



Voordelen lokaal gebied- geoptimaliseerd energie- systeem Rivierenland

Verkenning met als focus elektriciteit



CE Delft

Committed to the Environment

Voordelen lokaal gebied- geoptimaliseerd energie- systeem Rivierenland

Verkenning met als focus elektriciteit

Dit rapport is geschreven door:

Maarten Afman

Thijs Scholten

Marijke Schuurbijs

Delft, CE Delft, 13 oktober 2016

Publicatienummer: 16.3i81.103

Energievoorziening / Elektriciteit / Lokaal / Bedrijfsbeleid / Samenwerking / Vraag / Aanbod / Capaciteit / Opslag / Tarieven / Kosten / Consument

Opdrachtgever: Coöperatie Energie Dienstenbedrijf Rivierenland (EDBR)

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Maarten Afman (CE Delft).

© 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 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	2
1	Inleiding	5
1.1	Betuwse Energie Samenwerking	5
1.2	Doelstelling en onderzoeksvragen	5
1.3	Methodische keuzes en afbakening	7
1.4	Afbakening	8
1.5	Leeswijzer	9
2	Voordelen infrastructuur	10
2.1	Transportdienst - Netverliezen	10
2.2	Transportdienst - Effect op betrouwbaarheid en kwaliteit	15
2.3	Aansluitdienst - mogelijke configuraties voor een windpark	19
3	Voordelen in de opwekking	21
3.1	Vergelijking van de integrale opwekkingskosten	21
3.2	Milieuvoordelen	23
4	Voordelen energiegebruik en andere voordelen	25
4.1	Voordelen energiegebruik - energiebesparing	25
4.2	Andere aspecten	25
4.3	Onzekerheden gedragsverandering in relatie tot de implementatie	26
5	Doorrekening scenario Rivierenland 2030	27
5.1	Huidig energiegebruik Rivierenland	27
5.2	2030-scenario Rivierenland	28
5.3	Resultaten piekbelastingen energiesysteem Rivierenland	30
6	Effecten op energierekening	36
6.1	Aannames en parameters voor de energierekening	36
6.2	Resultaten energierekening	39
7	Effecten op emissies	41
7.1	Emissiekentallen	41
7.2	Resultaten	42
8	Nabeschouwing, conclusies	44
	Referenties	47
Bijlage A	Weerstandswaarden	50



Bijlage B	Mogelijke topologieën aansluiten windpark	51
Bijlage C	Netmodel CEGRID	52
Bijlage D	Resultaten simulaties	55
D.1	Scenario 2014	55
D.2	Scenario 2030 - regulier	56
D.3	Scenario 2030 - peak shaving	57
D.4	Scenario 2030 peak shaving & slim laden & vehicle to grid	58
Bijlage E	Resultaten energierekeningen	59
E.1	Referentie 2014	59
E.2	Referentie 2016	59
E.3	2030 reguliere warmte	60
E.4	2030 all electric	60
E.5	2030 all electric + elektrische auto	61



Samenvatting

Het doel van dit onderzoek is het in beeld brengen van de belangrijkste verschillen tussen een toekomstig lokaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem en een conventioneel niet-geoptimaliseerde alternatief. Dit is uiteindelijk belangrijk om de 'waarde' te duiden van energiediensten die gelijktijdig opwek, levering en gebruik optimaliseren op verschillende lokale schaalniveaus.

Allereerst is ingezoomd op de soorten mogelijke voordelen die er te behalen zijn, binnen het transport, opwekking en gebruik van elektriciteit. Vervolgens is een 2030-scenario voor de regio Rivierenland ontwikkeld waarbij projecties zijn gemaakt van hoe de elektriciteitsvraag zich ontwikkelt en hoe groot de bijdrage van elektrificatie van warmte en vervoer kan zijn voor de regio. Dit scenario is doorgerekend met het CEGRID model, wat ook het effect van slimme sturing en opslag op de pieknetbelastingen en netverliezen laat zien. Vervolgens is gekeken naar de betaalbaarheid en de milieu-impact.

De belangrijkste conclusies volgen hieronder puntsgewijs.

Transport van elektriciteit

Netverliezen bedragen, als van centrale invoeding naar decentraal gebruik gerekend wordt, ca 6-7% van de elektriciteit. Gemiddeld over alle centrale en decentrale productie en gebruik gaat het om ongeveer 4%.

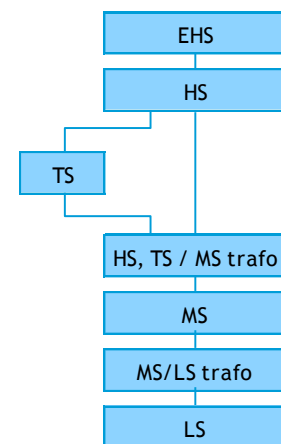
Hoe dichter invoeding bij gelijktijdige afname zit, hoe geringer de netverliezen zijn omdat de energie door minder lengte kabels en lijnen hoeft en minder transformatiestappen ondergaat.

Of netverliezen naar verwachting in de nabije toekomst zullen toe- of afnemen is nu niet met zekerheid te stellen.

Netbeheerders sturen op een groot aantal kwaliteitsparameters ten aanzien van de betrouwbaarheid (bv. SAIDI) en spanningskwaliteit (frequentiestabiliteit, spanningsvariatie, spanningsasymmetrie, harmonische vervorming, spanningsdips). Vooral ten aanzien van spanningsvariatie worden problemen verwacht door lokale overschotten van bijvoorbeeld zon-PV. Omvormers kunnen gaan afschakelen, wat resulteert in een momentaan verlies aan duurzame energie (curtailment).

Het is mogelijk voor decentrale technieken om bij te dragen aan spanningskwaliteit op bovenliggende netvlakken.

Over netwerktopologie in relatie tot inpassing van hernieuwbare productie-eenheden is geconstateerd dat netbeheerders capaciteits-vraagstukken in beginsel op moet lossen tegen de laagst mogelijke systeemkosten, maar dat ze niet of beperkt met innovatieve diensten op het gebied van energiesturing rekenen. Het is mogelijk dat investeringen lager kunnen zijn als dat wel gedaan wordt.

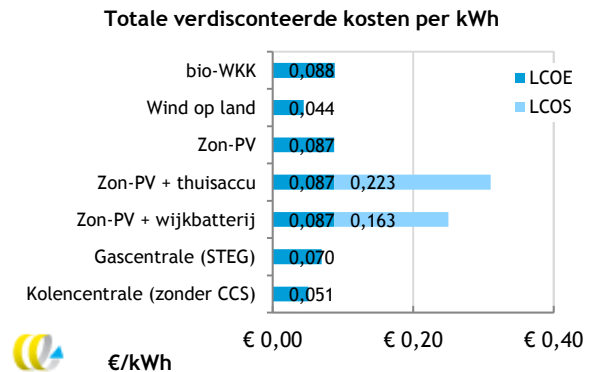


Opwekking van elektriciteit

Het kostenprofiel van een aantal decentrale technieken is vergeleken met centrale technieken. De decentrale technieken kennen een vergelijkbare directe kostenstructuur over de levenscyclus (LCOE), met nuances (zie afbeelding).

Opslag in accu's vergroot (bij huidige kosten) de levensduurkosten van elektriciteit (LCOS) wel significant.

De beschouwde decentrale technieken kennen veel minder milieuschadelijke emissies vergeleken met gas- en kolencentrales.



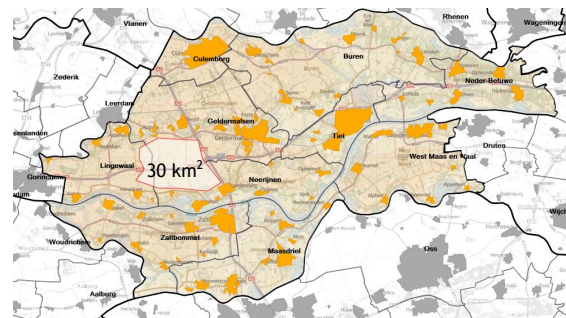
Gebruik van elektriciteit

Als gebruikers ook producenten worden (*prosumers*), dan gaan ze energie besparen omdat ze bewuster worden en professioneler omgaan met energiegebruik. Dit aspect is in veel studies aangetoond en houdt ook stand. Maar als gebruikers op andere wijze professioneler met energie omgaan en bewuster worden, dan geldt dit ook.

Daarnaast zijn er een aantal bijkomende voordelen van een decentraal energiesysteem die tevens ook het effect van bewustwording versterken: duurzaamheid, onafhankelijkheid, voorzieningszekerheid, actie.

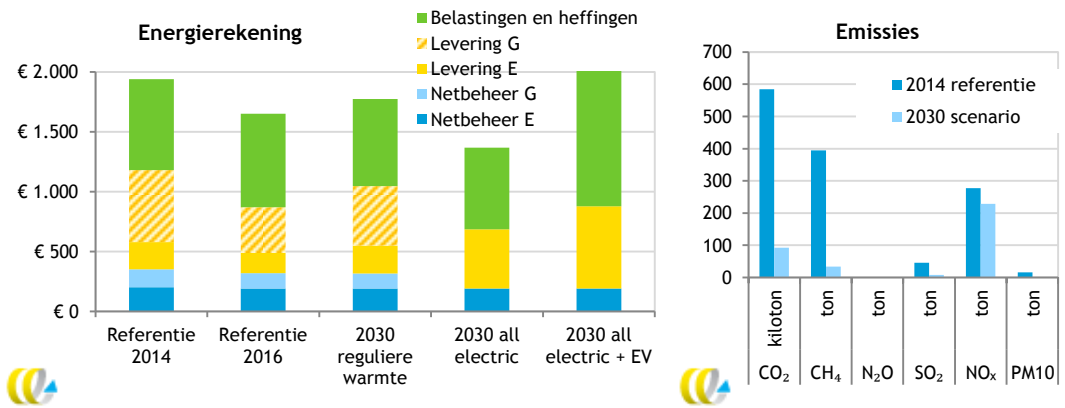
Doorrekening 2030 scenario

Een 2030 scenario waarin alle elektriciteit binnen Rivierenland wordt opgewekt, de helft met wind en zon, is opgesteld en doorgerekend. In het scenario zit naast besparing ook 25% elektrificatie van de warmtevraag en vervoer. De doorrekening laat zien dat door de elektrificatie de belasting van de netten hoger wordt. De grotere hoeveelheid getransporteerde elektriciteit leidt tevens tot een stijging van netverliezen. Maar de lokaal optimaliserende slimheid in het doorgerekende 'vehicle to grid' scenario, waarin de opslag van elektrische auto's actief gebruikt wordt voor het systeem, leidt tot een forse daling van de netverliezen en piekbelastingen, waardoor de groei van de elektriciteits-vraag beter in te passen is in de netten. Fysieke lokale inpasbaarheid van 30 km² windenergie is niet onmogelijk.



Effect op de energierekening

Het 2030-beeld is vertaald naar effecten op de energierekening van een gemiddeld gezin in Rivierenland. Ten opzichte van 2014 lijkt de gemiddelde energierekening te gaan dalen, behalve als elektrisch wordt gereden. Daartegenover staat dan natuurlijk wel een besparing aan brandstof.



Effecten op milieu

Door middel van emissiekentallen is het 2030-scenario vergeleken met het conventionele scenario. De uitstoot van broeikasgassen daalt in het scenario zeer fors - een kleine 90% - terwijl het onderliggend elektriciteitsverbruik met bijna 30% is toegenomen, een goed resultaat. Als ook de besparing van een lagere uitstoot van lokale verwarming en van auto's zou worden meegenomen, dan zou het nog beter voor het milieu zijn.

1 Inleiding

1.1 Betuwse Energie Samenwerking

In de West-Betuwe ontwikkelt een actief netwerk van partijen een regionaal duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem waarmee de (lokale) energievraag en -aanbod flexibel kan worden gemanaged: de Betuwse Energie Samenwerking (BES). Het lange-termijn-doel hiervan is de regio zelfvoorzienend te maken op het gebied van duurzame energielevering en -gebruik. Het idee is dit te doen via zakelijke en particuliere diensten gekoppeld aan een te ontwikkelen gebiedsmanagementsysteem dat gelijktijdig opwek, levering en gebruik optimaliseert op verschillende schaalniveaus. Tekstvak 1 geeft meer informatie over BES.

Bij het vormgeven van de diensten is inzicht in de mogelijke verdienmodellen van belang. Daarom leeft de vraag waar de voordelen van het gebied-geoptimaliseerde concept ten opzichte van een regulier alternatief (niet gebied-optimaliseren) precies te zoeken zijn, hoe groot de verschillen zijn, en wat de meest in het oog springende voordelen van een lokaal energiesysteem zijn.

Om hier inzicht in te verkrijgen heeft Coöperatie EDBR aan CE Delft gevraagd (zo mogelijk) kwantitatief een aantal voordelen van een lokaal duurzaam gebied-geoptimaliseerd energiesysteem uit te werken in de context van het elektriciteitssysteem. Daarbij zijn er specifiek vragen ten aanzien van netverliezen, kwaliteit van de spanningshuishouding en vragen ten aanzien van overige voor- en nadelen van een regionaal gebieds-geoptimaliseerd energiesysteem.

1.2 Doelstelling en onderzoeksvragen

Het doel van dit onderzoek is de belangrijkste verschillen tussen een lokaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem in Rivierenland en het conventionele niet gebied-geoptimaliseerde alternatief in beeld te brengen en te duiden, gericht op kosteneffecten voor de infrastructuur, de opwekking, energiegebruik en energiebesparing, en milieuvordelen. De specifieke vragen die gesteld zijn, luiden:

1. Wat zijn mogelijke voordelen voor de elektriciteitsinfrastructuur op de volgende gebieden:
 - Verschillen in technische netverliezen?
 - Effect op kwaliteitsparameters die netbeheerders gebruiken?
 - Effect van een andere nettopologie voor aansluiten van wind?
2. Wat zijn de mogelijke voordelen voor de opwekking:
 - Verschillen in de opwekkingskosten?
 - Verschillen in de milieueffecten van de productie van elektriciteit?
3. Wat zijn de effecten op het energiegebruik en andere effecten?
 - Wat zijn de effecten op energiebesparing?
 - Wat zijn andere, meer 'subjectieve' en kwalitatieve aspecten?
4. Hoe ziet de ontwikkeling van het energiegebruik eruit in de Regio Rivierenland onder een scenario van volledig duurzame elektriciteitsproductie:
 - Effecten op de elektriciteitsrekening?
 - Milieueffecten?



Tekstvak 1. BES - de Betuwse Energy Samenwerking volgens projectplan (BES, 2016)

De Betuwse Energie Samenwerking (BES) heeft als doel de regio zelfvoorzienend te maken op het gebied van duurzame energielevering en -gebruik. Daarmee blijven de energie- gelden in eigen regio en worden investeringen in de lokale economie gestimuleerd. BES stelt aanbieders en gebruikers in de regio in staat om vraag en aanbod van duurzame energie slim op elkaar af te stemmen, om deel te nemen op de onbalansmarkt en om samen te werken met de regionale netbeheerder op het gebied van congestiemanagement.

BES levert een uniek gebiedsmanagementsysteem voor de vraag en aanbod van energie dat op vier niveaus gelijktijdig opereert:

1. op huishoudenniveau;
2. op wijk- en straatniveau;
3. op regionaal niveau; met aansluitingen naar het;
4. landelijk niveau.

Techniek en infrastructuur (omvorming, opslag, beheer van energie, data, monitoring en assetmanagement) worden binnen BES verbonden aan *ontzorgende* en *vermarktbaar services* op zowel de zakelijke als consumenten markt (diensten rondom vraag en aanbod: energiebesparing; energiesoortkeuze, asset-optimalisatie, financiële diensten etc.).

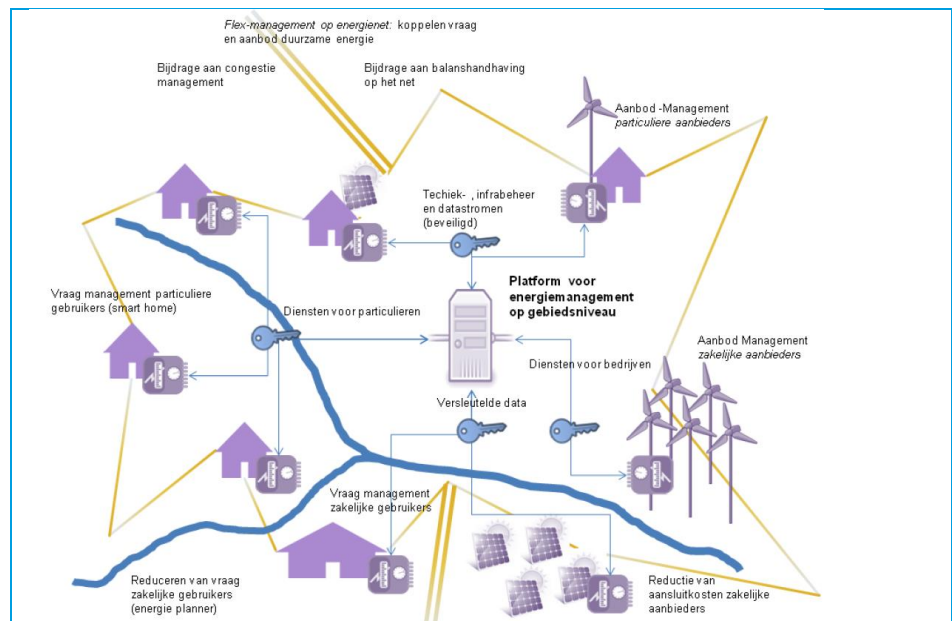
Binnen BES wordt een platform opgezet dat als data-integrator functioneert namens betrokken partners uit alle schaalniveaus en de energiecoöperaties en zodoende de regio voert over het regionale energiesysteem en inkomsten genereert uit het aanbieden van flexopties. Om dit te faciliteren is slimme data nodig over het regionale energiesysteem, zowel op gebruikers- als leveranciersniveau. BES ontwikkelt met Gelderse MKB-partners daarvoor een objectief datasysteem waarin datamonitoring, warehousing en analyse mogelijk wordt gemaakt via beveiligde en geanonimiseerde kanalen.

De toegevoegde waarde van deze samenwerking is, dat er binnen het gebied één gezamenlijk platform ontstaat, dat zó dicht op het gebruikers- en leveranciersniveau zit, dat via detailgegevens over energievraag en -aanbod, het energiesysteem op alle belangrijke dimensies kan worden geoptimaliseerd.

BES heeft de volgende **ontwerpprincipes** geformuleerd:

- Slimme locatiekeuze in verband met transportkosten: opwek en verbruik zo dicht mogelijke bij elkaar.
- Evenwichtige energiemix (warmte en elektriciteit) uit lokale bronnen: zon, wind, biomassa, biogas, geothermie.
- Capaciteiten van opwek, opslag en gebruik zijn regionaal in evenwicht, regionaal zelfvoorzienend rekening houdend met dag- en seizoen ritmes.
- Maximaliseren van realtime gebruik van duurzaam opgewekte elektriciteit door middel van:
 - demand response op het niveau van huis of bedrijf;
 - gebiedsmanagement (met Microgrid System Operators) door het inzetten koelcapaciteit van tuinders in de regio;
 - transformatie van elektriciteit naar warmte met warmtepompen.
- Optimaliseren van de stroomvoorziening op basis van duurzame energie gelijktijdig over de drie dimensies van elektriciteitssysteem: levering, balanshandhaving en congestiemanagement; wellicht via een op te zetten Betuwse Power Exchange
- Alle gebruikers van energie in de regio zijn medeverantwoordelijk voor het regionale energiesysteem als geheel en delen de lusten en de lasten ervan.





1.3 Methodische keuzes en afbakening

Het gaat in de studie om het schetsen van een helder antwoord op de onderzoeksvragen, waarbij veel vragen gaan over de voordelen van lokale oplossingen. De studie heeft anderzijds weer niet tot doel een volledige kosten-batenanalyse te zijn van alle voor- en nadelen van lokale energie-oplossingen. Daarom streven we expliciet niet volledigheid na, maar wel zuiverheid voor de aspecten die we in beeld brengen.

De onderzoeksvragen over de elektriciteitsinfrastructuur behandelen we door literatuuranalyse en bureau onderzoek naar dit domein, en de gekozen uitwerking is voorgelegd aan deskundigen uit de wereld van het netbeheer. De vragen over de voordelen voor de opwekkingskant, milieueffecten, energiebesparing en overige aspecten zijn ook door middel van bureau-onderzoek geadresseerd. De vragen over de ontwikkeling van het elektriciteitsgebruik van de regio Rivierenland is door middel van modeldoorrekening beantwoord.

Perspectief op voordelen

De voordelen kennen vaak zowel een maatschappelijk als een individueel perspectief. Het is goed mogelijk dat de voordelen heel verschillend uitpakken voor deze twee perspectieven. Dit is in Tekstvak 2 geïllustreerd.

