Inzet van innovatieve technologie bij het beheersen van de energiesysteemkosten op weg naar een energieneutraal Noord-Brabant

Auteur

Jheronimus Academy of Data Science, Tilburg University

Dr.ir. G.L.A. de Leede

Professor of Practice Smart Cities

In samenwerking met

eRisk Group

Ruut Schalij

Weert en Utrecht, September 2019

De Provincie Noord-Brabant heeft zich tot doel gesteld de energievoorziening met grotendeels lokale bronnen te verduurzamen van 50% in 2030 naar 100% in 2050. Als gevolg hiervan zal de CO2 uitstoot in 2030 met 50% zijn gereduceerd en in 2050 met minimaal 90% (ten opzichte van 1990). Een groot deel van de verduurzaming komt door het elektrificeren van de energievraag. Voor die elektriciteit wordt vooral ingezet op zonnepanelen en wind op land. Deze duurzame elektriciteit kan door middel van warmtepompen en WKO-installaties ook voorzien in de warmtevraag en door de inzet van elektrische auto's in de mobiliteitsbehoefte.

Dit rapport bespreekt de verduurzaming van de energievraag van de gebouwde omgeving en mobiliteit. De beschikbare technologieën om tot verduurzaming van de energievoorziening te komen zijn voornamelijk zonnepanelen en wind op land voor het opwekken van de elektriciteit. Voor de warmte en mobiliteitsvraag staan een aantal technologieën ter beschikking (met warmtepompen, WKO-installaties en elektrische auto’s als meest bekende). Het elektrificeren van de energievoorziening zorgt ervoor dat, indien er geen maatregelen worden genomen, hoge pieken op het elektriciteitsnet kunnen optreden. Daarnaast zal in toenemende mate elektriciteit worden geproduceerd op een ander moment dan dat het wordt gebruikt. Om vraag en aanbod te matchen en om netinvesteringen beheersbaar te houden zal daarom meer gebruik moeten worden gemaakt van energieconversie en smart grids. De nu relevante technologieën en hun waarschijnlijke rol in de Brabantse energietransitie worden in dit rapport besproken.

Met dank aan geraadpleegde bedrijven en kennisinstellingen, in willekeurige volgorde:

Alfen, Ateps, Elestor, Scholt Energy, Solliance, TU/e, JADS, DIFFER, Hygro, Emmet, Ecovat, Nouryon, Hygro, Gasunie, Friesland Campina, Enexis, Alliander, Engie.

Speciale dank gaat uit naar Auke Hoekstra en Naud Loomans van Zenmo, voor berekeningen, discussies en adviezen.

Contents

Samenvatting en conclusies 6
Context en introductie 6
Analyse van de systeemkosten na introductie van duurzame technologieën in de gebouwde omgeving en mobiliteitssector 6
Modelmatige aanpak 6
Technologieën die kansen bieden voor Noord- Brabant 8
Conclusies 8
Belemmeringen en aanbevelingen 10
Slotwoord 11
1 Introductie 12
1.1 Reikwijdte en aanpak 12
1.1.1 Focus van de studie 12
1.2 Klimaatakkoord – consequenties voor Noord-Brabant 14
1.3 Energievraag en aanbod 14
2 Het modelleren van energiesysteemkosten 16
3 Technologieën 17
3.1 De impact van leercurven 17
4 Energieproductie 19
4.1 Zon-PV 20
4.2 Wind op Land 21
5 Energievraag 22
5.1 Elektrolyse 22
5.2 Elektrische auto's met lithium-ion batterijen (BEV) of waterstof (FCEV) 24
5.2.1 Elektrisch rijden (BEV) 24
5.2.2 Waterstof auto (FCEV) 24
5.3 Warmtetechnologieën 25
5.3.1 Infrarood verwarming 25
5.3.2 Geothermie 26
5.3.3 WKO 27
5.3.4 Warmtepompen 27
5.3.5 Warmtenetten 27
5.3.6 Zonthermisch 28
6 Vraag/aanbodsturing (smart grids) en Energieconversie 30
6.1.1 Smartgrid technologieën 30
6.1.2 Slimme vraag- en aanbodsturing 30

