanpassing van de salderingsregeling op basis van de recente analyse van mogelijke hervormingen van de salderingsregeling (ECN, 2017a). Met de introductie van een additionele, jaarlijks aanpasbare invoedpremie, afnemend van € 0,12 per kWh in 2020 naar € 0,01 per kWh in 2034, kan de terugverdientijd (TVT) van zon-PV over de jaren 2013-2030 worden gestabiliseerd op een maatschappelijk aanvaardbaar geacht niveau van 5 à 7 jaar.

Flexibiliseringsmechanismen kunnen dus sterk bijdragen aan de waarde van flexibiliteit voor kleinverbruikers als het gaat om flexibele decentrale middelen zoals de accu, de hybride warmtepomp, de elektrische auto, etc. Bij minder flexibele middelen zoals afschakelbare zon-PV zullen de netto kosten voor de kleinverbruiker echter juist oplopen, en zal de terugverdientijd van zon-PV gaan oplopen.

Tabel 14 De impact van flexibiliseringsmechanismen op systeemniveau (verduurzaming, flexibiliteit, kosten Netbeheer en Rijksuitgaven i.v.m. saldering)

Gevolgen flexibiliserings-mechanismen	Scenario's	2023	2030
Verduurzaming, i.e. geïnstalleerd zon-PV vermogen (GWp)	0 EB&ODE huidige bestel	+5,2	+8,8
	1 Dynamisch leveringstarief	+3,3	+5,7
	1 IP dynamisch leveringstarief & invoedpremie	+4,4	+7,3
	3 Dynamisch leveringstarief & nettatarief	+3,9	+6,8
	3 IP dynamisch leveringstarief, nettatarief & invoedpremie	+5,0	+8,5
Technisch potentieel flexibiliteitsvoorziening	Op basis van huidige vooruitzichten	1 GW	>1 GW
Kosten Netbeheer in	Scenario 0	0	0
	Scenario 1	-178	+688
	Scenario 2	-272	+65
Besparing overheidsfinanciën periode 2018-2030 (cumulatief) in miljard euro	0 EB&ODE huidige bestel	0	
	1 Dynamisch leveringstarief	7,51	
	1 IP dynamisch leveringstarief & invoedpremie	4,69	
	3 Dynamisch leveringstarief & nettatarief	7,29	
	3 IP dynamisch leveringstarief, nettatarief & invoedpremie	3,98	

De analyse van de impact van introductie van flexibiliseringsmechanismen op systeemniveau in Hoofdstuk 4 laat het volgende beeld zien (zie ook Tabel 14):

- Verduurzaming: In alle flexibiliseringsscenario's ligt het groeipad van zon-PV lager dan in de baselinescenario (salderen behouden). Dit geldt in het bijzonder voor het scenario met louter een dynamisch leveringstarief, waarin het opgesteld vermogen zon-PV in 2030 bijna 3 GW_p (circa 33%) lager is dan in de baseline. In de overige flexibiliseringsscenario's is de vertraging van het groeipad zon-PV echter aanzienlijk lager (3-22%) dankzij de introductie van een additionele invoedpremie/congestiebonus (naast een dynamisch leveringstarief).
- Flexibiliteitsvoorziening: bij introductie van flexibiliseringsmechanismen op basis van de middenwaarden van de verwachtingen voor verdere groei van elektrisch vervoer, hybride warmtepompen accu's en afschakelbare zon-PV in de huidige scenario's kan circa 1 GW aan flexibiliteit ontsloten worden. De daadwerkelijke realisatie hangt echter sterk af van de verdere ontwikkeling van decentrale flexibele middelen.
- Netkosten: de kosten voor netverzwaring zullen op middellange termijn naar verwachting afnemen met € 270 mln. per jaar. Bij toenemende prijs gedreven acties kan invoeding of afname op LS-niveau echter gaan toenemen op specifieke momenten, terwijl het op HS-niveau af blijft nemen. In dat geval kunnen de jaarlijkse verzwaringskosten voor LS-landelijk met € 680 mln. toenemen.
- Overheidsfinanciën: voor alle flexibiliseringsscenario's geldt dat het negatieve (netto) effect op de overheidsfinanciën aanzienlijk lager ligt is dan in het baselinescenario (salderen behouden). Dat geldt in het bijzonder voor het dynamisch leveringstarief, met een cumulatieve besparing in de overheidsfinanciën over de jaren 2018-2030 van 7,5 miljard euro (i.e. 74% minder ten opzichte van de baseline). Het geldt het minst voor dit scenario gecombineerd met een invoedpremie en congestiebonus, dat resulteert in een vergelijkbare besparing van 4,0 miljard euro (i.e. 39% lager dan in de baselinescenario).