Tekstvak 2. Voorbeeld verschillen tussen maatschappelijk - individueel

Windenergie heeft contant gemaakte opwekkingskosten van momenteel ongeveer 50-60 €/MWh (IEA). Dat is hoger dan de prijs van stroom van een gemiddelde fossiele centrale. Bij lokaal gebruikte windenergie kunnen de besparingen van lokale energie-initiatieven, op infrastructuurkosten, energiebesparing en dergelijke, betekenen dat de oplossing goedkoper is dan centrale opwek uit fossiele centrales. Zeker bij brandstof- en CO₂-prijzen die hoger zijn dan die van vandaag.

In het individuele perspectief is de kostenvergelijking anders en wordt in Nederlandse context sterk beïnvloed door de effecten van energiebelastingen op de energierekening en de opbrengsten van subsidies.

In deze studie hanteren we, behalve als expliciet anders aangegeven, een maatschappelijk perspectief.

1.4 Afbakening

We zijn genoodzaakt een afbakening te hanteren in het onderzoek. Deze zetten we hieronder uiteen.

In de tijd

Voordelen kunnen het beste kwantitatief in beeld gebracht worden op een bepaald moment in de tijd, een bepaald jaar. Voor de doorrekening kiezen we de veronderstelde situatie van 2030. We kunnen dan een beeld schetsen van een regionaal energiesysteem dat bijvoorbeeld voor 50% zelfvoorzienend is in duurzame energie, uit wind, zon en biomassa.

Geografisch

Deze studie richt zich op de 10 gemeenten van de Regio Rivierenland: Buren, Culemborg, Geldermalsen, Lingewaal, Maasdriel, Neder-Betuwe, Neerijnen, Tiel, West Maas en Waal en Zaltbommel. Dit is vooral van belang voor de doorrekening. De schaalgrootte is vooral van belang in verband met de netwerk-dimensie. Optimaliseren op energiemarkten heeft vaak baat bij zo groot mogelijk gebied, maar het net stelt grenzen aan de uitwisseling van energie.

Technieken

Lokale energie-initiatieven zijn verschillend van aard en er worden combinaties van technieken ingezet. In deze studie richten we ons op initiatieven waar lokaal elektrische energie wordt geproduceerd en geconsumeerd. De lokale warmte- en koude voorziening valt in beginsel buiten de gekozen afbakening, waarbij we financiële voordelen die in die domeinen zijn te behalen terugrekenen naar elektriciteit. Technieken die sowieso worden meegenomen zijn:

- zon-PV-panelen;
- windenergie;
- gelijktijdige opwekking van warmte en elektriciteit uit biogas.

Aan de vraagzijde zullen de volgende technieken in de periode naar 2030 een grote rol spelen in Rivierenland.

- elektrisch vervoer en laadinfrastructuur daarvoor;
- warmtenetten (bijvoorbeeld Thermo Bello met elektrisch gedreven warmtepomp);
- warmtepompen (in woningen voor ruimteverwarming en/of warm tapwater);
- WKO installaties;
- koelinstallaties van tuinders, van de fruitveiling en van distributiebedrijven.

Warmtepompen en elektrisch vervoer nemen we expliciet mee in de scenario-ontwikkeling, van de andere elektriciteitsverbruikers nemen we alleen het huidige verbruik mee zoals dat nu in de registraties voorkomt.



1.5 Leeswijzer

Hoofdstukken 2, 3 en 4 focussen op de mogelijke voordelen die er te behalen zijn bij een regionaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem, respectievelijk voor het transport van elektriciteit in Hoofdstuk 2, de opwekking van elektriciteit in Hoofdstuk 3, en het gebruik van energie, energiebesparing en andere aspecten in Hoofdstuk 4.

Vervolgens ontwikkelen we in Hoofdstuk 5 een scenario voor Rivierenland in 2030, dat we kunnen doorrekenen met het CEGRID-model. We presenteren de resultaten voor de pieknetbelastingen en netverliezen en de opgestelde vermogens wind en zon. Dit vertalen we in Hoofdstuk 6 naar de effecten op de energierekening van gezinnen en in Hoofdstuk 7 naar de milieuemissies. Hoofdstuk 8 besluit het rapport en bevat een beschouwing over de meest opvallende zaken van de uitgevoerde analyse.



2 Voordelen infrastructuur

De eerste onderzoeksvraag behelst de mogelijke (kosten)effecten van een lokaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem in Rivierenland, voor de elektriciteitsinfrastructuur.

Hierbij kijken we naar een aantal onderwerpen, koppeland aan de twee onderscheiden taken van netbeheer:

- *Transportdienst* - verschillen in technische netverliezen.
- *Transportdienst* - effecten op kwaliteitsparameters die netbeheerders gebruiken in de transportdienst.
- *Aansluitdienst* - mogelijkheden om decentrale opwek in een geoptimaliseerde nettopologie in te passen.

2.1 Transportdienst - Netverliezen

De vragen die op dit onderdeel gesteld zijn, luiden:

- Wat is de totale omvang van de transport- en distributieverliezen (in termen van het aandeel aan jaarvolume aan elektriciteit dat wordt getransporteerd (%))?
- Zijn de verliesposten precies in beeld en wat zijn die posten? Wat is de onderverdeling in de verliesposten, ofwel wat is het relatieve belang van elke verliespost?
- Wat zijn de verwachtingen ten aanzien van verliezen voor de toekomst in een flexibel energiesysteem t.a.v. de distributieverliezen? Op welke plekken in het systeem zullen verliezen mogelijk groter worden en waar mogelijk minder? M.a.w. hoe kan 'slim transport' van elektriciteit, waarbij slimheid wordt toegepast in locatiekeuze en afstemming van moment van gebruik de verliesposten beïnvloeden?

2.1.1 Huidige en historische omvang van netverliezen; en onderverdeling verliesposten

De huidige totale omvang van de transport- en distributieverliezen (in termen van het aandeel aan jaarvolume aan elektriciteit dat wordt getransporteerd) bedraagt over het totaal van in Nederland verbruikte elektriciteit circa 4%, zie Figuur 1. Sinds de jaren 90 is het totale verlies een vast percentage dat meestal 3,8% van het totale Nederlandse elektriciteitsgebruik was. In 2014 en 2015 was het percentage hoger; 4,2% respectievelijk 4,1%.

Het gaat hierbij om het totaal van zowel administratieve als technische netverliezen. De technische netverliezen zijn energieverliezen die volgen uit de fysisch-elektrotechnische principes (zoals weerstand), administratieve netverliezen betreffen met name fraude, meet-, en administratieve fouten.

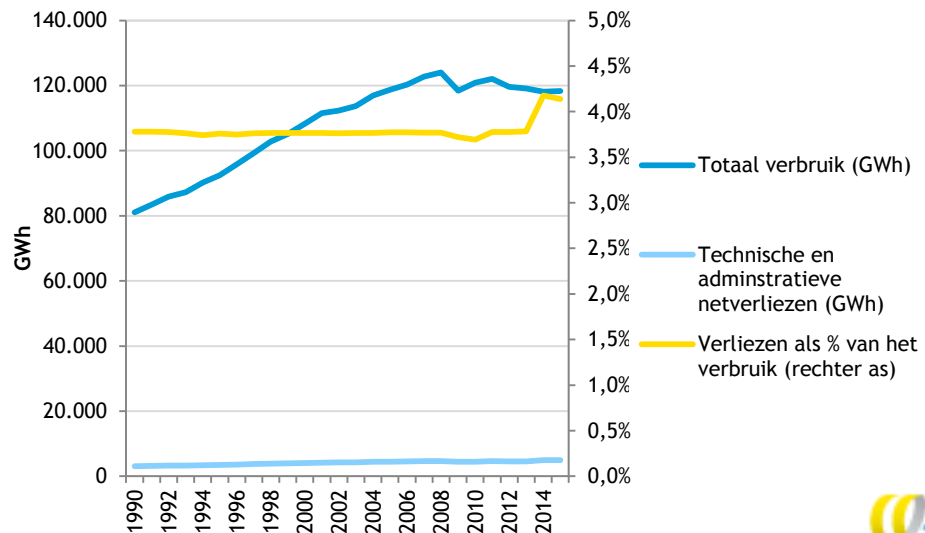
Volgens de MBKA Intelligente Netten (CE Delft & KEMA, 2012) bedragen de totale technische netverliezen in 2009, onderverdeeld naar de spanningsniveaus HS/MS/LS respectievelijk 0,7%; 1,1% en 1,4% van het jaarvolume aan ingevoede elektriciteit. Dit telt op tot 3,3% (voor 2009). Op grond hiervan concluderen we dat administratieve netverliezen ongeveer 0,5% bedragen van de totale elektriciteitsvraag¹, ofwel circa 650 GWh.

¹ De slimme meter (en bv. slimme meter allocatie) kan een gunstige uitwerking hierop hebben.



Administratieve netverliezen zitten voor een groot deel op het laagspanningsnet, maar niet alleen, ook bij telemetrisch bemeten aansluitingen (>100 kW) zijn er meetfouten. Energiefraude speelt verder een rol, met name in verband met de illegale hennepsteelt. Jaarlijks wordt circa 140 GWh aan energiediefstal geconstateerd bij opgerolde hennepkwekerijen, een schatting van de totale omvang van energiediefstal van de Netbeheerders is 'bijna 1000 GWh' (Netbeheer Nederland, 2015), hetgeen meer is dan hierboven vermeld.

Figuur 1 Ontwikkeling netverliezen in relatie tot totaal elektriciteitsverbruik in Nederland



Bron: (CBS, 2016)

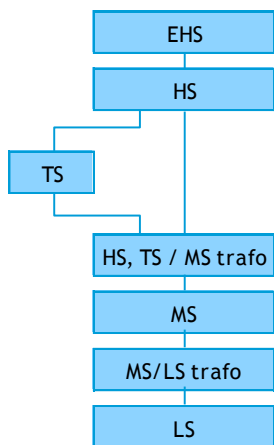
Verliesposten

Wat zijn de technische verliesposten precies, en wat is de onderverdeling hiervan? Verliezen treden op in eigenlijk alle stroomvoerende netcomponenten: kabels/lijnen, spanning/stroom transformatoren, spoelen, condensatoren, et cetera. De verliesposten omvatten zowel vaste verliezen, die niet afhangen van het transport van elektriciteit (nullastverliezen), als ook variabele verliezen, die samenhangen met de hoeveelheid elektriciteit die wordt getransporteerd, bijvoorbeeld Ohmse weerstandsverliezen.

In 2011 is door KEMA en SEO onderzoek gedaan naar de netverliezen, waar deze door worden veroorzaakt, wat de omvang is, en de juiste kosten-toerekening daarvan (KEMA, 2011). De resultaten uit deze studie zijn per spanningsniveau en netvlak weergegeven in Tabel 1. De belangrijkste verliesposten zijn ohmse weerstandsverliezen van kabels, gevolgd door transformatieverliezen.



Tabel 1 Overzicht van netverliezen per spanningsniveau



Spanning	Netvlak	Verlies als %invoeding	Voornaamste reden verlies / opmerking	Omvang (TWh/j)
110-380 kV	EHS	0,90%	Kabels	0,50
	HS	0,60%	Weerstandsverliezen kabels	0,50
1-50 kV	TS	1,40%	Kabels en trafo's, spreading/onzekeer	0,24
	HS+TS naar MS trafo	0,50%	Trafo's (spreading)	0,39
	MS	1,50% (0,1-2,7%)	Weerstandsverliezen kabels	1,09
	MS naar LS-trafo	1,30% (1,1-2,6%)	Trafo's	0,62
<1 kV	LS	1,40%	Kabels, weinig meetdata. Exclusief administratief	0,56
Totaal				3,90

Bron: gebaseerd op (KEMA, 2011)

Volgens KEMA (2011) is het totale gemiddelde netverlies als percentage van de *getransporteerde* elektriciteit gemiddeld 5%. Als elektriciteit van het extra hoogspanningsnet alle netvlakken doorloopt, en op al die netvlakken de verliespercentages oploopt zoals getoond in de tabel, een 'worst case' situatie, dan zijn de netverliezen het hoogst, te weten 6,2% respectievelijk 7,6%, afhankelijk van of ook het TS spanningsniveau ook wordt doorlopen (wat niet in alle delen van Nederland het geval is). Transformatiestappen dragen hier een kwart aan bij, en verliezen in kabels driekwart en zijn dus dominant.

De technische netverliezen bedragen als aandeel van het totale Nederlandse *gebruik van* elektriciteit (118 TWh in 2015 (CBS, 2016)) gemiddeld 3,3%. Dat dit lager is, komt omdat in werkelijkheid lang niet alle elektriciteit alle netvlakken en spanningsniveaus doorloopt: er is invoeding op lagere netvlakken; afname op hogere netvlakken, en ook productie voor eigen verbruik zonder netverlies (autoproduktie). Dat is de voornaamste reden dat het gemiddelde voor Nederland de helft lager is dan de 'worst case', en de reden dat het afwijkt van het gemiddelde van KEMA van 5%.

Het is wel van belang om te weten dat bovenstaande percentages zijn onderzocht voor heel Nederland. Specifieke situaties zullen altijd afwijken van bovenstaande gemiddelden. Met bijvoorbeeld netontwerp software (bv. Vision) kunnen loadflow analyses voor een specifiek netwerk worden gemaakt, waarbij de netverliezen voor een topologie kunnen worden doorgerekend bij verschillende belastingen.

2.1.2 Toekomstige netverliezen

De vraag is vervolgens wat de toekomstverwachtingen ten aanzien van netverliezen zijn, wanneer het energiesysteem zich ontwikkelt naar meer decentrale invoeding, met meer fluctuaties van het lokale aanbod maar ook met een flexibeler afname? Op welke plekken in het systeem zullen verliezen mogelijk groter worden en waar mogelijk minder?

Ten eerste wordt een decentraal zelfsturend energiesysteem gekenmerkt door meer lokale en regionale uitwisselingen, binnen de LS en MS netvlakken. Dat betekent ook dat er minder uitwisselingen met hogere netvlakken (TS, (E)HS) zullen zijn. Ten tweede zal de rol van fluctuerende energiebronnen zoals zon-PV en windenergie groter zijn.

Dit heeft een aantal mogelijke effecten tot gevolg:

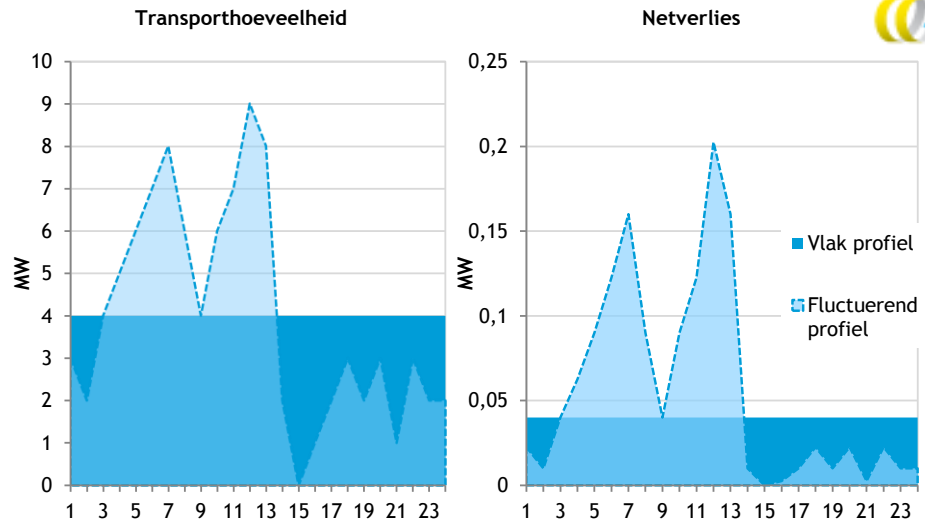
1. Doordat er minder centrale opwekking plaatsvindt, is er minder transport van elektriciteit over de hogere netvlakken. Dit leidt tot een daling van de netverliezen op die netvlakken;
2. Gelijktijdige decentrale productie én consumptie binnen een lager netvlak binnen een bepaalde netwerkring leidt tot vermindering van netverliezen omdat de elektriciteit over een geringe fysieke afstand wordt getransporteerd en er minder of geen transformatiestappen nodig zijn;
3. Echter als de decentrale opwek niet gelijktijdig kan worden gebruikt binnen hetzelfde spanningsniveau (transformatorveld of LS-tak bijvoorbeeld), dan kunnen er ook juist meer netverliezen ontstaan. Dit komt omdat in dit geval er toch meerdere transformatiestappen worden doorlopen (eerst omhoog getransformeerd, en vervolgens ergens anders weer omlaag). In dit geval nemen de netverliezen toe omdat transformatieverliezen in het algemeen groter zijn bij de distributietransformatoren, en ten tweede omdat de netverliezen bij de lagere spanningsniveaus van de MS en LS netten relatief groter zijn.
4. De dimensie van fluctuaties in de belasting/invoeding leidt, onder de streep, tot hogere netverliezen. Dit komt door het niet-lineaire karakter waarmee netverliezen samenhangen met het getransporteerde vermogen. De Ohmse weerstandsverliezen heten ook wel I^2R verliezen, en hangen kwadratisch samen met het vermogen dat door een bepaalde kabel loopt. Als een bepaalde hoeveelheid vermogen met een gelijkmatiger profiel wordt getransporteerd dan leidt dit door de tijd heen tot gemiddeld lagere netverliezen.

Het laatste effect is geïllustreerd in Figuur 2. De linker grafiek toont een fictief energietransport, enerzijds via een volledig vlak profiel en anderzijds via een door de tijd heen sterk fluctuerend profiel. In beide gevallen wordt 96 MWh in 24 uur getransporteerd. De rechter grafiek toont de ohmse weerstandsverliezen die hierbij horen, ook in MW weergegeven, berekend voor een 10 km lange 20 kV lijn met een aangenomen weerstandswaarde van $0,1 \Omega/\text{km}^2$.

² Netverlieswaarden voor verschillende kabelsoorten kunnen ontleend worden aan informatie van kabelfabrikanten of modelleringssoftware (TKF, 2015; Phase to Phase B.V., 2016). Waarden genoemd in (KEMA, 2009) bedragen $0,054\text{-}0,092 \Omega/\text{km}$ afhankelijk van het type kabel en de temperatuur voor 110 en 150 kV; op lagere spanningsniveaus zijn de kabels minder dik en zijn de weerstandswaarden hoger. Voorbeeldwaarden voor enige kabelsoorten staan in Bijlage A.



Figuur 2 Relatie vermogenstransport en netverlies



De totale netverliezen (gearceerde oppervlakte onder de curve in de rechterfiguur) zijn in dit voorbeeld circa 1,0% bij het vlakke profiel en 1,4% bij het fluctuerende profiel - een toename van 40%.

2.1.3 Effecten van transport op netverliezen

Het is de taak van de netbeheerder om te zorgen voor kosteneffectieve inrichting van de netten, waar netverliezen een onderdeel van zijn.

De netbeheerder kan door gerichte investeringen de netverliezen verminderen, bijvoorbeeld kiezen voor dikkere kabels, hogere spanningen, transformatoren die 'state of art' zijn en dergelijke. Of die investeringen uit kunnen gezien de netverliezen en overige drivers voor investeringen hangt van de lokale situatie af.

De vraag is gesteld of 'slim transport' van elektriciteit, waarbij slimheid wordt toegepast in locatiekeuze en afstemming van moment van gebruik, de verliesposten beïnvloeden.

Gezien het voorgaande dient de slimheid zich te richten op twee zaken:

1. Afstemmen van lokale afname van elektriciteit op de lokale productie van (hernieuwbare) elektriciteit zoveel mogelijk binnen hetzelfde stukje van het elektriciteitsnet, om zo min mogelijk transformatiestappen en zo min mogelijk kilometer kabellengte te doorlopen.
2. De fluctuaties in de resterende energievraag (afnamepatroon dat overblijft na het inpassen van lokale duurzame energie) zoveel mogelijk 'uit te vlakken', zodat een zo vlak mogelijk transportpatroon over de kabelverbindingen wordt bewerkstelligd.

Het sturen op deze doelen kan wel eens tegengesteld zijn aan het sturen op andere zaken, zoals functionaliteit, of sturen door prijsprikkels uit elektriciteitsmarkten.

2.2 Transportdienst - Effect op betrouwbaarheid en kwaliteit

De vragen die over kwaliteit gesteld zijn, luiden:

- Welke kwaliteitsparameters hanteren netbeheerders en hebben waarde?
- Wat zijn de uitdagingen ten aanzien van deze parameters gegeven de ontwikkeling van decentrale technieken?
- Hoe compenseren de netbeheerders nu als de kwaliteit van de elektriciteit afwijkt van de gewenste waarden van de kwaliteitsparameters?
- Op welke wijze beïnvloeden kwaliteitsverschillen tussen verschillende spanningsniveaus elkaar, en kun je op een lager niveau een bijdrage leveren aan de kwaliteit op een hoger niveau?