6.1.3 Demand response 31
6.2 Energieconversie 31
6.2.1 Brandstofcellen 31
6.2.2 Batterijen 32
6.2.3 Warmteopslag 33
6.2.4 Waterstof 34
7 Ontwikkeling energieverbruik Provincie Noord-Brabant 2019-2030 35
7.1 Scenario analyse 35
7.2 Resultaten 36
7.3 Analyse resultaten 36
Appendix I - Conversietechnologie Emmet Energy 40
Appendix II - Conversietechnologie van Hygro 42
Appendix III - Opslagtechnologie van Elestor 43
Appendix IV - Businesscase toepassing energieopslag in agrarische sector 44
Inleiding 44
Beschrijving casus 45
Conclusie 47
Appendix V - Europese wet- en regelgeving 48
Appendix VI - Efficiëntie verschillende routes van elektriciteit of aardgas naar duurzame warmte, mobiliteit en grondstof (H2) 49
Appendix VII – Scenario aannames Zenmo 51
Literatuurlijst 52

Figuur 1 Infrastructuur versus Energieconversie, een illustratie 13
Figuur 2 Ontwikkeling energievraag voor mobiliteit en warmte 14
Figuur 3 Doelstelling opties zon PV en wind op land 15
Figuur 4 Ontwikkeling levelized cost of energy 2009-2018 17
Figuur 5 Illustraties Lithium-ion, Wind en Zon PV leercurves 18
Figuur 6 Technologiepotentieel 19
Figuur 7 Ontwikkeling prijsindex diverse technieken 19
Figuur 8 Illustratie uit model Zenmo van slim laden met zonnestroom 21
Figuur 9 Prijsontwikkeling Li-ion batterijtechnologie 33
Figuur 10 Ontwikkeling opgesteld vermogen bij verschillende scenario's 35
Figuur 11 ontwikkeling elektriciteitsproductie bij verschillende scenario's 36
Figuur 12 Energievraag en productie bij verschillende scenario's 36
Figuur 13 Energiesysteemkosten uitgesplitst per scenario 39
Figuur 14 De energieverliezen als % van opgewekte energie versus de beperking in mogelijke netinvoeding 44

Tabel 1 Overzicht kengetallen verschillende scenario's 37
Tabel 2 Belangrijkste aannames voor doorrekenen scenario's 51

Samenvatting en conclusies

Context en introductie

De Provincie Noord-Brabant heeft zichzelf het doel gesteld om minimaal te voldoen aan de afspraken uit het Klimaatakkoord met als uiteindelijke doel het bereiken van een energieneutrale samenleving in 2050. De Provincie zet in op het gebruik van duurzame energie binnen haar grenzen. De snelle groei van duurzame energie en bijbehorende technologieën opent nieuwe perspectieven voor de regio. Een inschatting van de energiesysteemkosten[1] bij het toepassen van deze technologieën in de context van Noord-Brabant is noodzakelijk voor de beleidsvorming. Noord-Brabant wil de energietransitie tegen acceptabele maatschappelijke kosten faciliteren en hierbij tegelijkertijd kansen wil creëren voor de lokale economie en haar kennissector. Als aanjager van innovaties, heeft de Provincie met de Alliantie Energieopslag ingezet op het versnellen van ontwikkelingen op het gebied van energieconversie en opslag.

Energieconversie en opslag zijn brede begrippen. In deze studie betreft energieconversie het *omzetten* van energie in vormen die deze energie een periode kunnen vasthouden. Bijvoorbeeld het omzetten van elektriciteit in warmte. Of door elektrolyse in waterstof die later door verbranding warmte kan leveren of via een brandstofcel weer elektriciteit. Met energieopslag wordt bedoeld dat de energie in haar huidige vorm wordt opgeslagen. Energieopslag kan ook op geconverteerde energie worden toegepast. Voorbeelden van energieopslag zijn: lithium-ion batterijen die op een later moment elektriciteit kunnen leveren of opslag van warmte die onder de grond opgeslagen kan worden om seizoenen te kunnen overbruggen.

Om haar beleidskeuzes te kunnen toetsen heeft de Provincie opdracht gegeven voor een eerste verkennende studie waarin twee onderwerpen centraal staan:

1. Een analyse van de energiesysteemkosten onder verschillende scenario's om vast te kunnen stellen wat de financiële gevolgen zijn van een omschakeling naar een energieneutraal Brabant.
2. Het in kaart brengen van energieopslag en conversie technologieën die in Noord-Brabant een belangrijke rol kunnen spelen bij het verlagen en beheersen van de energiesysteemkosten.

De studie bevat een eerste inschatting van de ontwikkeling van de energiesysteemkosten in Noord-Brabant en de rol die energieopslag en conversie daarin kunnen spelen. De uitkomsten van de studie kunnen in een bredere vervolgstudie verder worden getoetst en uitgewerkt.