Flexibiliseringsmechanismen zullen dus niet bijdragen aan de verdere groei van zon-PV, en vormen geen alternatief voor de bestaande saldering van EB en ODE. Wel kunnen ze bijdragen aan ontsluiting van het potentieel aan flexibiliteit bij de kleinverbruiker. Dit potentieel kan significant worden de komende jaren, maar kent veel onzekerheden. Als flexibele decentrale middelen zoals elektrisch vervoer, de accu en de hybride warmtepomp een groei laten volgens de huidige verwachtingen kan daarmee op middellange termijn een kostenbesparing in de orde van € 270 mln. per jaar worden gerealiseerd op netverzwaring.

Tot slot wordt in de toetsing van de flexibiliseringsmechanismen op aansluiting bij het huidige kader van wet- en regelgeving voor elektriciteit in Hoofdstuk 5 geconstateerd dat er onderscheid moet worden gemaakt tussen dynamische leveringstarieven en de daaraan gerelateerde salderingsregeling enerzijds en dynamische nettarieven anderzijds:

- In geval van dynamische leveringstarieven en de bijbehorende saldering op uurbasis kan gesteld worden dat er onder de huidige omstandigheden geen sprake lijkt van beperkende elementen in de huidige wet- en regelgeving. Dergelijke tarieven worden reeds aangeboden op de markt en zijn dus reeds goedgekeurd door de ACM die de voorstellen zal hebben getoetst aan de hand van bestaande wet- en regelgeving. Wel lijkt de vraag gerechtvaardigd of dit ook standhoudt bij sterk toenemende volatiliteit op de APX-markt.
- In het geval van dynamische nettarieven liggen er een aantal knelpunten in wet- en regelgeving. De randvoorwaarden voor de (net)tarievenstructuur zoals vastgelegd in de Elektriciteitswet van 1998 (Rijksoverheid, 1998), laten geen ruimte voor transporttariefcomponenten op basis van de lokale netsituatie en bovendien wordt het niet toegestaan om transporttarieven in te voeren die onderscheid maken naar plaats of locatie van aansluiting op het net. Ook ontbreken de aanknopingspunten voor een aanvullende volume-afhankelijke component op basis van de netbelasting zoals geschetst in de omschrijving van het dynamische transporttarief in Paragraaf 2.3 voor zowel afname als invoeding in de huidige Tarievencode.

Flexibilisering van leveringstarieven is dus eenvoudig te realiseren, maar zal mogelijk nog aandacht vragen in het kader van de risico's voor de kleinverbruiker. Flexibilisering van nettarieven vraagt echter om aanpassing van het reguleringskader.

7 Bibliografie

3E/AIT/Infrac/LRM/SMA/University of Ljubljana , 2014. *Cost-effective integration of photovoltaics in existing distribution grids: results and recommendations*, Brussel: 3E.

ACER/CEER, 2016. *European Energy Regulator's Overview Paper: Initial Reactions tot he European Commission's proposals on Clean Energy*, Brussels: ACER.

ACM, 2017. *Overzicht tariefbesluiten regionale netbeheerders elektriciteit*. [Online]
Available at: [https://www.acm.nl/nl/publicaties/zoeken-in-publicaties/?zf\[\]=et%3Apub&zf\[\]=so%3A2&zf\[\]=th%3A2&zf\[\]=kw%3A104&zf\[\]=pe%3Acustom%7C2015-12-02%7C2015-12-02&zf\[\]=kw%3A71](https://www.acm.nl/nl/publicaties/zoeken-in-publicaties/?zf[]=et%3Apub&zf[]=so%3A2&zf[]=th%3A2&zf[]=kw%3A104&zf[]=pe%3Acustom%7C2015-12-02%7C2015-12-02&zf[]=kw%3A71)

Alexandre Roesch en Michael Schmela, r. D. P. e. E. A., 2017. *Zon-PV en saldering* [Interview] (Maart 2017).

Berenschot, 2016. *Onderzoek naar net-tarieven en flexibiliteit*, Utrecht: Berenschot.

BSW-Solar, 2016. *EEG-Novell 2016; Stellungname der Solarwirtschaft.*, Berlijn: BSW-Solar.

CE Delft ; DNV GL, 2014. *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030*, Delft: CE Delft.

CE Delft ; KEMA, 2012. *Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2015. *Goedkopere stroom door slim laden van EV's : Synergiën tussen elektrisch rijden en lokale duurzame elektriciteitsopwekking*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2016. *Markt en Flexibiliteit, achtergrondrapport*, Delft: CE Delft.