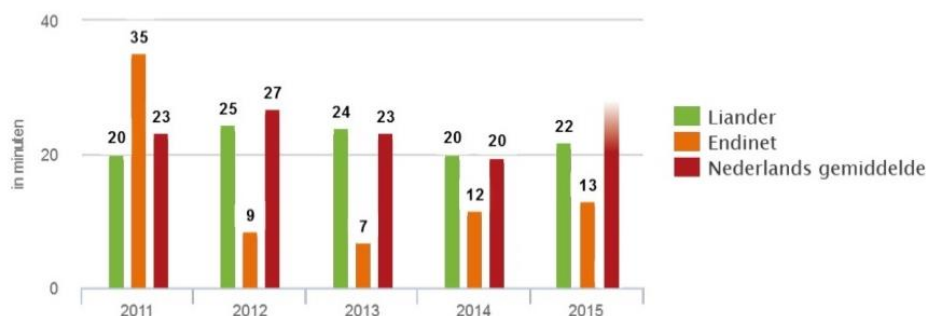
De netbeheerders hebben als publieke taak om de betrouwbaarheid van de energievoorziening te garanderen, en handhaven hiertoe een stabiele netspanning. Hierbij houden netbeheerders kwaliteitsbeheersingssystemen aan, doen aan continue monitoring, adresseren ze tijdig congestie of andere knelpunten in de netten (middels verzwarrings-/vervangings-/uitbreidings-investeringen of andere oplossingen) en zorgen ze voor een bepaalde mate van redundantie (storingsreserve) in de capaciteiten. De ACM houdt er toezicht op dat de netbeheerders deze taken goed en kosteneffectief uitvoeren. Een eerste aspect dat bij de kwaliteit naar voren komt is betrouwbaarheid in de zin van storingsgevoeligheid. Dit adresseren we in Paragraaf 2.2.1. Vervolgens gaan we in Paragraaf 2.2.2 in op de andere kwaliteitsparameters.

2.2.1 Parameters “betrouwbaarheid”

De Ministeriële Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas (WJZ/4082582, 2004) schrijft voor dat de volgende indicatoren ten aanzien van levering-onderbrekingen worden bijgehouden: de jaarlijkse uitvalduur; de gemiddelde onderbrekingsduur en de onderbrekingsfrequentie.

De Engelstalige maatstaf die hierbij van belang is de SAIDI (System Average Interruption Duration Index); deze combineert de bovenstaande gegevens in de gemiddelde storingsduur van een gemiddelde systeemklant per jaar, en dit is een key performance indicator van veel netbeheerders waarover zij jaarlijks rapporteren. De SAIDI's voor Liander, Endinet en het Nederlandse gemiddelde staan in Figuur 3.

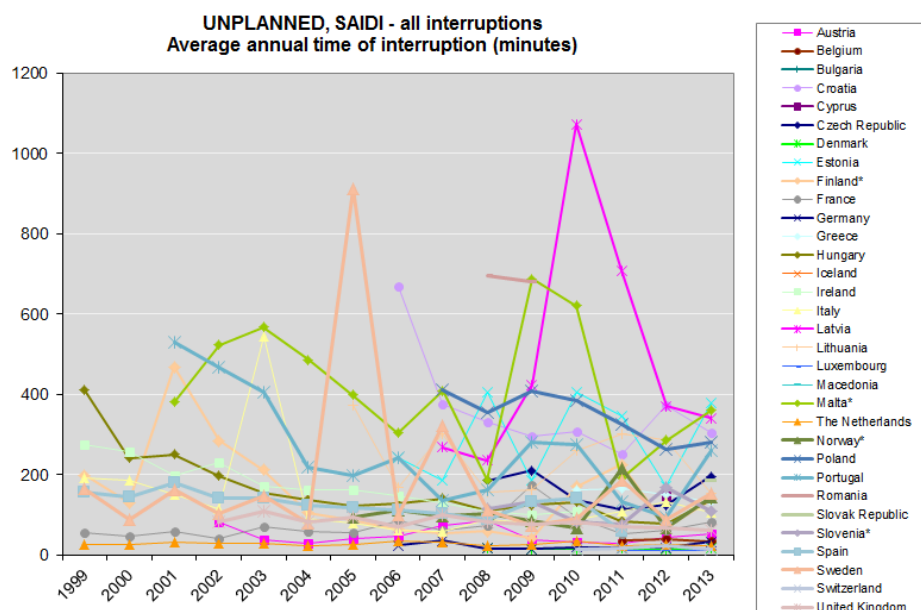
Figuur 3 Onderbrekingsduur (SAIDI) van enige netbeheerders (2015 incompleet)



Bron: (Alliander, 2016)

De SAIDI in Nederland behoort tot laagste in Europese context, als weergegeven in Figuur 4. Dit heeft ook met de technische configuratie te maken (ondergrondse LS en MS kabels - deze hebben minder te lijden van extreme weersomstandigheden).

Figuur 4 SAIDI van Europese landen



Bron: (CEER, 2015)

Compensatie bij storingen

Netbeheerders hebben een wettelijke verplichting om in bepaalde gevallen vergoedingen te betalen als compensatie voor een storing, voorgeschreven in de Netcode. Voor kleinverbruikers (t/m 3x25A) is dit bijvoorbeeld 35 euro na 4 uur onderbreking, en daarna 20 euro per vier uur. Het volledige vergoedingenoverzicht staat in Tabel 2.

Tabel 2 Vergoedingenoverzicht (ACM, 2016b)

Netvlak	Aansluiting	Vergoeding na:		Plus, na iedere periode van:	
		4 uur	€	4 uur	€
LS	<=3x25A	4 uur	€ 35,00	4 uur	€ 20,00
	>3x25A	4 uur	€ 195,00	4 uur	€ 100,00
MS <35 kV		2 uur	€ 910,00	4 uur	€ 500,00
>35kV		1 uur	€ 195,00	4 uur	€ 100,00

2.2.2 Parameters “spanningskwaliteit”

Netbeheerders zijn verantwoordelijk voor het handhaven van de spannings- en blindvermogenshuishouding in het eigen net. Daartoe is er op het onderwerp ‘spanningskwaliteit’ een reeks technische kwaliteitsparameters waar de netbeheerders in de transportdienst van elektriciteit mee te maken hebben. Een uitgebreid overzicht van eisen staat in Paragraaf 3.2 van de Netcode Elektriciteit (ACM, 2016a):

- Frequentiestabiliteit
- Spanningsvariatie
- Spanningsasymmetrie
- Harmonische vervorming
- Spanningsdips



Ontwikkelingen en uitdagingen ten aanzien van kwaliteit

Netbeheerders en deskundigen zien in de opwek van decentrale technieken (wind, zon en WKK) wel uitdagingen met name omdat het net niet is aangelegd voor elektriciteitsstromen van beneden naar boven. Mogelijke problemen kunnen zich op enig moment in meerdere van de bovenstaande parameters manifesteren, maar er is slechts beperkt ervaring mee.

De toename van bijvoorbeeld zon-PV kan in situaties waar de opgestelde opwekkingscapaciteit gelijk of groter is aan de transportcapaciteit van de LS-netten en distributietransformatoren voor problemen zorgen. De verwachting is dat op zonnige momenten de energie niet weggevoerd kan worden als er onvoldoende vraag is, en dit kan leiden tot problemen zoals oplopende spanning of netfrequentie. Zeker bij het laagspanning is dit in te denken: veel netten zijn voor een gelijktijdige afname aangelegd van 1 tot 1,5 kW, dus als de helft van de huizen een 3 kWp zon-PV installatie plaatst dan is dat eigenlijk teveel zon-PV vermogen. Als de spanning te zeer oploopt door de beperkte transportcapaciteit, moeten de inverters afschakelen, dit is een verplichting voor alle aan het net gekoppelde omvormers³ (SMA, 2015). Als in een bepaald netgedeelte dit veel voorkomt, dan is het als eerste van belang om na te gaan of de inverters niet beter over de drie fasen van het net verdeeld kunnen worden (Enduris, 2015). Na het afschakelen komen inverters ook weer online, maar er is dan een tijdje energie verloren gegaan, dit heet ook wel curtailment.

PBL & DNV GL hebben bepaald dat er zonder curtailment van zon tot 11 GW zon-PV kan worden geacommodeerd in de netten (bij gelijke verspreiding door Nederland), en tot 23 GW bij een 'bescheiden' curtailment van zon (PBL & DNV GL, 2014).

Op dit moment is er veel aandacht voor spanningsdips. Deze kunnen worden veroorzaakt als PV systemen plots moeten uitschakelen. Netbeheerders voeren sinds 2015 extra metingen uit om inzicht te krijgen in de frequentie, diepte en duur van spanningsdips (Cobben, Prof.dr.ir. J.F.G., 2016).

Aan de andere kant bieden moderne zon-PV inverters steeds meer diensten die juist de power quality kunnen versterken. Zo kunnen slimme inverters helpen bij spanningsstabilisatie (DNV GL, 2012).

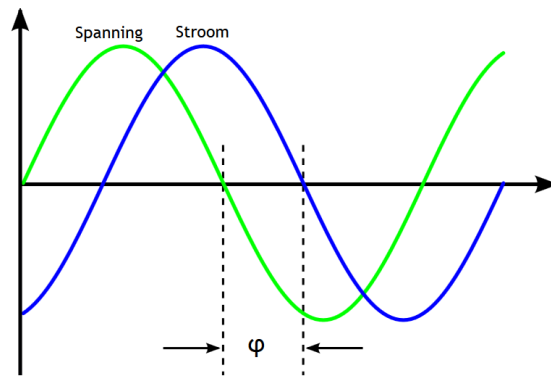
Blindvermogen

Blindvermogen (reactief vermogen) ontstaat als de spanning en stroom niet meer in fase zijn. Elektrische installaties kunnen zorgen voor faseverschuivingen tussen spanning en stroom (zie Figuur 5), wat betekent dat de arbeidsfactor ('cos ϕ ' - cosinus van de fasehoek ϕ) kleiner wordt dan 1. Er is in een dergelijk geval naast het vermogen dat afgenomen wordt voor nuttige arbeid (het werkelijke vermogen) ook een hoeveelheid blindvermogen welke geen arbeid verricht maar wel over het net wordt getransporteerd, en daarmee zorgt voor een extra belasting van transportcapaciteit en netverliezen. Naarmate de faseverschuiving groter wordt, neemt de hoeveelheid blindvermogen in verhouding tot de hoeveelheid werkelijk vermogen toe, wat problemen voor het net kan betekenen (netverliezen, thermische belasting van netcomponenten en capaciteitoverschrijdingen).

³ Voor installaties kleiner dan 3 x 16 A geldt NEN EN 50438, de bovengrens van de netspanning op 253 V (=230 V + 10%) (SMA 2015).



Figuur 5 Illustratie faseverschuiving



Voor elektriciteitsafnemers op MS niveau en hoger wordt geconsumeerd blindvermogen in rekening gebracht in het kVARh tarief, waardoor een prikkel ontstaat om geen blindvermogen af te nemen ($\cos \phi = 1$). Het verbruik van blindvermogen kost bijvoorbeeld ongeveer 7,4 € per MVARh. Dit bedrag stelt netbeheerders in staat om het vereiste compenserende vermogen in te kopen bij de producenten of zelf investeringen te doen in netcomponenten waarmee het blindvermogen te beperken is.

De Netcode stelt aan productie-eenheden de plicht tot het leveren van blindvermogen, maar deze verplichting geldt niet voor windenergie en zon-PV (Netcode, art. 2.5.1.4). Zal dit leiden tot een knelpunt ten aanzien van de blindvermogenshuishouding? Een grotere penetratie van windenergie en zon-PV in een bepaald gebied betekent in principe dat er in dat gebied op bepaalde momenten minder conventioneel regelend vermogen is dat reactief vermogen aanbiedt. Of dit een probleem gaat worden, is nu echter nog niet duidelijk uit de literatuur.

Hernieuwbare energie biedt wel mogelijkheden om gestuurd reactief vermogen aan te bieden.

- Windparken kunnen dit optioneel: het kan een optie zijn in de turbine-transformator (Siemens, 2012), en het kan met actieve componenten worden gestuurd bij het aansluitpunt van het windpark. Er zijn ook wel uitdagingen en beperkingen, bijvoorbeeld (Opila, et al., 2010) noemen de beperkingen in de spanningsbandbreedte in het net tussen turbines, en de interactie van de losse turbines in een park.
- Ook zon-PV inverters kunnen out of the box steeds meer power quality diensten leveren, waaronder ook blindvermogenregeling (SMA, 2009).

Bijdrage leveren van een lager netvlak naar hoger gelegen netvlakken

Het AC-elektriciteitssysteem is een gesynchroniseerd systeem, waarbij de spanningskwaliteit in principe doorwerkt tussen netvlakken, van hoog naar laag en ook vice versa. Dus als diensten ter ondersteuning van de spanningskwaliteit worden aangeboden op een bepaald netwerk, dan hebben die effecten op dat netvlak, maar het werkt ook door naar bovenliggende netvlakken. Op de stations (de locaties in het net waar koppelingen gemaakt worden tussen verschillende spanningsniveaus) zijn vaak actieve netcomponenten geplaatst die de spanningskwaliteit in de verschillende voedende en afgaande velden meten. Als het nodig is om de spanningskwaliteit ter plaatste te verbeteren kan hiertoe apparatuur geplaatst worden. Om blindvermogen weg te filteren worden condensatorbatterijen en compensatiespoelen gebruikt (Wikipedia, 2016). Voor harmonische verstoringen zijn het andersoortige passieve of actief geregelde filters.

2.3 Aansluitdienst - mogelijke configuraties voor een windpark

De vraag is geformuleerd “Wat zou een besparing kunnen zijn van het rechtstreeks koppelen van een windmolen aan een wijk in plaats van een onderstation?”. Hierbij is het ook de vraag of het überhaupt mogelijk is, en de veronderstelling is dat het gegarandeerd wordt dat kwaliteitsparameters die voor de netbeheerder van belang zijn geborgd zijn.

De achtergrond van deze vraag is dat windparken vanaf 10 MW aangesloten worden op een locatie die de netbeheerder aanwijst, dat kan een hoger spanningsniveau zijn (bijvoorbeeld 50 kV). Windparken tot 10 MW moeten worden aangesloten op het dichtstbijzijnde 10 kV net, waarbij de kosten een stuk lager zijn (een typisch bedrag van € 220.000 is genoemd), terwijl aansluitkosten voor 50-150 kV netten typisch enkele miljoenen bedragen (RVO, 2016). De besparing voor de aangeslotene kan dus € 800.000 tot een veelvoud daarvan bedragen.

Besparing

Voor een raming van de besparing op de aansluitkosten kunnen we een eenvoudige case beschouwen:

- Windpark aansluiten op onderstation op 10 km afstand
- Windpark aansluiten op MS ring op 2 km afstand

Het windpark vereist een kabelverbinding met een aankoppelpunt, het is dus de vraag waar dat aankoppelpunt zich bevindt, op een HS/MS station of op de MS ring. In het geval van rechtstreeks aansluiten op een HS of TS/MS onderstation, zal de afstand die moet worden overbrugd vaak / gemiddeld langer zijn dan de afstand tot de dichtstbijzijnde MS aankoppelingsmogelijkheid.

Als de afstand tot de dichtstbijzijnde MS koppelmogelijkheid 2 km bedraagt en die tot het dichtstbijzijnde onderstation 10 km, dan zou 8 km kabellengte kunnen worden bespaard als aansluiting op de MS ring inpasbaar is.

Een windpark met een nominaal vermogen van 10 MW genereert een stroom van 500A op een 10kV kabel. De kabel moet hier dus geschikt voor zijn. Tevens is waarschijnlijk een uitbreiding van de transformatorcapaciteit nodig. Een typisch investeringsbedrag voor een dergelijke kabel is bv. 140 €/m, en voor HS/MS transformatorcapaciteit kan met 55 €/kW gerekend worden (Ecofys, 2014). Met deze bedragen zal voor 8 km minder kabellengte een kostenbesparing van 1,1 mln € resulteren.

Daarnaast kunnen er effecten zijn op de omvang van de netverliezen afhankelijk van de bredere configuratie (zie de illustratie in Bijlage B).

Mogelijkheid

Maar de vragen of het überhaupt mogelijk is en of dit een werkelijke besparing is voor de systeemkosten, zijn niet generiek te beantwoorden, want dit hangt helemaal van de casus af. In sommige gevallen kan het wel, maar is er geen grote besparing, omdat er dan elders in het net alsnog investeringen moeten worden gedaan.

De netbeheerder lost het capaciteitsvraagstuk in beginsel op tegen de laagst mogelijke systeemkosten, want dat is zijn taak. De netbeheerder gebruikt daarvoor bijvoorbeeld software waar kostencalculaties mee kunnen worden gemaakt. Hierbij maakt een netbeheerder afwegingen tussen eenmalige investeringskosten in kabels en lijnen, betrouwbaarheid, en operationele kosten inclusief de kosten voor netverliezen.



Maar, in deze kostencalculaties wordt niet of beperkt met innovatieve diensten op dit gebied gerekend. Zoals: “stel dat de windmolen door ons afschakelbaar is, kunnen we dan een andere afweging maken ten aanzien van de meest optimale netinpassing?”. Als dat wel wordt gedaan, dan kan wellicht een andere afweging gemaakt worden.

Als het windpark vanuit het perspectief van de netbeheerder een stuurbaar element is dat aan bepaalde eisen voldoet, dan zal de netbeheerder naar verwachting wel invloed op de operatie willen hebben, zoals het invoedende vermogen van het windpark willen kunnen beperken als dat nodig. Het is natuurlijk altijd de vraag wat voor de investeerder acceptabel is en wat de wederzijdse condities zijn. Ook dit moet voor een lokaal geval bekeken worden.



3 Voordelen in de opwekking

Het vorige hoofdstuk focuste op de infrastructuur - netverliezen en topologie. De vraag is tevens wat de voordelen van een gebied-geoptimaliseerd energiesysteem in Rivierenland zijn voor de opwekking van elektriciteit. Deze vraag werken we beknopt uit in dit hoofdstukken, waarin we kijken naar de verschillen tussen de centrale en decentrale en hernieuwbare technieken. We focussen op de integrale opwekkingskosten en milieueffecten. Deze zaken komen weer terug bij hoofdstuk 6, effecten op de energierekening, en hoofdstuk 7, effecten op emissies.

3.1 Vergelijking van de integrale opwekkingskosten

Om een vergelijking te maken tussen de integrale kosten van verschillende productietechnologieën is een berekening gemaakt van de verdisconteerde kosten per kWh (eventuele subsidies zijn niet meegenomen), de zogenaamde ‘levelised costs of electricity’ (LCOE). Bij een opslagsysteem is er analoog de levelised costs of storage (LCOS). LCOE/LCOS is een economische waardering van de kosten van een technologie voor elektriciteitsopwekking die alle kosten over de levensduur omvatten. In essentie is de LCOE is een NPV-berekening waarbij de tijd-verdisconteerde kosten van de elektriciteitsopwekking gerelateerd worden naar de tijd-verdisconteerde opbrengsten van elektriciteit. De LCOE wordt gegeven door de volgende formule:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + B_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Hierin zijn I de Investeringsuitgaven in het jaar t , B brandstof en CO₂-kosten, O de overige operationele en onderhoudskosten, E = elektriciteitsopwekking in het jaar t , r = Discontovoet en n = economische levensduur voor berekening.

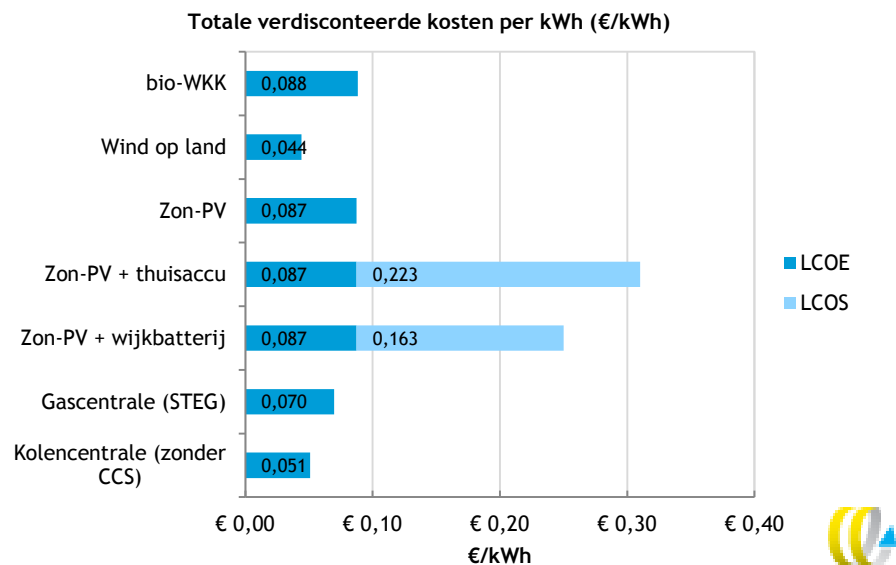
De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 6. In deze analyse hebben we de volgende productietechnologieën meegenomen (Tabel 3):

Tabel 3 Overzicht van vergeleken productietechnologieën

	Vermogen, opslagcapaciteit	Vollasturen (uur)	Overige eigenschappen
Bio-WKK	3 MWe/ 4 MWth	8.000 elec. 4.000 therm.	Biogas-WKK excl. kosten vergasser/vergistingsinstallatie
Wind op land	50 MW	2.570	Windsnelheden ≥ 7,0 en < 7,5 m/s
Zon-PV	250 MW	950	O.b.v. installatie 15 kWp op aansluiting >3x80 A
Thuisopslag	2 kWp/6 kWh	1.095	Dagelijks 1 cyclus laden/ontladen, incl. inverter & installatie
Wijkbatterij	250 kWp/ 1 MWh	1.460	uitgaande van 10 Tesla Powerpacks, incl. inverter & installatie
STEG gascentrale	870 MW	7.500	
Kolencentrale zonder CCS	1.070 MW	7.500	

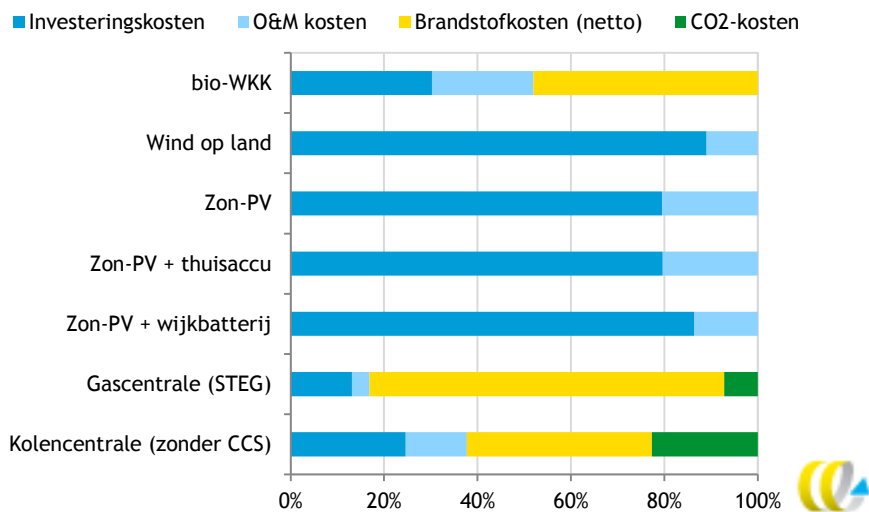


Figuur 6 Vergelijking van de totale verdisconteerde kosten per eenheid elektriciteit geproduceerd (excl. BTW)



De integrale verdisconteerde kosten bestaan uit investeringskosten, O&M-kosten, brandstofkosten en de kosten voor CO₂-uitstoot. De verdeling van deze kostenposten per technologie is weergegeven in Figuur 7.

Figuur 7 Vergelijking kostenopbouw verschillende technieken voor elektriciteitsproductie



Opmerking: Het betreft een verdeling van de verdisconteerde kosten.

Uit de vergelijking van de kosten blijkt dat zon-PV en bio-WKK wat hogere opwekkingskosten hebben dan de gas en kolencentrale. Zeker als de kosten van opslagsystemen worden meegenomen, dan is de kostprijs duurder omdat opslag in een batterij relatief duur is. Hierbij is opslag in een wijkbatterij goedkoper omdat de aanschafcapaciteit per eenheid van opslagcapaciteit én per eenheid van vermogen lager is. Daarnaast zal een wijkbatterij andere voordelen geven.



Het is interessant om te zien dat de zon+opslag-opties all-in iets duurder zijn dan de variabele elektriciteitskosten voor een consument. Vanuit het perspectief van een consument als eindgebruiker lijkt het kostenniveau niet 'onredelijk', in de zin van als hij/zij deze optie verkiest dan zijn de kosten niet veel hoger dan het all-in elektriciteitstarief inclusief belastingen en heffingen.

Vanuit een maatschappelijk kostenperspectief zijn de kosten wel duidelijk hoger. Een wijkinstallatie zal bijvoorbeeld niet makkelijk kunnen concurreren op prijs, tenzij er zaken echt veranderen. Bijvoorbeeld het belastingregime op de afname van elektriciteit; als uit de afname van elektriciteit uit een wijkbatterij geen energiebelasting en ODE-heffing hoeft te worden betaald.

Bronnen en veronderstellingen.

Als basis voor de kostenbepaling van WKK (in combinatie met biogas) en hernieuwbare elektriciteitsproductie (we hebben hiervoor een levensduur van 25 jaar verondersteld) zijn we uitgegaan van de kentallen uit de SDE+- regeling van 2016 (ECN & DNV GL, 2015). Voor de kosten van centrale eenheden (kolen zonder CSS en STEG-gas) hebben we ons gebaseerd op de kosten voor Nederland volgens de IEA (IEA, 2015). Voor de thuisopslag en voor de wijkbatterij gaan we uit van de Tesla PowerWall respectievelijk Tesla Powerpacks en de prijsraming van Tesla (Tesla, 2016), inclusief kosten voor inverter, installatie etc.

De brandstofkosten tot 2030 zijn gebaseerd op de projecties volgens de Nationale Energieverkenning 2015 (NEV, voorgenomen en vastgesteld beleid) (ECN, 2015), hierna zijn voor kolen projecties van en de IEA gebruikt (IEA, 2015), voor gas is een trendlijn op basis van NEV 2000-2030 gebruikt en de kosten voor CO₂ zijn gelijkblijvend verondersteld.

We veronderstellen dat de warmte van de WKK verkocht wordt tegen een prijs die gelijk is aan de productie van warmte met een 95% efficiënte gasketel. Voor het bepalen van de (directe) CO₂-emissies van kolen en gas is gebruik gemaakt van de emissiefactoren van het IPCC.

Onzekerheden

De belangrijkste onzekerheden naar de toekomst toe zijn de kostendaling van zon-PV, opslagsystemen en wind op land. Van deze technieken is met name onzeker hoe de investeringskosten zich ontwikkelen tussen nu en 2030. Voor de fossiele technieken is onzeker wat de ontwikkeling zal zijn van de brandstof- en CO₂-prijzen en dit drijft een flink deel van hun gemiddelde kosten. Voor bio-WKK is ook onzeker wat de kostprijs van biogas zal zijn, we hebben dezelfde kosten per GJ aangehouden als aardgas, maar dat is onzeker en mogelijk te optimistisch omdat biogasproductie momenteel een onrendabele top heeft.

3.2 Milieuvordelen

Mogelijke milieuvordelen die samenhangen met lokale energieoplossingen zijn CO₂-emissiereductie en vermindering van de uitstoot van milieuschadelijke emissies. Dit verschilt erg van techniek tot techniek en is aan de hand van kentallen in beeld te brengen. Ter vergelijking van de emissies per productietechnologie is in Tabel 4 een overzicht gegeven van de typische (directe) emissie kentallen voor verschillende vormen van elektriciteitsproductie (CE Delft, 2010).



Tabel 4 Overzicht typische (directe) emissie kentallen voor elektriciteitsproductie (lokale emissies + voorketen)

	CO ₂	NO _x	SO ₂	PM10
	g CO ₂ /kWh	mg NO _x /kWh	mg SO ₂ /kWh	mg PM10/kWh
WKK (biogas)	68*	259*	9,0*	1,2*
Wind op land	12**	-	-	-
Zon-PV (excl. opslag)	77**	-	-	-
Gascentrale (STEG)	356	255	8,8	1,2
Kolencentrale	734	183	73,5	9,3

* de emissie kentallen voor WKK (biogas) zijn op basis van aardgas, waarbij de CO₂-emissies zijn geschat op grond van de emissiewaarde van 1,26 kg CO₂ / m³ biogas uit covergisting (CO₂-emissiefactoren.nl op grond van (CE Delft, 2011)). Dit is een versimpeling, de precieze emissies van een WKK op basis van biogas hangen af van de precieze samenstelling van het biogas en van de rookgasreiniging (katalysator etc.)

** Ketenemissies voor wind op land en zon-PV zijn enkel voor CO₂ opgenomen, op grond van (CE Delft, 2010b).

In Hoofdstuk 5 zullen we deze getallen gebruiken om de emissie-besparingen voor het doorgerekende energiesysteem Rivierenland in beeld te brengen.



4 Voordelen energiegebruik en andere voordelen

4.1 Voordelen energiegebruik - energiebesparing

Als eindgebruikers lokale energieoplossingen implementeren of daar op een andere wijze actief bij betrokken worden, dan veranderen ze van ‘*consumer*’ naar ‘*prosumer*’ - consumenten die ook produceren.

Maar de ‘pro’ kan ook betekenen dat professioneler en bewuster omgegaan wordt met energie. Het onderwerp ‘energie’ verandert van iets waar de gewone eindgebruikers slechts een bescheiden betrokkenheid mee hebben, tot iets waar een grotere betrokkenheid mee gemoeid is en waar meer interesse voor is. Het is plausibel te veronderstellen dat hierdoor het gedrag ook verandert, en dat besparende/ efficiencymaatregelen worden getroffen die anders niet gerealiseerd zouden zijn.

Dit energiebesparende effect is in verschillende studies aangetoond. We kunnen bijvoorbeeld kijken naar de gemeten besparing van feedback-systemen. In de studie ‘MKBA intelligente netten’ (CE Delft & KEMA, 2012) is op grond van een literatuuranalyse met een besparing van 4% (bandbreedte 0-10%) gerekend voor indirecte feedback (via de slimme meter en periodieke verbruiksoverzichten), en aanvullend is gerekend met 0,5% (bandbreedte 0-3%) extra besparing door directe feedbacksystemen. Daarnaast heeft de introductie van actieve (prijs-) stuursignalen een besparing van gemiddeld 4% tot gevolg.

Het totale energiebesparende effect van indirecte en directe feedback-systemen en prijssturing kan dus ca. 9% (bandbreedte 4-17%) van het elektriciteitsgebruik bedragen.

4.2 Andere aspecten

Maar er zijn nog veel meer aspecten die decentrale energie initiatieven voor betrokkenen aantrekkelijk maken. Dit zijn wel vaak ‘subjectieve’ (persoonsgebonden) voordelen, maar daarom niet minder belangrijk.

We volstaan met het kort noemen van een aantal van dit soort voordelen:

- **Duurzaamheid** - lokale initiatieven vervullen enerzijds in de behoefte een bijdrage te leveren aan een duurzame energievoorziening, de energie-footprint te verkleinen.
- **Onafhankelijkheid** - anderzijds wil men ook in een bepaalde mate onafhankelijk zijn van grote energiebedrijven die elektriciteit maken met vaak fossiele energie (autonomie, onafhankelijkheid).
- **Voorzieningszekerheid** - dit is ook een aspect dat kan spelen, initiatiefnemers zien de risico's van het aanvoeren van olie, gas en kolen van over grote afstanden, en van autoritaire regimes en ook de binnenlandse productie van gas staat ter discussie.
- **Actie** - men vindt het leuk om met de technieken bezig zijn en de bovenstaande zaken voor elkaar te krijgen, in plaats van te wachten op de overheid die op een heel andere wijze en in een heel ander tempo werkt aan de energietransitie, het voelt goed.



Een bijeffect is *deskundigheid en kennisopbouw*: het maken van eigen afwegingen zorgt voor een grote deskundigheid bij de eindgebruiker. Dit leidt tot betere beslissingen en een versterking van sommige hierboven genoemde aspecten, zoals autonomie en onafhankelijkheid.

4.3 Onzekerheden gedragsverandering in relatie tot de implementatie

Net als in de studie 'MKBA intelligente netten' (zie paragraaf hierboven) benadrukken we nog een keer dat er een grote onzekerheid bestaat in de mate waarin consumenten en bedrijven reageren op tariefprikkels en slimme energie proposities.

De literatuur laat niet voor alle vormen van gedragsveranderingen eenduidige resultaten zien. Het is ook de vraag of buitenlandse praktijkexperimenten één-op-één vertaald kunnen worden naar de 'gemiddelde consument in Nederland' en met name naar de context van het Nederlandse energiesysteem (denk aan stuurbare vermogens die in sommige landen van meer substantiële omvang zijn dankzij bijv. aandeel elektrische verwarming).

Ook is onduidelijk hoe de voordelen in het systeem precies doorgegeven zullen worden aan de consument, en welke tariefprikkels noodzakelijk zijn om de beoogde gedragsverandering ook daadwerkelijk gestalte te geven, en op welke basis de tariefprikkels moeten worden vormgegeven.

Het gebied managementsysteem moet optimaliseren over meerdere dimensies: transport van energie, energielevering/contracteren inclusief forecasting, korte termijn balanshandhaving, eventueel spanningskwaliteit, eindgebruikercomfort en meer.

Er zijn verschillende technologische oplossingen om dit te doen en het gebiedsmanagementsysteem in te implementeren, bijvoorbeeld het PowerMatcher algoritme en (daarop voortbouwende) besturingsomgevingen (zoals REX en EOS van EXE (EXE, 2015)).

Het codificeren van alle vereisten in dergelijke omgevingen is een flinke arbeidsinspanning. Pas nadat dat is gedaan, weet je welke tariefprikkels er echt toe doen om de vereiste gedragsverandering te bewerkstelligen.



5 Doorrekening scenario Rivierenland 2030

In dit hoofdstuk beschouwen we een scenario voor de ontwikkelingen van het elektriciteitsgebruik in de regio Rivierenland in 2030, in vergelijking met dat van vandaag de dag. Hierbij beschouwen we een elektriciteitssysteem, waarbij 50% van de elektriciteit wordt opgewekt met wind en zonne-energie en de overige 50% met lokaal geproduceerde elektriciteit uit (bio-) WKK. We rekenen dit scenario door om de effecten voor piekbelastingen en het elektriciteitsnet te laten zien, alsmede de hoeveelheid wind- en zonne-energie die moet worden opgesteld om het scenario te verwezenlijken.

5.1 Huidig energiegebruik Rivierenland

Voor de scenario-doorrekening zijn de huidige elektriciteitsverbruiken van de regio Rivierenland het vertrekpunt. Hierbij is gebruik gemaakt van recente (2014) elektriciteitsgebruiken uit de Klimaatmonitor (Rijkswaterstaat, 2016) - zie Tabel 5 en Figuur 8.

Tabel 5 Elektriciteitsgebruiken (x1000 kWh) Klimaatmonitor met toedeling naar netvlakken (CE Delft)

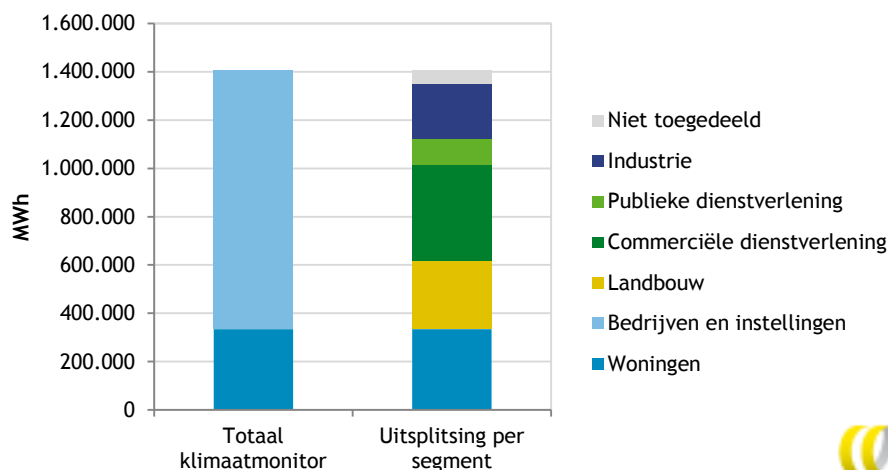
Regio Rivierenland	Totaal klimaatmonitor	Uitsplitsing per segment	Aannames en toedeling spanningsniveau		
				LS	MS
Woningen	334.500	334.500	LS	334.500	
Bedrijven en instellingen	1.071.925				
Waarvan:					
Landbouw		283.281	LS & MS ⁴	56.656	226.625
Commerciële dienstverlening		397.916	LS & MS	198.958	198.958
Publieke dienstverlening		106.177	LS & MS	53.089	53.089
Industrie		230.518	MS		230.518
<i>Niet toegeedeeld</i>		54.033			
Totaal	1.406.425	1.406.425		643.203	709.189

Bron: Rijkswaterstaat / ABF Research (Rijkswaterstaat, 2016), bewerking CE Delft

⁴ Verondersteld is dat 20% van het energiegebruik van de landbouw op LS plaatsvindt, en de rest op MS; voor andere categorieën is een evenredige verdeling verondersteld.



Figuur 8 Energiegebruiken cf. Klimaatmonitor (2014)



5.2 2030-scenario Rivierenland

Voor het 2030-scenario is het doel een eenvoudige doorrekening uit te voeren op hoofdlijnen. Voor de invulling van het 2030 scenario is nuttig gebruik gemaakt van de regionale ontwikkeling scenario's die een onderdeel zijn van de PBL&CPB Welvaart en Leefomgeving scenario's (PBL en CPB, 2015). Hierbij hebben we gekozen voor het scenario 'WLO laag'.

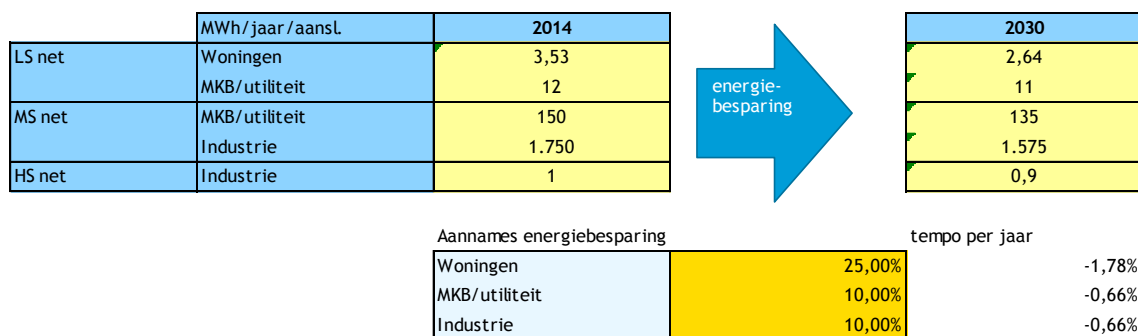
In het 2030-scenario gaan we uit van een flink percentage energiebesparing, door zuiniger apparaten en verlichting in het huis, en tegelijk een gedeeltelijke elektrificering van de warmtebehoefte en vervoer. De totale vraag naar elektriciteit zal dus, ondanks de besparing, duidelijk toenemen.

We hebben een aantal aannames gedaan ten aanzien van energiebesparing, de groei van het aantal huizen dat met elektrische warmtepompen wordt verwarmd en de ontwikkeling van elektrisch rijden.

Het uitgangspunt is verder dat 100% van de elektriciteit die wordt gebruikt binnen Rivierenland wordt opgewekt, voor 50% met wind en zonne-energie en de overige 50% met bio-WKK.

De belangrijkste aannames en parameters zijn in de figuren hieronder weergegeven.

Figuur 9 2030-Scenario gemiddeld elektriciteitsgebruik typerende aansluiting in regio Rivierenland



Figuur 10 2030-scenario aantallen elektriciteitsaansluiting per type in regio Rivierenland

		2014	→	2030
LS aansluitingen	Woningen	94.860	WLO laag	103.779
	MKB/utiliteit	25.725		26.187
MS aansluitingen	MKB/utiliteit	3.191		3.248
	Industrie	132		134

Aannames autonome groei	groei per jaar
Woningen	0,56%
MKB/utiliteit	0,11%
Industrie	0,11%

Figuur 11 2030-scenario aantallen warmtepompen en elektrische auto's

Aantallen warmtepompen		2014	→	2030
Woningen met WP		1.000	25%	25.945
Utiliteit met WP		500	25%	9.795

Elektrische auto's		2014	→	2030
Elektr. personenauto's		2.000	25%	29.978

De doorrekening is gedaan in het model CEGRID, wat de verwachte jaarvolumes en piekbelastingen levert die in de scenario-jaren benodigd zijn. Meer informatie over het CEGRID-model is opgenomen in Tekstvak 3 en Bijlage C.

Tekstvak 3. CEGRID: Model om belastingen in elektriciteitsnetten mee in beeld te brengen

Het CEGRID-model bevat een simulatie van elektriciteitsstromen op drie zogenaamde *netvlakken* gedefinieerd door spanningsniveau (hoogspanning, middenspanning, laagspanning). Het model is ontwikkeld om de effecten van verschillende scenario's op de netbelastingen en op de vereiste investeringskosten van netverzwaring mee in beeld te brengen. CEGRID rekent de netbelastingen door op uurbasis voor een heel jaar.

Op ieder netvlak worden door middel van profielen per uur afname en invoeding (o.a. door zon-PV) gesimuleerd. Door te werken op het niveau van de drie netvlakken is het model geschikt om op dat niveau te onderzoeken hoe netbelastingen beïnvloed worden door energiescenario's en de resulterende opwek- en belastingpatronen. Hierin is bijvoorbeeld het al dan niet gestuurd laden van EV's, de opwekking en invoeding van zon-PV, de productie van windenergie en belasting door elektrische of hybride warmtepompen opgenomen.

Het model is geschikt om buurten, wijken, steden of heel Nederland mee te simuleren, al naargelang de keuzes aan inputparameters. Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerkcomponenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregaat deze. De resulterende verschillen in piekbelastingen kunnen vervolgens worden gebruikt voor de waardering van de synergie.