CEER , 2016. *Electricity Distribution Network Tariffs; CEER Guidelines of Good Practice*, Brussels: Council of European Energy Regulators (CEER).

CPUC, 2016. *Inside the decision; California regulators preserve retail rate net metering until 2019.* , San Francisco: CPUC.

D-cision en TNO , 2012. *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, Zwolle: D-cision.

D-cision en TNO, 2012. *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, Zwolle: D-cision.

DuneWorks, 2013. *The end-users as starting point for designing dynamic pricing approaches to change household energy consumption behaviours*, Arnhem: DuneWorks.

easyEnergy, 2017. *Terugleveren via easyEnergy*. [Online]
Available at: <https://www.easyenergy.com/nl/terugleveren>
[Geopend 3 7 2017].

EC, 2009. *Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG*, Brussel: Europese Commissie (EC).

EC, 2015. *Best practises on Renewable Energy Self-consumption*, Brussels: European Commission (EC).

ECN; PBL, 2016. *Nationale Energieverkenning 2016*, Petten: ECN.

ECN, 2009. *Net Benefits of a New Dutch Congestion Management System*, Petten: ECN.

ECN, 2015. *Het nieuwe salderen*, Amsterdam: ECN.

ECN, 2017a. *De salderingsregeling: Effecten van een aantal hervormingsopties*, Petten: ECN.

ECN, 2017b. *FLEXNET*, Petten: ECN.

Environmental Defense Fund, 2015. *Time-variant electricity pricing can save money and cut pollution*, New York: Environmental Defense Fund.

Environmental Defense Fund, 2015. *Time-variant electricity pricing can save money and cut pollution*, New York: Environmental Defense Fund.

Frontier Economics, 2012. *Demand side response in the domestic sector*, Londen: Frontier Economics.

LBST and HINICIO, 2012. *Effect of smart metering on electricity prices*, Brussels: Directorate General for Internal Policies.

LBST and HINICIO, 2012. *Effect of smart metering on electricity prices*, Brussels: LBST and HINICIO.

Lyse, 2017. *Lyse Fornybar - Innkjøpspris - Rimeligst over tid*. [Online]
Available at: <https://www.lyse.no/stroem/innkjøpspris/>
[Geopend 2017].

Mirza, F. M. & Bergland, O., 2012. Pass-through of wholesale price to the end user retail price in the Norwegian electricity market. *Energy Economics*, 34(6), pp. 2003-2012.

Mulder, S. N. e. M., 23 mei 2017. Hoe rechtvaardig zijn dynamische nettarieven?. *ESB*, pp. 292 - 295.

NCSL, 2016. *State Net Metering Practices*, Washington D.C.: National Conference of State Legislatures (NCSL).

NREL and LBNL, 2016. *On the Path to SunShot : Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilities*, Denver: NREL.

Overlegtafel Energievoorziening, 2015. *Nieuwe Spelregels voor een Duurzaam en Stabiel Energiesysteem*, Den Haag: Overlegtafel Energievoorziening.

PBL & DNV GL, 2014. *Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland*, Arnhem: DNV GL - Energy KEMA Nederland B.V..

PWC, 2016. *De historische impact van salderen*, Amsterdam: PWC.

RES LEGAL Europe, 2017. *RES Legal: Legal Sources on Renewable Energy*. [Online]
Available at: <http://www.res-legal.eu/>
[Geopend 2017].

Rijksoverheid, 1998. *Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*, 's Gravenhage: Rijksoverheid.

SEDC, 2015. *Mapping Demand Response in Europe Today*, Brussel: SEDC.

SPE, 2015. *Renewable Self-Consumption : Cheap and Clean Power at your Doorstep*, Brussels: Solar Power Europe (SPE).

SSB, 2017. *Elektrisitetspriser : Tabell: 09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter kontraktstype*. [Online]
Available at:
<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KraftSluttbrukB&KortNavnWeb=elkraftpris&PLanguage=0&checked=true>
[Geopend 2017].

The Brattle Group, 2012. *The Discovery of Price Responsiveness - A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity*. *EDI Quarterly*, pp. -.

VaasaETT, 2011. *Empower Demand. The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison*, Helsinki: VaasaETT.

VTT, 2010. *Pricing models and mechanisms for the promotion of demand side integration*, Helsinki: VTT.

Werkgroep Flexibiliteit, 2016. *Ontsluiting Flexibiliteit*, sl: Niet gepubliceerd.