Het model is doorontwikkeld op basis van trajecten die samen met netbeheerder Stedin zijn doorlopen in de periode 2014-2015 en is bij Stedin intern gevalideerd. CEGRID is gebaseerd op dezelfde methode, maar bevat generieke in plaats van specifieke Stedin kostenkennallen. Zodoende is het model representatief voor Nederland. Het model is ook gebruikt voor een studie gericht op het kwantificeren van de synergievoordelen tussen lokale duurzame elektriciteitsproductie en EV's (CE Delft, 2015). Bijlage C bevat technische details van het model.

Slimme sturing

In de visie op een gebied-geoptimaliseerd energiesysteem (zie Hoofdstuk 1) krijgt besparing een nieuwe dimensie: naast het efficiënt gebruiken is het slim gebruiken van elektriciteit ook een onderdeel. Elektriciteit wordt zoveel mogelijk gelijktijdig met de opwek gebruikt, en daarnaast dienen belastingen te worden uitgesmeerd in de tijd zodat het elektriciteitsnet niet al te gelijktijdig wordt belast (congestiemanagement), en ook het bewaken van de spanningskwaliteit is een onderdeel.

De slimheid wordt geacommodeerd door in CEGRID verschillende simulaties uit te voeren met verschillende slimme sturing en opslag opties.

De volgende simulaties zijn gedaan:

1. **2014-referentie:** het jaar 2014 is gesimuleerd om als een referentie te functioneren waarmee de andere scenario's worden vergeleken.
2. **2030-regulier:** een simulatie van 2030 zonder enige "slimme sturing". In dit scenario zijn ontwikkelingen zoals de elektrificatie van vervoer (EV's) en warmtehuishouding (warmtepompen) opgenomen (door de verbruiksprofielen die gebruikt zijn in het model evenredig te schalen). Ondanks de energiebesparing die ook is meegenomen, leidt dit scenario tot hogere piekbelastingen op de elektriciteitsnetten waardoor investeringen nodig zijn.

Vervolgens zijn twee simulaties gedaan waar steeds flexibeler/slimmer met elektriciteit omgegaan wordt. Er wordt op twee verschillende manieren met slimme sturing omgegaan:

3. **2030-Peak shaving only:** 'peak shaving' betekent dat de pieken worden afgevlakt. In dit scenario is aangenomen dat prijs-incentives ervoor zorgen dat de belastingpieken van alle gebruikers worden teruggebracht. De piekreductie geldt tijdens een paar aantal uren per jaar, de energie wordt verschoven naar andere tijden. Er zijn twee piekreductiepercentages van toepassing, die horen bij verschillende prijsinstrumenten (zie Bijlage C).
4. **2030-Peak shaving en vehicle to grid:** Dit scenario is gelijk aan het vorige maar dan uitgebreid met 'vehicle to grid' wat betekent dat elektrische auto's ook energie kunnen terugleveren aan het net. Het model bevat een algoritme dat zoveel probeert om de elektrische auto's te laden met lokaal geproduceerde duurzame elektriciteit, maar als er weinig aanbod is van duurzame elektriciteit dan kunnen de accu's van de elektrische auto's ontladen worden om te helpen het elektriciteitssysteem in balans te houden.

5.3 Resultaten piekbelastingen energiesysteem Rivierenland

In de onderstaande tabel en figuren staan de kernresultaten van de doorrekening voor 2014, 2030 zonder slimme sturing, en 2030 met slimme sturing, eerst met regulier laden van elektrische auto's en daarna met slim laden en vehicle-2-grid.



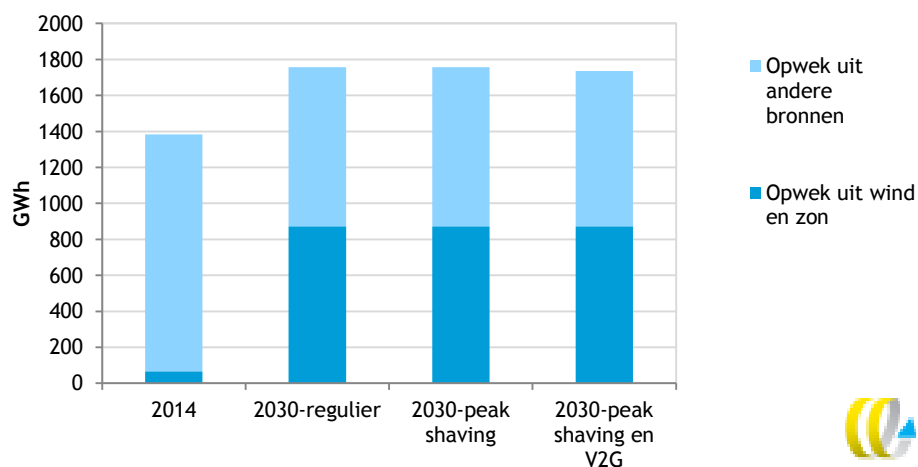
Tabel 6 Kernresultaten scenario doorrekening

		2014	2030-regulier	2030-peak shaving	2030-peak shaving en V2G
Piekbelasting LS	MW	138	202 (+46%)	214 (+55%)	187 (+36%)
Piekbelasting MS	MW	250	401 (+60%)	343 (+37%)	296 (+18%)
Piekbelasting HS	MW	250	401 (+60%)	343 (+37%)	296 (+18%)
Opwek uit wind en zon	mln kWh	67	873 (+1203%)	873 (+1203%)	873 (+1203%)
Opwek uit andere bronnen	mln kWh	1317	884 (-33%)	884 (-33%)	862 (-35%)
Netverlies LS	mln kWh	18,22	24,11 (+32%)	24,04 (+32%)	19,75 (+8%)
Netverlies MS	mln kWh	24,13	26,6 (+10%)	26,25 (+9%)	23,93 (-1%)
Netverlies HS	mln kWh	21,29	22,21 (+4%)	21,79 (+2%)	19,15 (-10%)

Opmerking bij Tabel 6: het HS netvlak moet, gezien de topologie van het CEGRID model (zie Bijlage C) in deze context worden gezien als een restpost. Dit netvlak bevat onder meer de overblijvende vraag aan opwekking die niet door wind en zon op LS en MS wordt bediend.

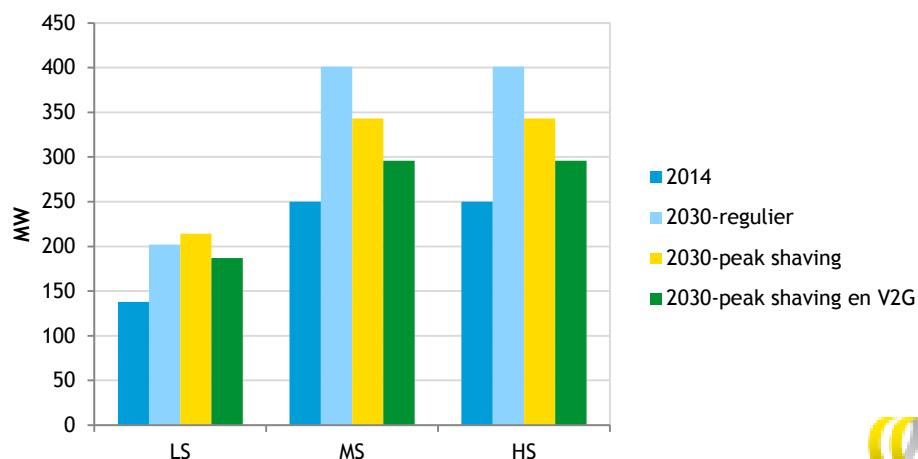
De simulatie toont een groei van de totale elektriciteitsvraag van alle afnemers binnen Rivierenland van 1.385 mln kWh in 2014 naar 1.767 mln kWh in 2030. Dat is een toename van zo'n 28% in ongeveer 16 jaar tijd, oftewel een groei van ongeveer 1,5% per jaar. De verschuiving naar veel meer opwek met wind en zon is weergegeven in Figuur 12.

Figuur 12 Verdeling opwek

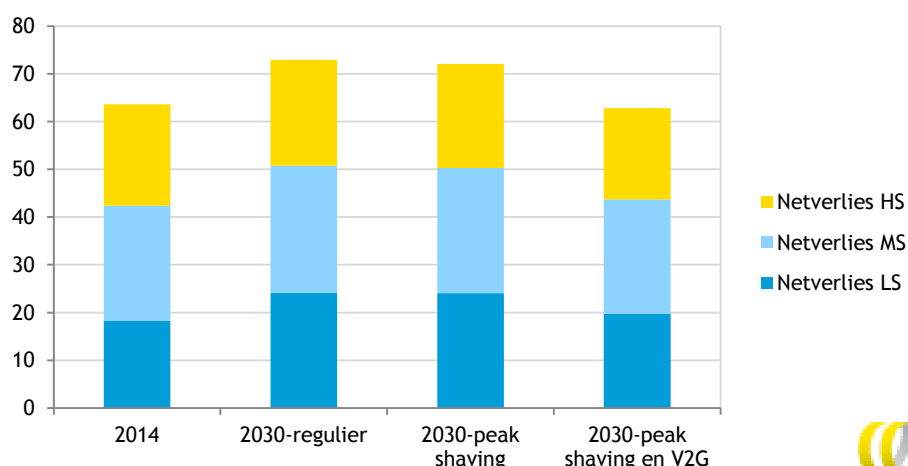


In Figuur 13 is te zien dat door de elektrificatie de gelijktijdige belasting van de netten hoger wordt, met tot wel +50 of +60% ten opzichte van 2014. De grotere energiestromen die worden getransporteerd leiden tevens tot een stijging van de netverliezen, zie Figuur 14, tot wel +30% per individueel netvlak (Tabel 6).

Figuur 13 Piekbelasting per netvlak (HS=centrale invoeding in model, restpost)



Figuur 14 Ontwikkeling van netverliezen (HS=centrale invoeding in model, restpost)



Het effect van slimme sturing (peak shaving en peak shaving samen met vehicle to grid) op deze parameters is groot. De slimme inzet van bijvoorbeeld de opslag van elektrische auto's, wanneer deze wordt ingezet voor het tegengaan van de piekbelastingen, kan een groot deel van de groei aan piekbelastingen tegengaan. Dit leidt ook tot een daling van de netverliezen, waardoor onder de streep de groei van de elektriciteitsvraag in (bestaande) elektriciteitsnetten beter in te passen lijkt.

5.4 Technische invulling scenario

Het bovenstaande is puur het resultaat van een modelsimulatie. In deze paragraaf schetsen we kort een aantal technische zaken die bij de invulling van de toekomstscenario's voor Rivierenland aan de orde zijn. We benadrukken dat we geen volledige technische invulling hebben gedaan. Het doel vooral is een aantal sleutelparameters nader te duiden om een gevoel te krijgen over de omvang van zo'n 2030-beeld.



Opgesteld vermogen wind, zon en bio-warmtekracht

Als eerste het aandeel wind, zon en bio-WKK.

Om op een aandeel van 50% lokaal geproduceerde wind- en zonne elektriciteit te komen in 2030, is ongeveer 250 MW aan wind op land nodig en 400 MW zon-PV. Hierbij is een onderverdeling van 30% wind en 20% zon verondersteld (zie Figuur 15). Als we voorts veronderstellen dat de rest van de elektriciteitsbehoefte met (bio-)WKK wordt ingevuld met de draaiuren die aangegeven zijn in Figuur 15, dan blijkt dat een 110 MW aan elektrisch vermogen nodig is (thermisch ingangsvermogen 300 MW; opwekkingsrendement bij gelijktijdige E+W productie 85%).

Figuur 15 Benodigde opwekkingscapaciteit wind, zon en bio-WKK

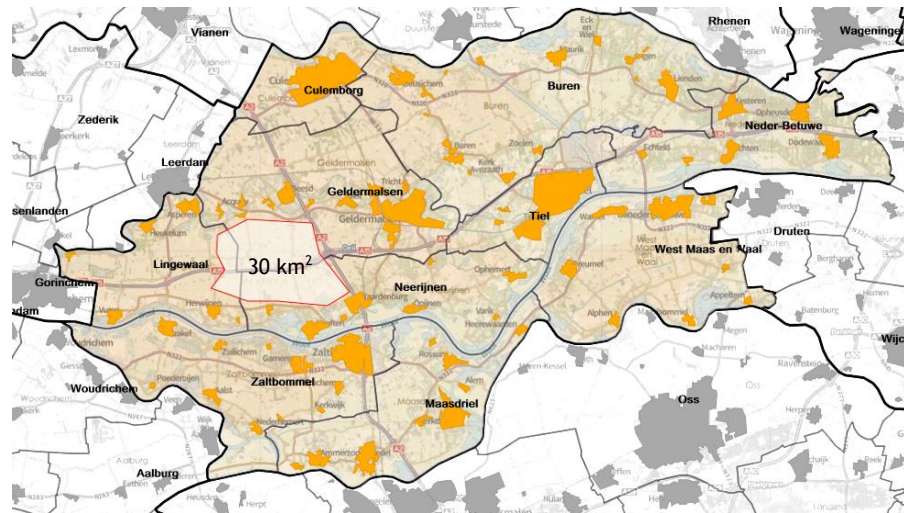
	2014	2030
Totaal volume vraag GWh (HS+MS+LS)	1.385 GWh	1.767 GWh
Volume geproduceerd		
Aandeel wind	30%	530 GWh
Aandeel zon	20%	353 GWh
Aandeel (bio)-WKK	50%	883 GWh
Vollasturen en capaciteit		
Wind	2100	252 MW
Zon PV	875	404 MW
(bio)-WKK	8000 e 4000 th	110 MWe 143 MWth
warmteproductie		2056 TJ

Ruimtebeslag van wind en zon

Wat is het ruimtebeslag van de uitgerekende vermogens aan windenergie en zon-PV - zijn de circa 250 MW aan windvermogen en 400 MWp aan zon-PV wel in te passen in Rivierenland? Uitgaande van windmolens van 3 MW met een rotordiameter van 90m en een tussenafstand van 6 maal de rotordiameter, zou het ruimtebeslag van de windmolens circa 30 km² bedragen. Dat is een flink gebied, Figuur 16 toont het ruimtebeslag als voorbeeld. Er is voldoende grondoppervlak binnen de regio, al zal het wel zoeken zijn naar goede locaties op voldoende afstand tot woningen.

De 400 MW aan zon-PV betekent met panelen van 250 Wp per paneel dat 160.000 panelen nodig zijn. Uitgaande van 2 kWp per woning gemiddeld, past ongeveer 200 MW op de daken van de woningen. De rest moet dan op de daken en gevels van utiliteitsbouw, bij agrariërs of in zonneweides gerealiseerd worden. Als we alleen kijken naar zonneweides gaat het voor 200 MW om een ruimtebeslag van ongeveer 500 kWp per ha (ACCRES, 2015), dus het ruimtebeslag van de 200 MW is ongeveer 400 ha ofwel 4 km². Dit is minder dan windenergie, maar het ruimtebeslag is wel 'exclusiever', er kan bijvoorbeeld minder met de grond gedaan worden.

Figuur 16 Regio rivierenland en het ruimtebeslag van 30 km² voor een windpark (bron kaart: PDOK.nl)



Warmteproductie

De WKK-installaties leveren naast een aandeel van 50% in de elektriciteitsproductie circa 2056 TJ warmte. Dit is circa 40% is van de huidige warmtebehoefte van de woningen in Rivierenland, door voortgaande woningisolatie zal het aandeel groter zijn in 2030.

De warmteproductie uit de WKK's kan dus een deel van de warmtevraag bedienen en er lijkt geen overproductie van warmteproductie te zijn op jaarbasis, wel kan bijv. de zomer een probleem zijn (geen warmtevraag).

Balans energiesysteem - interactie van elektriciteit en warmte

Hoewel we niet gedetailleerd zullen uitwerken wat de opties zijn hoe dit decentrale energiesysteem in 2030 in balans gehouden zal worden, is het wel goed enige woorden hieraan te wijden, met name gericht op de 'bijzondere situaties'.

De meest speciale situaties zijn enerzijds de momenten of perioden dat wind en zon tekort schieten om in de elektriciteitsvraag te voorzien, en anderzijds de momenten of langere perioden dat wind en zon in te ruime mate elektriciteit produceren.

- In de tekort-situatie komt in eerste instantie de inzet van de [flexibele] bio-WKK aan de orde, maar in een deel van het jaar is de vraag naar verwarming van gebouwen beperkt. De bio-WKK zal dan puur voor elektriciteitsproductie moeten draaien, waardoor het totaalrendement lager wordt - tenzij de warmte voor langere perioden kan worden opgeslagen.
Voor tekort-situaties van korte tijdsduur, kan levering van elektriciteit uit accu's een mogelijkheid zijn, maar de kosten hiervan zijn wel hoog. (zie Paragraaf 3.1), mogelijk hoger dan de inefficiëntie ontstaat als de bio-warmte niet benut zou worden.
- De overschot-situatie is principieel eenvoudiger - immers door zonnepanelen of windmolens af te schakelen is het probleem op te lossen en blijft het elektrische systeem in balans. Maar (ook) dan wordt duurzame energie weggegooid. Er zijn talrijke power-2-X technieken in ontwikkeling die hier een rol bij kunnen spelen. Hierbij is koppeling met het warmtesysteem erg interessant.

Overschotten elektriciteit zijn tegen betrekkelijk lage investerings- en operationele kosten om te zetten in warmte, bijvoorbeeld met flexibele warmtepompen of met elektrische boilers. Vanuit elektriciteit kan altijd met 100% of meer energetisch rendement warmte van het vereiste temperatuurniveau gemaakt worden.

Koppeling van het elektrische en het warmtesysteem biedt ook perspectief in het kader van het geleidelijk uitfaseren van het gebruik van aardgas.

Thermische buffers kunnen een belangrijke rol spelen. Door deze op te nemen in het warmtesysteem wordt de koppeling tussen warmteproductie en warmtevraag minder stringent. Dit maakt het makkelijker om het warmte- en elektriciteitssysteem aan elkaar te koppelen omdat de ongelijktijdigheid van warmtevraag en overschotten of tekorten in het elektriciteitssysteem minder een issue zijn. Thermische buffers zijn een stuk goedkoper dan de elektriciteit opslaan in accu's.



6 Effecten op energierekening

Volgend op de doorrekening is het interessant om het 2030-beeld te vertalen naar effecten op de energierekening van een gemiddeld gezin in Rivierenland. Gaat de energierekening om hoog of blijft die onder de streep ongeveer dezelfde?

Hierbij analyseren we de volgende cases:

- Referentie: huidig gemiddeld verbruik Rivierenland, voor zowel 2014 als 2016.
- 2030 reguliere warmte.
- 2030 all electric.
- 2030 all electric + elektrische auto.

De energierekening zal er steeds anders uitzien. De studie heeft als focus elektriciteit, maar we presenteren in dit hoofdstuk wel een integrale energierekening inclusief de kosten voor gas, omdat we anders in de all-electric case geen zinnig beeld kunnen schetsen. Dat gezegd hebbende, een volledige analyse van de rekening voor warmte is niet gedaan.

6.1 Aannames en parameters voor de energierekening

Een aantal aannames is nodig bij het vertalen van de Rivierenland scenario richting energierekening van een gemiddeld gezin.

Energieverbruik: besparing.

We zijn uitgegaan een gemiddeld elektriciteitsverbruik per woning van 2.645 kWh in 2030, een besparing van 25% ten opzichte van het Rivierenland gemiddelde van 3.526 kWh in 2014 (zie Paragraaf 5.2).

Bij conventionele aardgasverwarming gaan we uit van een gasverbruik van 1.400 m³ in 2030, dat is hetzelfde als het huidige gemiddelde in Nederland maar een besparing ten opzichte van het huidige Rivierenland gemiddelde van 1.650 m³ per jaar (2014 gemiddelde voor Rivierenland). Deze besparing is 15%.

Elektriciteitsmix.

De 2030 scenario's gaan uit van een lokaal opgewekte elektriciteitsmix met een aandeel van 20% zon-PV, 30% windenergie en 50% bio-WKK. We nemen verder aan dat het zon-PV vermogen in Rivierenland in 2030 (ca 400 MW) voor de helft bij woningen staat opgesteld, en dat dit gelijk over de woningen verdeeld is, wat op een piekvermogen van 1,95 kWp per woning komt (aantal woningen neemt toe tot 104.000).

Saldering.

Tevens nemen we aan dat de salderingsregeling in 2030 niet meer bestaat. In 2030 betaalt men dus energiebelasting en ODE over alle van het net betrokken elektriciteit, deze heffingen worden niet meer weggestreept tegen een eventuele hoeveelheid aan het net geleverde zon-PV elektriciteit. Verder maken we voor het eigengebruik van de opwek van zon-PV de aanname dat 35% van de zon-PV kilowatturen die worden opgewekt, direct kunnen worden gebruikt. 65% van de opwek wordt dus aan het net geleverd.



Terugleververgoeding.

De terugleververgoeding is op lange termijn niet meer logisch om op hetzelfde bedrag te houden als (bijvoorbeeld) het jaargemiddelde leveringstarief, omdat bij grote opgestelde vermogens zon-PV de teruglevering de reguliere elektriciteitsvraag in een netgebied zal overstijgen. In het voorbeeld van Rivierenland gaat het om 400 MW zon-PV terwijl dat meer is dan de piekvraag. Er zal dus nieuwe vraag worden gecreëerd, bijvoorbeeld het laden van opslagsystemen, maar de vergoeding aan de aan het net geleverde zon-PV zal gemiddeld gesproken niet substantieel zijn, minder dan het leveringstarief. We hebben een extreem geval aangenomen: dat de terugleververgoeding in zijn geheel niet meer van toepassing is op aan het net geleverde zon-PV vanuit een woning. Dit klinkt 'streng', maar we hebben niet met de kosten voor opslagsystemen gewerkt, en dit principe zou een eventuele business case voor een opslagsysteem juist weer aantrekkelijker maken.

All electric case.

Voor de all-electric case gaan we uit van een jaarverbruik van 3.559 kWh voor de woning gebonden warmtepomp, wat herleid is op basis van een reguliere warmtevraag en een gemiddelde COP.

Elektrisch rijden.

Voor de elektrisch rijden case gaan we uit van een aandeel van thuis opladen van 80% en een gemiddeld jaarkilometrage van 15.000 km en een gemiddeld elektriciteitsverbruik per km. Hiermee komt de laadbehoefte op 2.535 kWh. Tegenover het meerverbruik staat een besparing op conventionele motorbrandstof die we verder niet meenemen in de analyse. Om hier een idee van te geven, met de thuis geladen elektriciteit wordt ongeveer 12.000 km gereden, bij een brandstofprijs van € 1,40 per liter en een verbruik van 6 liter per 100 km zou de uitgespaarde motorbrandstof op ongeveer € 1000 komen.

Elektriciteitsprijs.

Een speciaal punt is het kale leveringstarief voor elektriciteit, de kostprijs van elektriciteit op de groothandelsmarkt plus marge voor de leverancier. Anno 2016 is deze te laag om investeringskosten van nagenoeg alle nieuw te bouwen centrales en duurzame energie technieken terug te verdienen. Dit is niet houdbaar op termijn. Daarom nemen we aan dat er het nodige gaat gebeuren richting 2030 op het gebied van de marktinrichting zodat de marktprijs in de toekomst de integrale productiekosten wel weer zal gaan dekken.

Voor het leveringstarief in 2030 dat in Rivierenland van toepassing is, hebben we verondersteld dat het tarief hetzelfde wordt als de volume gewogen mix van de integrale opwekkingskosten van de drie technieken die we in het scenario beschouwen: 30% windenergie, 20% zon-PV en 50% bio-WKK elektriciteit, waarbij we gebruik gemaakt hebben van de in Hoofdstuk 3 uitgerekenende totale verdisconteerde kosten.

De kosten van **opslag-opties** zijn dus niet meegenomen in de berekening van dit leveringstarief. Wel hebben we zoals aangegeven geen terugleververgoeding aangenomen, dus er ontstaat theoretisch 0,0749 €/kWh marge voor opslag om te arbitreren tussen levering en laden met zon-PV.

Dit is iets, maar nog niet gelijk aan de 'levelised costs of storage' die in Hoofdstuk 3 zijn aangegeven.



Belastingen, heffingen en nettarieven.

De belastingen, heffingen en nettarieven in 2030 hebben we grotendeels hetzelfde gehouden als de 2016-tarieven. Daarbij hebben we voor de netwerktarieven geen aanpassingen verondersteld op grond van veranderingen van piekbelasting of netverliezen (paragraaf 5.3) omdat dat binnen de context van dit onderzoek een te gedetailleerde analyse zou vergen.

Een belangrijke heffing waar wel een verschil is, is de ODE heffing (Opslag Duurzame Energie). De SDE+ subsidies worden sinds 2013 bekostigd uit deze heffing. De ODE heffing zal dus omhoog gaan naarmate meer hernieuwbare capaciteit dankzij SDE+ subsidies gerealiseerd wordt. De ODE-heffing is voor 2023 recent door het ministerie in beeld gebracht in een nota (Ministerie van EZ, 2016). Veronderstellend dat de hoeveelheid dankzij SDE+ tot stand gebrachte duurzame energie in het tijdvak 2023-2030 zal groeien, hebben we de ODE-ramingen voor 2030 met +25% verhoogd t.o.v. de 2023 raming van EZ.

Een volledig overzicht van prijzen en tariefcomponenten die zijn gebruikt in de berekening is opgenomen in Tabel 7.

Tabel 7 Overzicht tarieven voor de energierekening (exclusief BTW)

			2014	2016	2030
Elektrici teit	Leveringstarief enkel telwerk	[€/kWh]	€ 0,0570	€ 0,0392	€ 0,0749
	Terugleververgoeding	[€/kWh]	€ 0,0570	€ 0,0392	–
	Vastrecht leverancier	[€/maand]	€ 2,6860	€ 2,6860	€ 2,6860
	Energiebelasting elektriciteit	[€/kWh]	€ 0,1185	€ 0,1007	€ 0,1007
	ODE elektriciteit	[€/kWh]	€ 0,0023	€ 0,0054	€ 0,0352
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	[€/dag]	€ 0,5550	€ 0,5209	€ 0,5209
	Heffingskorting	[€/jaar]	-€ 318,62	-€ 310,81	-€ 310,81
Gas	Leveringstarief	[€/m3]	€ 0,3418	€ 0,2100	€ 0,3300
	Vastrecht leverancier	[€/maand]	€ 3,0992	€ 3,0992	€ 3,0992
	Energiebelasting gas	[€/m3]	€ 0,1894	€ 0,2517	€ 0,2517
	ODE gas	[€/m3]	€ 0,0046	€ 0,0111	€ 0,0723
	Capaciteitstarief gas profiel G1	[€/dag]	€ 0,3859	€ 0,3345	€ 0,3345
	Regio toeslag C	[€/dag]	€ 0,0039	€ 0,0039	€ 0,0039

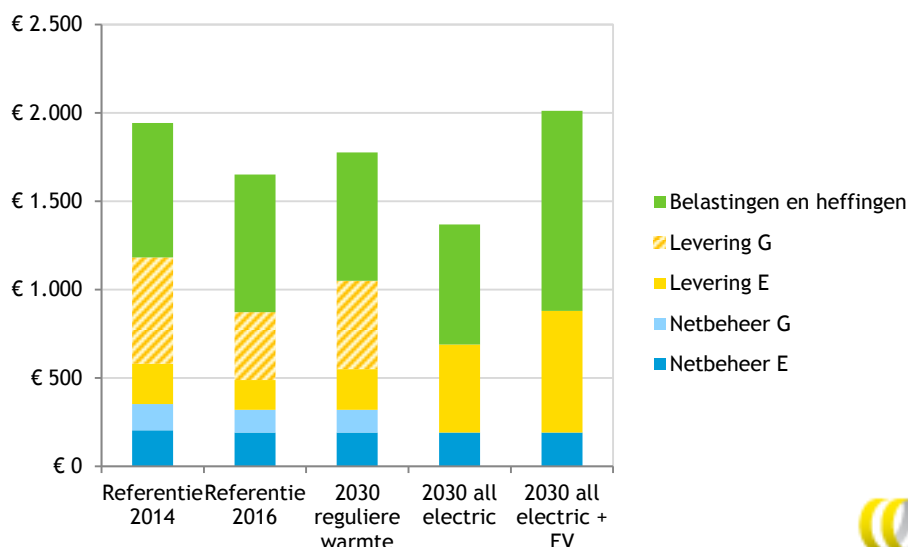
Bronnen: Voor de 2014- en 2016-leveringstarieven is uitgegaan van de prijsstelling van een van de grote energieleveranciers. Voor de nettarieven zijn de gegevens van Liander tarievenbladen gebruikt. Belastingtarieven: Belastingdienst. Voor 2030 is voor het leveringstarief is uitgegaan van het gewogen gemiddelde van de integrale kosten van windenergie, zon-PV en bio-WKK bepaald (LCOE uit Hoofdstuk 3). Gasprijs: Nationale Energieverkenning. Energiebelasting is onveranderd gehouden t.o.v. 2016. ODE: CE Delft inschatting. Nettarieven zijn gelijk gehouden aan de 2016 tarieven.



6.2 Resultaten energierekening

De resultaten van de energierekening zijn in Figuur 17 en Tabel 8 opgenomen.

Figuur 17 Effect op de gemiddelde energierekening



Wat opvalt is dat de energierekening tussen 2014 en 2016 zeer substantieel is gedaald door lagere gas- en elektriciteitsstarieven. Ook licht gedaalde kosten voor netbeheer dragen bij. In het eerste 2030 alternatief, met reguliere warmte, toont ondanks de besparing op elektriciteits- en gasverbruik een lichte stijging van de rekening ten opzichte van 2016. De rekening is nog wel substantieel lager dan in 2014. De 2030 all-electric optie valt in energiekosten duidelijker lager uit dan de 2016 rekening, naast het niet meer nodig zijn van de gasaansluiting is elektrisch verwarmen kosteneffectiever door het hogere rendement.

Installatiekosten zijn uiteraard niet inbegrepen en het verzwaren van de E-aansluiting is ook niet aangenomen. De all-electric case met elektrisch rijden kent hogere kosten dan 2014 en 2016, maar niet opgenomen in de figuur is de besparing op de kosten voor motorbrandstoffen van circa € 1000.

Tabel 8 Energierekening gemiddeld gezin (meer detail in Bijlage E)

		Referentie 2014	Referentie 2016	2030 regulier warmte	2030 all electric	2030 all electric + EV
Netbeheer	E	€ 203	€ 191	€ 191	€ 191	€ 191
	G	€ 148	€ 129	€ 128	-	-
Levering energie	E	€ 229	€ 168	€ 230	€ 497	€ 687
	G	€ 601	€ 384	€ 499	-	-
Belasting, heffingen		€ 760	€ 780	€ 726	€ 681	€ 1.133
Totaal		€ 1.942	€ 1.651	€ 1.775	€ 1.368	€ 2.010
			-€ 291 t.o.v. 2014	+€ 124 t.o.v. 2016	-€ 283 t.o.v. 2016	+€ 360 t.o.v. 2016

Overall is de conclusie dat effecten op de energierekening van een gemiddelde woning een transitie naar een duurzaam gebied-geoptimaliseerd energiesysteem zeker niet in de weg hoeft te staan.



7 Effecten op emissies

Een ander onderdeel dat van belang is voor het regionaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem Rivierenland zijn de milieueffecten (regionaal maar ook buiten de regio). In dit hoofdstuk kijken, volgend op wat in Hoofdstuk 3 over centrales gezegd is, naar de effecten op emissies naar lucht voor het doorgerekende referentiejaar (2014) en het 2030-scenario voor Rivierenland. De uitstoot van milieuschadelijke emissies is uiteraard slechts een van de relevante milieueffecten, maar wel een heel belangrijke. We kijken naar de effecten binnen het elektriciteitssysteem. In het 2030-scenario is aangenomen dat er energiegebruik verschuift van buiten naar het elektriciteitssysteem. De effecten van de verschuiving (daling van emissies van C.V.-ketels en personenauto's bijvoorbeeld) zijn niet in beeld gebracht maar komen er nog bij.

7.1 Emissiekentallen

De effecten brengen we in beeld met emissiefactoren voor de gebruikte energiebronnen voor elektriciteitsproductie. Voor de 2014-emissies is uitgegaan van de Nederlandse opwekkingsmix die is ontleend aan de gegevens van de NEV. Met behulp van emissiefactoren uit (CE Delft, 2010; CE Delft, 2014) is voor deze opwekkingsmix anno 2014 gemiddeld emissieprofiel bepaald (Tabel 9).

Het gaat vooral om lokale luchtverontreinigende emissies, maar de ketenemissies van de brandstofketen zijn ook meegenomen voor de conventionele technieken. Voor de windturbines en zon-PV-panelen is het klimaatteffect van de fabricage inbegrepen op grond van (CE Delft, 2010b).

Tabel 9 Kentallen gemiddelde mix 2014

	Eenheid	Gemiddelde waarde
CO ₂	g CO ₂ /kWh	441
CH ₄	mg CH ₄ /kWh	300
N ₂ O	mg N ₂ O/kWh	0,17
SO ₂	mg SO ₂ /kWh	34,5
NO _x	mg NO _x /kWh	210
PM10	mg PM10/kWh	12,1

Voor de emissies van het 2030-scenario is niet van deze mix gebruik gemaakt, maar is gebruik gemaakt van de emissiefactoren van bio-WKK, wind en zon uit Paragraaf 3.2.

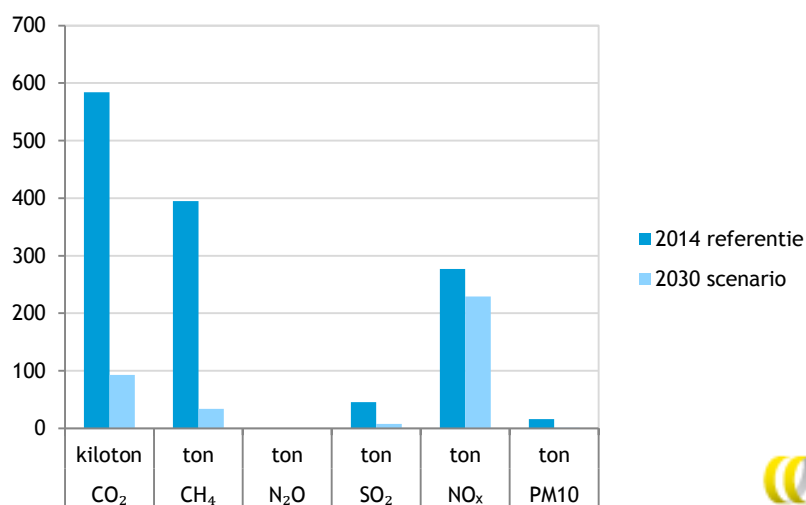


7.2 Resultaten

De resultaten staan in Figuur 18, de onderliggende getallen in Tabel 10.

Door de inzet van hernieuwbare bronnen was te verwachten dat de milieueffecten in het 2030 scenario gunstig uitpakken in vergelijking met de grotendeels conventionele elektriciteitsvoorziening van 2014. Dat zien we ook: de CO₂-uitstoot lijkt fors gedaald met 84%. CO₂-uitstoot die overblijft heeft te maken met de biogas-grondstofketen en met de fabricage plaatsing en onderhoud van windmolens en zon-PV panelen. Methaan-, lachgas-, zwaveldioxide- en fijnstofemissies zijn ook allemaal sterk gereduceerd. NO_x-emissies zijn als enige niet sterk gedaald, wat met de hogere uitstoot van (bio-)gasmotoren te maken heeft.

Figuur 18 Milieuvergelijking : emissies van het 2030 scenario en de referentie



Het is wel goed om nog een keer duidelijk te benadrukken dat het bovenstaande een ruwe benadering is. Emissiefactoren voor de toekomst zijn onzeker, en dat in het bijzonder voor biomassaketens. Een paar punten:

- De voor bio-WKK gebruikte emissiefactoren zijn geschat op basis van aardgas-WKK wat een fout introduceert.
- Emissies zoals voor bijvoorbeeld de NO_x-emissies van (bio)-WKK hangen daarnaast onder meer sterk af van de gebruikte techniek(en) voor rookgasreiniging, waar grote verschillen in bestaan (en daarnaast operationele aspecten, starts, stops, bepalingen in milieuvergunningen..).
- Het emissieprofiel van het gebruik van biomassa hangt sterk af van de soort biomassa (gewas), teeltwijze, of het een bijproduct is of dat het speciaal voor energiedoeleinden is geteeld, en waar het (geografisch) vandaan komt.

Tabel 10 Elektriciteitsopwekking en emissies van het 2030-scenario en de 2014-referentie

			2014 referentie	2030 scenario Rivierenland	Vershil
Opwek	Conventioneel	GWh	1317	-	
	Bio-WKK	GWh	-	884	
	Wind	GWh	55	524	
	Zon	GWh	12	349	
Emissies	CO ₂	kton CO ₂	584	93	-84%
	CH ₄	ton CH ₄	395	34	-91%
	N ₂ O	ton N ₂ O	0,22	0	-100%
	SO ₂	ton SO ₂	45	8	-83%
	NO _x	ton NO _x	277	229	-17%
	PM10	ton PM10	16	1,0	-94%

Concluderend kunnen we stellen dat de uitstoot van broeikasgassen in het scenario zeer fors is gedaald - een kleine 90% - terwijl het onderliggend elektriciteitsverbruik met bijna 30% is toegenomen door de gedeeltelijke elektrificatie van de warmtevraag en persoonlijke automobilititeit.

Dit is dus een zeer goed resultaat.

Als ook de besparing van een lagere uitstoot van lokale verwarming en van auto's zou worden meegenomen, dan zou de reductie van milieuschadelijke emissies nog groter uitvallen.



8 Nabeschuwing, conclusies

Dit onderzoek richtte zich op de belangrijkste verschillen tussen een toekomstig lokaal gebied-geoptimaliseerd energiesysteem en een conventioneel niet-geoptimaliseerde alternatief, gericht op de vraag waar de waarde zit die nuttig is om op te richten bij het ontwikkelen van energiediensten in het kader van de Betuwse Energie Samenwerking.

In het onderzoek is in een aantal hoofdstukken achtereenvolgens eerst ingezoomd op de soorten mogelijke voordelen die er te behalen zijn in de 'dimensies' transport, opwekking en gebruik van elektriciteit. Vervolgens is een 2030-scenario voor de regio Rivierenland ontwikkeld waarbij projecties zijn gemaakt van hoe de elektriciteitsvraag zich ontwikkelt en hoe groot de bijdrage van elektrificatie van warmte en vervoer kan zijn. Dit scenario is doorgerekend met het CEGRID model, wat ook het effect van slimme sturing en opslag op de pieknetbelastingen en netverliezen laat zien. Vervolgens is gekeken naar de betaalbaarheid voor gezinnen en de milieu-impact.

Hieronder beschouwing van de belangrijkste zaken waar op grond van dit onderzoek maatschappelijk en commercieel waarde ligt.

Transport van elektriciteit

Binnen het transport van elektriciteit waren een groot aantal (technische) vragen gesteld, over netverliezen, over hoe netbeheerders met kwaliteit en betrouwbaarheid om gaan, en wat het kosteneffect van een nieuwe nettopologie kan zijn.

Over netverliezen werd geconstateerd dat des te dichter invoeding bij gelijktijdige afname zit, des te geringer de netverliezen worden omdat de energie door minder lengte kabels en lijnen hoeft, en hierbij ook minder transformatiestappen ondergaat. Netverliezen bedragen, als van centrale invoeding naar decentraal gebruik gerekend wordt, ca 6-7% van de elektriciteit. Gemiddeld over alle centrale en decentrale productie en gebruik gaat het om ongeveer 4%. Dit geeft richting voor de waarde die hierin te zoeken is, als bijvoorbeeld 3% netverliezen worden voorkomen dan kan dat energievolume worden bespaard en dat is winst van een slim concept. Aan de andere kant hebben we ook geconstateerd dat het niet een vast gegeven is dat een decentraal optimaliserend concept altijd minder netverliezen zal hebben dan het huidige concept, immers de ohmse weerstand van kabels en lijnen bepaalt sterk de kabels en lijnen en de netverliezen lopen daarbij kwadratisch op met de stroomsterkte, waardoor zwaar belaste kabels hoge netverliezen kilometer kennen. Het is dus van belang om voor echt precies naar het daadwerkelijke systeem en de topologie te gaan kijken.

Netbeheerders sturen op een groot aantal kwaliteitsparameters ten aanzien van de betrouwbaarheid (bv. SAIDI) en spanningskwaliteit (Frequentiestabiliteit, spanningsvariatie, spanningsasymmetrie, harmonische vervorming, spanningsdips). Zon-PV omvormers en windmolens kunnen (vaak optioneel) wel bijdragen aan deze aspecten, en decentrale technieken kunnen bijdragen aan spanningskwaliteit op bovenliggende netvlakken. Voor een verdienmodel is dit alles wel lastig omdat er wel kosten voor worden gemaakt om op deze parameters te sturen, maar er is geen markt voor.



Het valt binnen de wettelijke en geregleerde taak van de netbeheerder om de parameters te handhaven, naast dat er ook wettelijke eisen ten aanzien van elektrische installaties die worden aangesloten. Het primaat zal liggen bij netbeheerders om deze diensten in te kopen wanneer de parameters in het geding komen. De waarde is er wel degelijk, onderbrekingen van de stroomvoorziening zijn geld waard zoals de compensatievergoedingen laat zien, en als bijvoorbeeld *curtailment* wordt voorkomen door betere spanningsregeling, dan leidt dit tot minder verlies aan duurzame energie.

Over netwerktopologie in relatie tot inpassing van hernieuwbare productie-eenheden is geconstateerd dat netbeheerders capaciteitsvraagstukken in beginsel op moet lossen tegen de laagst mogelijke systeemkosten, maar dat ze niet/bepert met innovatieve diensten op het gebied van energiesturing rekenen. Het is mogelijk dat investeringen lager kunnen zijn als dat wel gedaan wordt. In de scenario-doorrekening is geconstateerd dat de piekbelastingen sterk gaan stijgen in de scenario's voor 2030, maar dat slimme sturing dit weer grotendeels kan tegengaan. Als netverzwaringen kunnen worden voorkomen, dan leidt dit tot een evident grote waarde component. Afhankelijk van de lokale situatie (stedelijk, landelijk) en het spanningsniveau kan een netverzwaring circa 500-2000 € kosten, per kW extra transport-capaciteit die wordt gerealiseerd (CE Delft & KEMA, 2012; Ecofys, 2014).

Opwekking van elektriciteit

Het kostenprofiel van een aantal decentrale technieken is vergeleken met centrale technieken. De decentrale duurzame technieken kennen iets hogere maar desondanks redelijk vergelijkbare directe kostenstructuur over de levenscyclus (LCOE).

De kosten van opslag van elektriciteit in accu's over de levensduur (LCOS) is wel een significante kostenpost, deze bedraagt een veelvoud van de opwekkingskosten van de decentrale elektriciteit.

Het effect van de kosten op de betaalbaarheid wordt hieronder nog toegelicht. De kosten van de decentrale duurzame technieken zijn hoger dan kosten van centrale opwekking van elektriciteit met kolen- en gascentrales, zolang de externe kosten van de milieuschade van conventionele gas- en kolencentrales niet wordt gecompenseerd door bijvoorbeeld hoge CO₂-prijzen. Zo lang dit niet gebeurt, ligt er dus niet meteen een financiële incentive waarmee waarde voor particuliere of zakelijke afnemers is te creëren.

De beschouwde decentrale technieken kennen veel lagere milieuschadelijke emissies vergeleken met gas- en kolencentrales. CO₂-emissies van het elektriciteitssysteem dalen een kleine 90%, terwijl er daarnaast ook nog sprake is van minder uitstoot voor warmte-opwek en vervoer. Dit aspect is wel zeer waardevol voor nieuw te ontwikkelen energiediensten.

De fysieke lokale inpasbaarheid van 30 km² windenergie is wel lastig, het ruimtebeslag is fors. De inpasbaarheid van zon-PV is zeker geen knelpunt. Er is niet gekeken naar de ruimtelijke aspecten van de biomassa voor de bio-WKK.



Gebruik van elektriciteit

Als gebruikers ook producenten worden (*prosumers*), dan gaan ze energie besparen omdat ze bewuster worden en professioneler omgaan met energiegebruik. Dit aspect is in veel studies aangetoond en houdt ook stand. Maar als gebruikers op andere wijze professioneler met energie omgaan en bewuster worden, dan geldt dit ook. Er zijn een aantal bijkomende voordelen van een decentraal energiesysteem die enerzijds het effect van bewustwording versterken: duurzaamheid, onafhankelijkheid, voorzieningszekerheid, actie. Dit zijn zaken die zeker moeten worden meegenomen als diensten op de consument worden vormgegeven. Het effect van de hogere opwekkingskosten is vertaald naar effecten op de energierekening van een gemiddelde woning in Rivierenland (als proxy voor gemiddeld gezin). Een aantal cases zijn hiertoe doorgerekend: woning met reguliere verwarming, all-electric, elektrisch rijden. Het blijkt dat ten opzichte van de referentie (de jaren 2014 en 2016) dat de gemiddelde energierekening daalt of beperkt stijgt. Als elektrisch wordt gereden stijgt de energierekening, maar daartegenover staat dan natuurlijk wel een besparing aan brandstof waardoor onder de streep een besparing resulteert. Concluderend kunnen we stellen dat de energierekening zeker geen belemmering is voor de beoogde transitie.



Referenties

ACCRES, 2015. *Wat levert een Zonneweide per ha op?*, Wageningen: Wageningen UR.

ACM, 2016a. *Netcode elektriciteit*. [Online]
Available at: http://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2016-06-30#Hoofdstuk3_Paragraaf3.2

ACM, 2016b. *Vergoeding bij stroomstoringen*. [Online]
Available at: <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/loket/afnemers-van-energie/elektriciteit/vergoeding-bij-stroomstoringen/>

Alliander, 2016. *Jaarverslag 2015*, Arnhem: Alliander.

Berenschot, CE Delft, ISPT, 2015. *Power 2 Products - over de resultaten, conclusies en vervolgstappen*, s.l.: Berenschot, CE Delft, ISPT.

BES, 2016. *Projectplan BES d.d. 2016-04-28*, s.l.: s.n.

CBS, 2016. *CBS Statline: Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik*, Heerlen: s.n.

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, 2010. *Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2010b. *Ketenemissies hernieuwbare elektriciteit*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2010. *External Costs and Benefits of Electricity*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2011. *Conversiefactoren voor de CO2-prestatieladder ProRail Update factoren 2011*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2014. *Achtergrondgegevens stroometikettering 2013*, Delft: CE Delft.

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

CEER, 2015. *CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply*, Brussel: CEER.

Cobben, Prof.dr.ir. J.F.G., 2016. *Nieuwe ontwikkelingen, nieuwe uitdagingen om power quality hoog te houden*. [Online]
Available at: <http://blog.movares.nl/nieuwe-ontwikkelingen-nieuwe-uitdagingen-om-power-quality-hoog-te-houden/>

DNV GL, 2012. *PV effects on distribution systems - Energy in Transition blog*. [Online]



Available at: <http://blogs.dnvgl.com/energy/pv-effects-on-distribution-systems>

ECN & DNV GL, 2015. *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016*, Petten: ECN.

ECN, 2015. *Nationale Energieverkenning 2015*, Petten: ECN.

Ecofys, 2014. *Waarde van slimme netten*, Utrecht: Ecofys.

Enduris, 2015. *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument elektriciteit 2016-2025*, Middelburg: s.n.

EXE, 2015. *EXE - Energy Exchange Enables*. [Online]
Available at: <https://energy-exchange-enablers.com/>

IEA, 2015. *Projected Costs of Generating Electricity*, s.l.: IEA.

IEA, 2015. *World Energy Outlook 2015*, s.l.: IEA.

KEMA, 2009. *Bepaling van de netverliezen in het 110 en 150 kV net*, Arnhem: KEMA.

KEMA, 2011. *Onderzoek naar de methodologie voor de verdeling van de kosten van netverliezen*, Arnhem: KEMA.

Ministerie van EZ, 2016. *Wijziging van de Wet opslag duurzame energie in verband met de vaststelling van tarieven*, Den Haag: s.n.

Netbeheer Nederland, 2015. *Vorig jaar 4.676 energiediefstallen bij hennepkwekerijen gestopt*. [Online]
Available at:
<http://www.netbeheernederland.nl/nieuws/nieuwsbericht/?newsitemid=928514048>

Opila, D. F., Zeynu, A. M. & Hiskens, I. A., 2010. Wind Farm Reactive Support and Voltage Control. *2010 IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control*, pp. VIII (IREP), August 1-6, 2010, Buzios, RJ, Brazil.

PBL & DNV GL, 2014. *Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland*, s.l.: PBL.

PBL en CPB, 2015. *Cahier Regionale ontwikkelingen en verstedelijking*, Den Haag: PBL.

Phase to Phase B.V., 2016. *Typen netcomponenten t.b.v. Vision en Gaia (Excelbestand)*, Arnhem: s.n.

Rijkswaterstaat, 2016. *Klimaatmonitor Database*, s.l.: s.n.

RVO, 2016. *Windenergie op land / Techniek / Netinpassing*. [Online]
Available at: <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/windenergie-op-land/techniek/netinpassing>

Siemens, 2012. *Siemens Reactive Power at No Wind - Support the grid even when the wind is not blowing*, Brande, Denmark: Siemens AG.

SMA, 2009. *Why reactive power is important - and no problem with SMA technology*. [Online]
Available at: <http://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/sma-shifts-the-phase.html>

SMA, 2015. *Omvormerinstellingen Nederland*. [Online]
Available at: https://www.sma-benelux.com/nl_BE/kenniscentrum/during/omvormerinstellingen-voor-nederland.html

Tesla, 2016. *Powerpack*. [Online]
Available at: https://www.teslamotors.com/nl_NL/powerpack

TKF, 2015. *TwenPower medium voltage XLPE cables*, Haaksbergen: BV Twentsche Kabelfabriek.

Wikipedia, 2016. *Cos phi compensatie*. [Online]
Available at: https://nl.wikipedia.org/wiki/Cos_%CF%86-compensatie

WJZ/4082582, 2004. *Regeling kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas*. [Online]
Available at: <http://wetten.overheid.nl/BWBR0017793/2016-07-01#Hoofdstuk3>



Bijlage A Weerstandswaarden

Tabel 11 geeft voor enige typen LS en MS kabels de typerende weerstandswaarde van de kabel per km.

Tabel 11 Weerstandswaarden

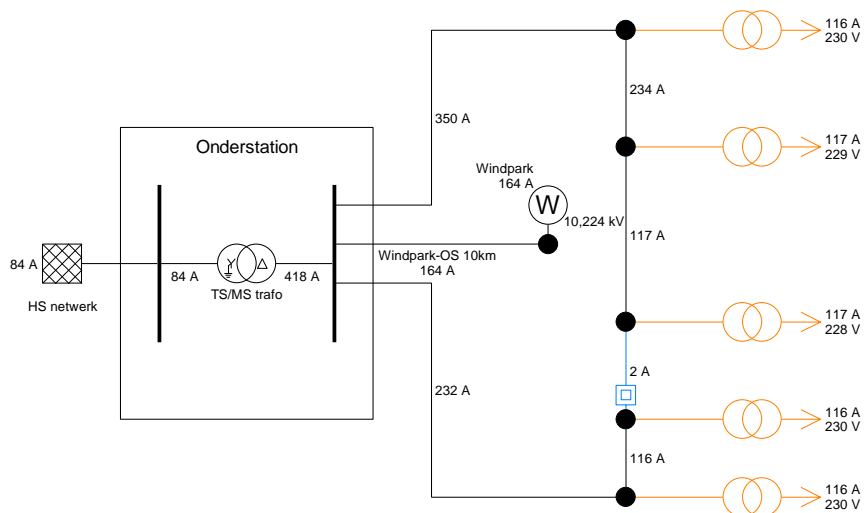
	Naam	Korte naam	U _{nom}	R
			kV	Ω/km
LS	GPLK 4*6 Curm	6 Cu	0,75	3,061
	GPLK 4*25 Curm	25 Cu	0,75	0,726
	GPLK 4*50 Cusvm	50 Cu	0,75	0,387
	4* 50 VMvK/Alk	50 Al	0,75	0,641
MS	3*240 AL GPLK 8/10	240 Al	10	0,127
	3*240 CU GPLK 10/10	240 Cu	10	0,078
	3*400 CU GPLK 10/10	400 Cu	10	0,049
	3x1*630 AL XLPE 6/10 trefoil	630 Al	10	0,049
	3x1*1000 CU XLPE 6/10 trefoil	1000 Cu	10	0,0257
	3*240 CU GPLK 18/30	240 Cu	30	0,093

Bron: (Phase to Phase B.V., 2016)

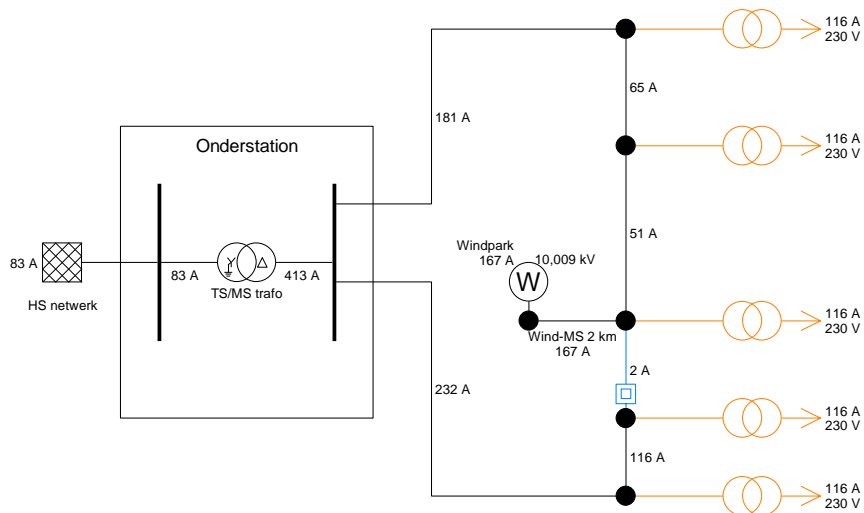
Bijlage B Mogelijke topologieën aansluiten windpark

Om het effect van de langere kabels en topologie, zoals besproken in Paragraaf 2.3, in beeld te brengen is dit geïllustreerd middels het programma Vision. Hierbij kan ook bekeken worden hoe netverliezen anders worden in de hypothetische varianten.

Figuur 19 Variant 1 - aansluiten van het windpark op het onderstation



Figuur 20 Variant 2 - aansluiten van het windpark op een MS koppelpunt



Transport van de windstroom over de langere kabel geeft meer netverliezen. Bij een 3*800CU GPLK 10 kV kabel is dit voor 3 MW windoutput 24 kW over de 10 km kabel (variant 1) en bij eenzelfde kabel van 2 km (variant 2) is dit 4,9 kW, vermeerderd of verminderd met de effecten in de rest van de MS ring, wat weer afhangt van die configuratie. In dit voorbeeld is er op de MS ring vraag naar de windstroom, waardoor er juist minder transport van elektriciteit over de MS ring ontstaat, wat dus tot nog minder net- en transformatorverliezen leidt. (Het totale verschil in bovenstaand voorbeeld bedraagt ca 100 kW bij volle 10 MW windoutput).



Bijlage C Netmodel CEGRID

Doel

CEGRID is een versimpelde weergave van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk. Het model maakt onderscheid tussen invoeding en afname op een drietal representatieve spanningsniveaus (hoog-/midden-/laagspanning).

Met CEGRID kunnen doorrekeningen worden gemaakt van verschillende scenario's over het toekomstige energiesysteem, om daarmee de effecten op het lokale/regionale net in beeld te brengen. Hierbij is de elektriciteitsvraag, de invoeding van zon-PV, windenergie, penetratiegraden van warmtepompen en de aantallen elektrische auto's aanpasbaar. Voor elektrische auto's is ook het laadprofiel aanpasbaar.

De opdeling in drie hoofdnetvlakken (spanningsniveaus) en uitwisselingen daartussen, volgt in grote lijnen de indeling van reeds bestaande modellen:

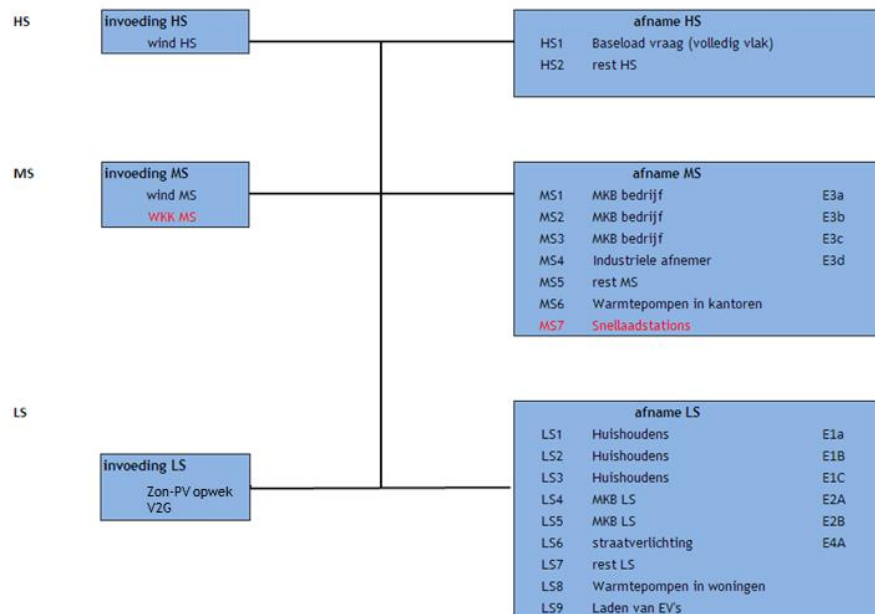
- model D-Cision: zie (CE Delft, 2010);
- profielmodel DNV GL (voorheen KEMA), zie o.a. (CE Delft & KEMA, 2012; PBL & DNV GL, 2014; CE Delft & DNV GL, 2014).

Het model omvat geen detailmodellering van nettopologie. Daarom is de vertaling van gemodelleerde effecten op de netbelasting naar benodigde uitbreidingsinvesteringen met behulp van kentallen gewaardeerd.

Structuur - inputparameters en data

De structuur van CEGRID op hoofdlijnen is in Figuur 21 gevisualiseerd. Het model bevat een beperkt aantal profielen en databronnen.

Figuur 21 Structuur input en data CEGRID



Inputparameters

Het model bevat een aantal profielen waarmee de netbelasting op een netvlak kan worden gesimuleerd. De bijbehorende volumes (bijvoorbeeld jaar-energievraag per type aansluiting/profiel) zijn gekalibreerd op basis van CBS-data over 2013. Voor warmtepompen en EV's is een eigen module opgenomen. Het restprofiel is opgesteld met de mismatch tussen TenneT-centrale invoeding en de EDSN-vraagprofielen, omdat de gebruikte data voor veel van de vraagprofielen (EDSN) samen niet optellen tot de totale systeemvraag.

LS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het LS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag aansluiting: huishoudens en kleine utiliteit.
- Warmtepomp profiel.
- EV-laadprofiel voor thuis, op het werk en overal laden.
- Restprofiel.

MS-vraagprofielen

- Vraagprofielen op het MS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag van grote utiliteit en industrie.
- Warmtepompprofiel.
- Vraagprofielen voor aansluitingen (MKB/industrie).
- Restprofiel.

HS-vraagprofielen

- Vraagprofiel voor grote industrie (vlak).
- Restprofiel.

LS-invoeding

- Zon-PV productie (o.b.v. KNMI instralingsdata).
- Invoeding van EV's die ontladen: *vehicle-to-grid*.

MS-invoeding

- Wind op land productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).

HS-invoeding

- Wind op zee productie (o.b.v. KNMI klimaatdata).
- Centrale productie (TenneT-data).

Output van CEGRID

CEGRID levert de uurlijkse gelijktijdige netbelasting per netvlak, alsmede de uitwisselingen tussen netvlakken, en ohmse verliezen. De netbelastingen worden gesorteerd in jaarduurkrommes.

Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerkcomponenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregereert deze. Om een uitspraak te doen over de belastingen van individuele componenten kunnen de modeluitkomsten gebruikt worden in combinatie met statistieken over de statistische huidige belastingverdeling van de relevante individuele netcomponenten.

Verschillen in piekbelastingen kunnen dan vervolgens via een kostenkental worden vertaald naar de verwachte investeringsomvang. Het model levert dus niet direct de investeringskosten in netten op maar dat kan wel.



Modules voor elektrisch laden

Het model biedt drie keuzes voor hoe de gesimuleerde elektrische auto's worden geladen:

1. Normaal laden.
2. Slim laden.
3. Slim laden met ontladen (*vehicle-to-grid*).

Deze zijn verder gedetailleerd in de (CE Delft, 2015).

Vraagsturing

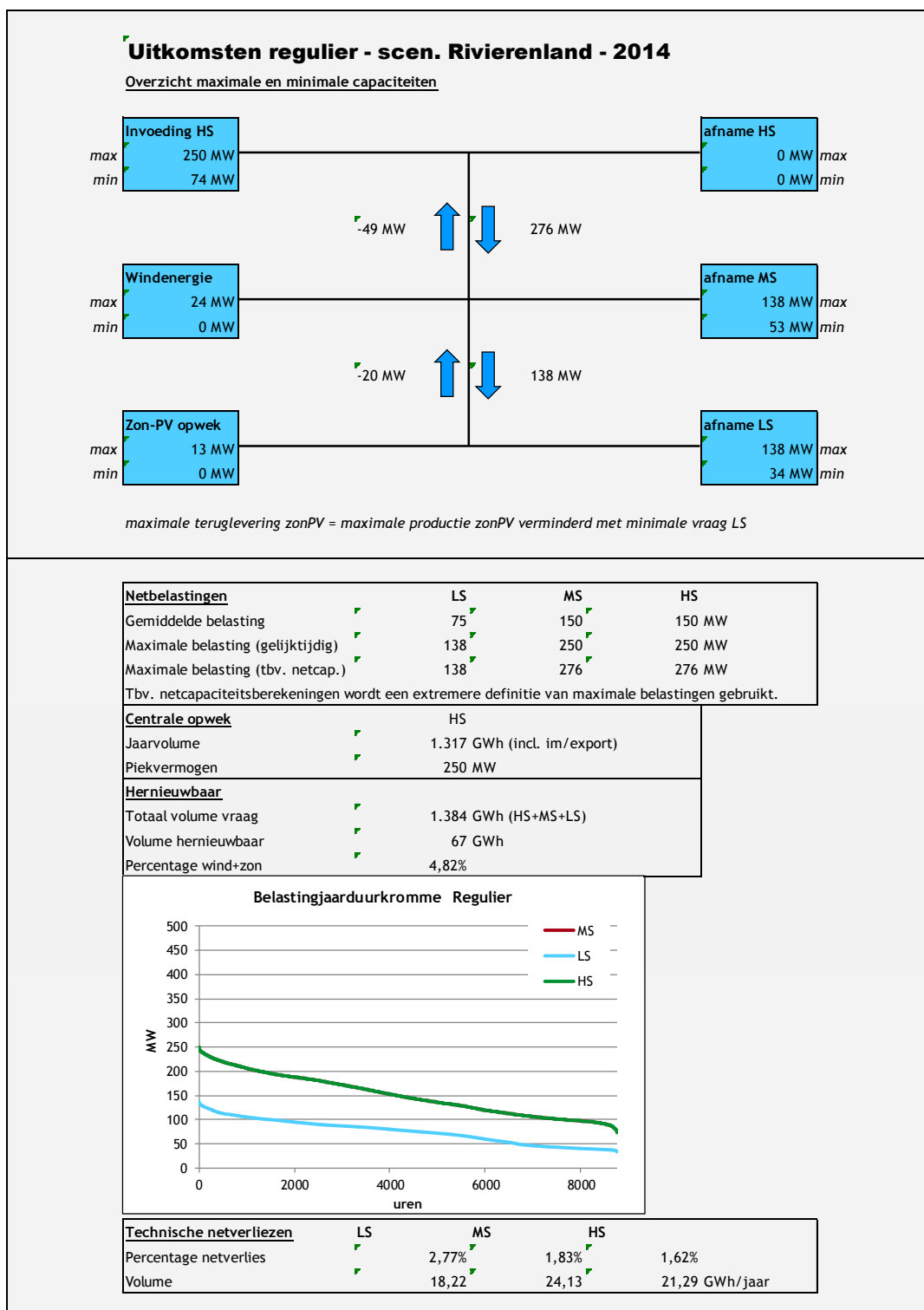
Het model bevat een eenvoudig algoritme voor het modelleren van vraagsturing door middel van prijs incentives. Een bepaald piekreductiepercentage wordt op de hoogste belastingpieken per netvlak toegepast. De gebruikte percentages en het aantal uren per jaar dat deze worden toegepast staan in de onderstaande tabel. De percentages zijn gebaseerd op de literatuurstudie in de studie (CE Delft & KEMA, 2012), maar voor deze studie conservatiever ingeschat (mede omdat we ook al slim elektrisch laden toepassen met een apart algoritme).

		Dagelijkse prijsprikkel	Extreme prijsprikkel
Huishoudens	Piekreductie %	4%	10%
Utiliteit		10%	10%
Industrie		10%	10%
Toepassingsduur	Uren per jaar	400	50

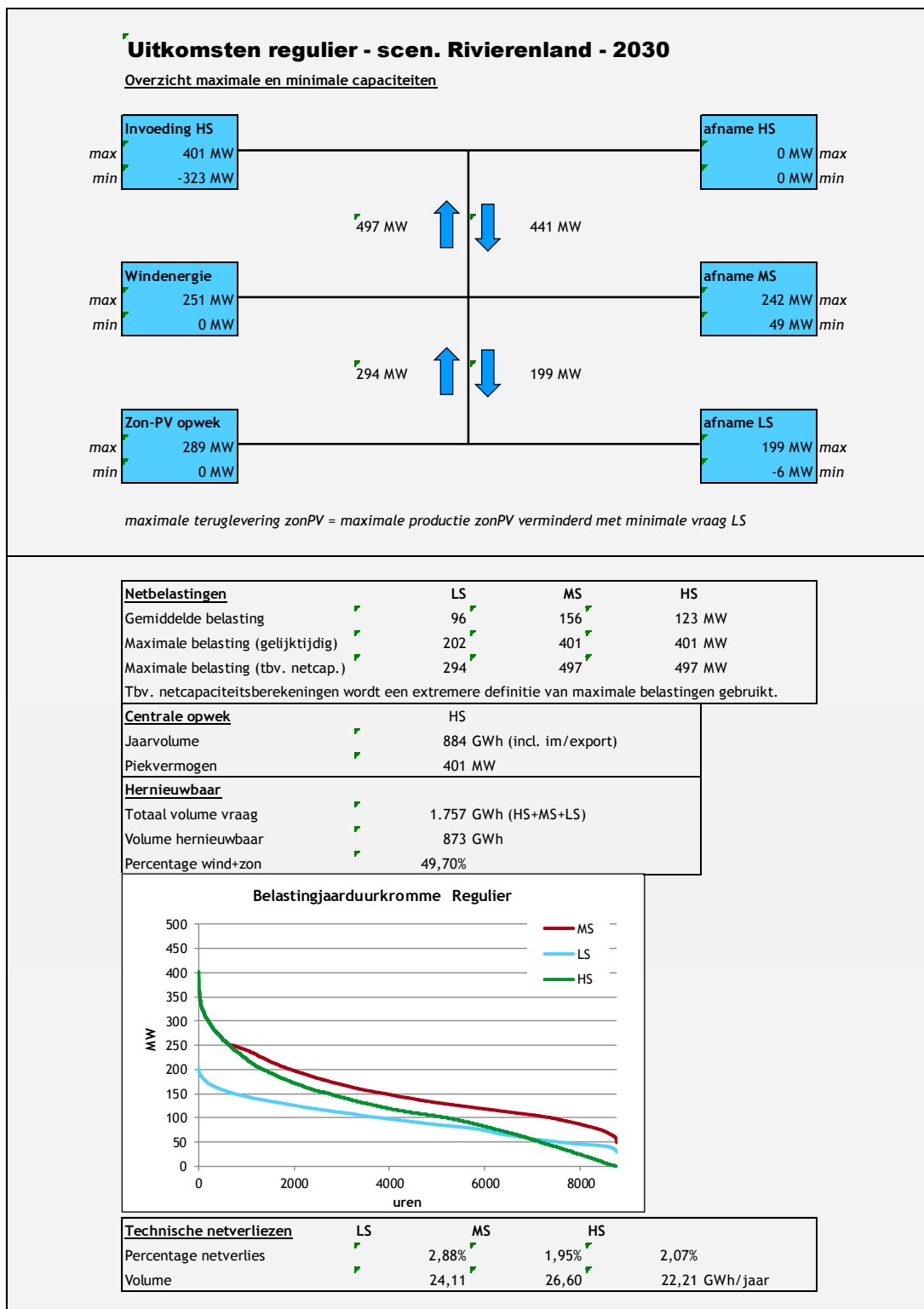


Bijlage D Resultaten simulaties

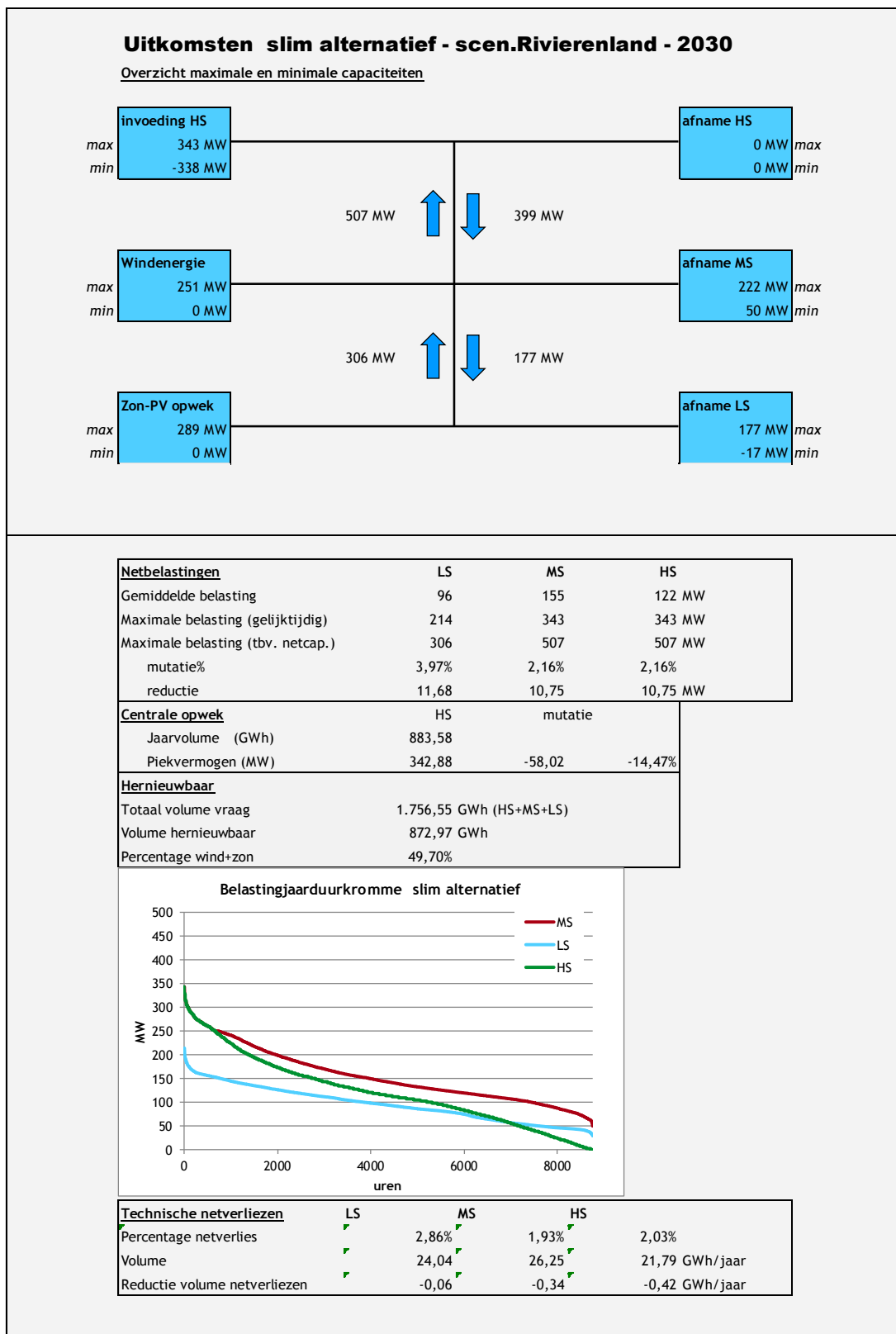
D.1 Scenario 2014



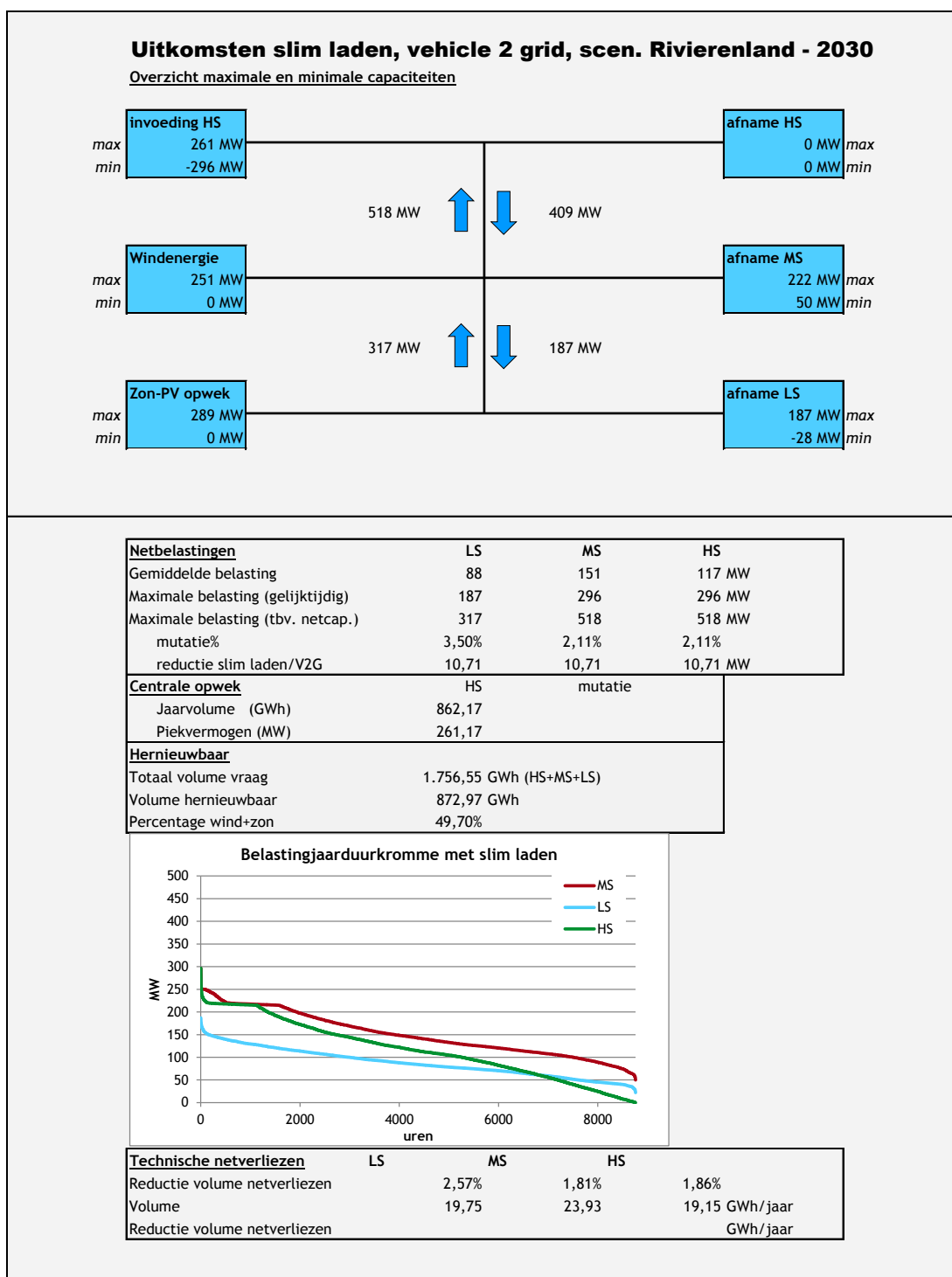
D.2 Scenario 2030 - regulier



D.3 Scenario 2030 - peak shaving



D.4 Scenario 2030 peak shaving & slim laden & vehicle to grid



Bijlage E Resultaten energierekeningen

In deze bijlage zijn de volledige doorgerekende energierekeningen opgenomen, waarnaar in Hoofdstuk 6 wordt verwezen.

E.1 Referentie 2014

Energiekening		Periode 1-1-2014 tot 1-1-2015		
Elektriciteit	Omschrijving	Aantal	Prijs	Bedrag (excl. BTW)
	Levering enkeltarief	3.526 kWh	€ 0,056957	€ 200,84
	PV teruglevering	-64 kWh	€ 0,056957	€ -3,66
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 2,685950	€ 32,23
	Energiebelasting (EB), 1e schijf	3.492 kWh	€ 0,118500	€ 413,76
	Opslag Duurzame Energie (ODE)	3.492 kWh	€ 0,002300	€ 8,03
	Af: Heffingskorting			€ -318,62
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	366 dagen	€ 0,555000	€ 203,13
Bruto elektriciteit (excl. BTW)				€ 535,71
Netto elektriciteit (incl. BTW)				€ 648,21
Gas	Levering gas	1.650 m ³	€ 0,341785	€ 563,95
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 3,099174	€ 37,19
	Energiebelasting	1.650 m ³	€ 0,1894000	€ 312,51
	Opslag Duurzame energie	1.650 m ³	€ 0,004600	€ 7,59
	Capaciteitstarief gas G1	366 dagen	€ 0,385900	€ 141,24
	Regiotoeslag G1 regio C	1.650 m ³	€ 0,003900	€ 6,44
Bruto gas (excl. BTW)				€ 1.068,91
Netto gas (incl. BTW)				€ 1.293,38
Totaal energie incl. BTW				€ 1.941,60

E.2 Referentie 2016

Energiekening		Periode 1-1-2016 tot 1-1-2017		
Elektriciteit	Omschrijving	Aantal	Prijs	Bedrag (excl. BTW)
	Levering enkeltarief	3.526 kWh	€ 0,039174	€ 138,14
	PV teruglevering	-64 kWh	€ 0,039174	€ -2,52
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 2,685950	€ 32,23
	Energiebelasting (EB), 1e schijf	3.492 kWh	€ 0,100700	€ 351,61
	Opslag Duurzame Energie (ODE)	3.492 kWh	€ 0,005400	€ 18,85
	Af: Heffingskorting			€ -310,81
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	366 dagen	€ 0,520900	€ 190,65
Bruto elektriciteit (excl. BTW)				€ 418,15
Netto elektriciteit (incl. BTW)				€ 505,96
Gas	Levering gas	1.650 m ³	€ 0,210000	€ 346,50
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 3,099174	€ 37,19
	Energiebelasting	1.650 m ³	€ 0,2516800	€ 415,27
	Opslag Duurzame energie	1.650 m ³	€ 0,011100	€ 18,32
	Capaciteitstarief gas G1	366 dagen	€ 0,334500	€ 122,43
	Regiotoeslag G1 regio C	1.650 m ³	€ 0,003900	€ 6,44
Bruto gas (excl. BTW)				€ 946,14
Netto gas (incl. BTW)				€ 1.144,83
Totaal energie incl. BTW				€ 1.650,79



E.3 2030 reguliere warmte

Energierkening		Periode 1-1-2030 tot 1-1-2031		
Elektriciteit	Omschrijving	Aantal	Prijs	Bedrag (excl. BTW)
	Levering enkeltarief	2.645 kWh	€ 0,074915	€ 198,13
	PV teruglevering	-1.107 kWh	€ -	€ -
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 2,685950	€ 32,23
	Energiebelasting (EB), 1e schijf	2.049 kWh	€ 0,100700	€ 206,32
	Opslag Duurzame Energie (ODE)	2.049 kWh	€ 0,033750	€ 69,15
	Af: Heffingskorting			€ -310,81
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	366 dagen	€ 0,520900	€ 190,65
Bruto elektriciteit (excl. BTW)				€ 385,66
Netto elektriciteit (incl. BTW)				€ 466,65
Gas	Levering gas	1.400 m ³	€ 0,330000	€ 462,00
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 3,099174	€ 37,19
	Energiebelasting	1.400 m ³	€ 0,2516800	€ 352,35
	Opslag Duurzame energie	1.400 m ³	€ 0,072500	€ 101,50
	Capaciteitstarief gas G1	366 dagen	€ 0,334500	€ 122,43
	Regiooeslag G1 regio C	1.400 m ³	€ 0,003900	€ 5,46
Bruto gas (excl. BTW)				€ 1.080,93
Netto gas (incl. BTW)				€ 1.307,92
Totaal energie incl. BTW				€ 1.774,58

E.4 2030 all electric

Energierkening		Periode 1-1-2030 tot 1-1-2031		
Elektriciteit	Omschrijving	Aantal	Prijs	Bedrag (excl. BTW)
	Levering enkeltarief	6.203 kWh	€ 0,074915	€ 464,71
	PV teruglevering	-1.107 kWh	€ -	€ -
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 2,685950	€ 32,23
	Energiebelasting (EB), 1e schijf	5.607 kWh	€ 0,100700	€ 564,67
	Opslag Duurzame Energie (ODE)	5.607 kWh	€ 0,033750	€ 189,25
	Af: Heffingskorting			€ -310,81
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	366 dagen	€ 0,520900	€ 190,65
Bruto elektriciteit (excl. BTW)				€ 1.130,70
Netto elektriciteit (incl. BTW)				€ 1.368,15
Gas	Levering gas	0 m ³	€ 0,330000	€ -
	Vastrecht leverancier	0 maanden	€ 3,099174	€ -
	Energiebelasting	0 m ³	€ 0,2516800	€ -
	Opslag Duurzame energie	0 m ³	€ 0,072500	€ -
	Capaciteitstarief gas G1	0 dagen	€ 0,334500	€ -
	Regiooeslag G1 regio C	0 m ³	€ 0,003900	€ -
Bruto gas (excl. BTW)				€ -
Netto gas (incl. BTW)				€ -
Totaal energie incl. BTW				€ 1.368,15



E.5 2030 all electric + elektrische auto

Energierkening		Periode 1-1-2030 tot 1-1-2031		
Elektriciteit	Omschrijving	Aantal	Prijs	Bedrag (excl. BTW)
	Levering enkeltarief	8.738 kWh	€ 0,074915	€ 654,63
	PV teruglevering	-1.107 kWh	€ -	€ -
	Vastrecht leverancier	12 maanden	€ 2,685950	€ 32,23
	Energiebelasting (EB), 1e schijf	8.143 kWh	€ 0,100700	€ 819,96
	Opslag Duurzame Energie (ODE)	8.143 kWh	€ 0,033750	€ 274,81
	Af: Heffingskorting			€ -310,81
	Capaciteitstarief elektriciteit 3x25A	366 dagen	€ 0,520900	€ 190,65
Bruto elektriciteit (excl. BTW)				€ 1.661,47
Netto elektriciteit (incl. BTW)				€ 2.010,38
Gas	Levering gas	0 m ³	€ 0,330000	€ -
	Vastrecht leverancier	0 maanden	€ 3,099174	€ -
	Energiebelasting	0 m ³	€ 0,2516800	€ -
	Opslag Duurzame energie	0 m ³	€ 0,072500	€ -
	Capaciteitstarief gas G1	0 dagen	€ 0,334500	€ -
	Regiooeslag G1 regio C	0 m ³	€ 0,003900	€ -
Bruto gas (excl. BTW)				€ -
Netto gas (incl. BTW)				€ -
Totaal energie incl. BTW				€ 2.010,38