Analyse van de systeemkosten na introductie van duurzame technologieën in de gebouwde omgeving en mobiliteitssector

Modelmatige aanpak

De analyse van de systeemkosten is van belang om de betaalbaarheid van de energietransitie te kunnen blijven waarborgen voor de inwoners van Brabant. Een studie naar de volledige systeemkosten van de energietransitie in Brabant zou inhouden dat alle sectoren worden meegenomen, dat er gedetailleerde informatie beschikbaar is over de leeftijd en staat van de

[1] De jaarlijkse energiesysteemkosten betreffen alle kosten die door alle betrokken spelers gezamenlijk worden gemaakt. Dit betreft dus onder andere de afschrijvingen op investeringen in zonnepanelen, verwarmingsketels, warmtepompen en andere installaties, operationele kosten, etc. Kosten die niet worden meegenomen zijn met name: investeringen in netwerken, kosten die samenhangen met bijv. vervroegde afschrijvingen van applicaties die niet meer gebruikt worden en investeringen in energiebesparing (bijvoorbeeld woningisolatie)

infrastructuur in alle deelgebieden en dat er ook informatie bekend is over de gebouwde laag en wat de staat is van bijvoorbeeld de isolatie. Voor het uitrekenen van deze kosten is momenteel geen compleet model voor handen. Dit is ook geïllustreerd door de wetenschappelijke reviews van de doorrekening van het Klimaatakkoord door de planbureaus:

"*De beoordeling lijkt sterk op expert judgment in tegenstelling tot meer integrale modelberekeningen. Gezien de korte doorlooptijd en het grote aantal beoordeelde maatregelen is dit begrijpelijk. Het betekent dat indirecte effecten als gevolg van doorwerkingen in het hele economische systeem – die gezien de omvang van het ontwerp akkoord niet verwaarloosbaar zullen zijn – niet zijn meegenomen*[2]"

Het door de TU Eindhoven ontwikkelde Zenmo model[3] is één van de beschikbare tools die de systeemkosten voor een deel in kaart kunnen brengen. Het heeft als specifieke kenmerk dat het gebruik maakt van de nieuwste (agent-based) modelleertechnieken, en wordt gevoed met geografische informatie (GIS) en big data om realistische simulaties te maken van bestaande gebieden. Met behulp van het Zenmo model is in kaart gebracht hoe een grotendeels ge-elektrificeerde energievraag in de gebouwde omgeving en voor mobiliteit functioneert en wat de consequenties zijn voor de kosten daarvan. Met de analyse is ervoor gekozen met name de impact van de snel ontwikkelende technologieën in deze beide sectoren te bestuderen. Andere sectoren (landbouw en industrie) zijn niet besproken en eveneens is er geen analyse gemaakt van investeringen die noodzakelijk gaan zijn in infrastructuur (netwerken e.d.). Ook investeringen in energiebesparing (isolatie met name) zijn niet bestudeerd. Hier is al veel onderzoek naar gedaan welk in een vervolgstudie kan worden meegenomen[4].

Vraag en aanbod: aannames

Het klimaatakkoord resulteert in landelijke doelstellingen. Deze worden momenteel via de RES-sen (Regionale Energie Strategieën) vertaald in doelstellingen per regio. Voor deze studie is de Brabantse Energieagenda 2019-2030 als uitgangspunt genomen. Noord-Brabant is op een aantal aspecten ambitieuzer dan het klimaatakkoord. Zo is de doelstelling voor wind op land en zon PV gezamenlijk 25 TWh per jaar (Innovatief toekomstbeeld). Dat is ruim 70% van de doelstelling in het klimaatakkoord voor heel Nederland (35 TWh). Ten aanzien van de energievraag zijn doelstellingen geformuleerd op basis van energiebesparingen per jaar en de verwachte invloed van elektrificatie van een belangrijk deel van de energievraag.

Voor deze studie is gekeken naar de elektriciteitsvraagontwikkeling van de gebouwde omgeving en mobiliteit. Er werd hierbij niet gewerkt vanuit reductie scenario's. Dit betekent dat er bijvoorbeeld een inschatting is gemaakt van het aandeel van de warmtevraag die door warmtepompen en WKO (warmte koude opslag) mogelijkerwijs geleverd zou kunnen worden in 2030-2050, in plaats van gewerkt vanuit de aanname dat de gasvraag met een bepaald percentage gereduceerd zou moeten worden in de gebouwde omgeving. Deze studie heeft niet als doel het uitrekenen van de kosten van de energietransitie in Noord-Brabant als geheel, maar het in kaart brengen van de kansen en implicaties van het introduceren van nieuwe duurzame technologieën in de gebouwde omgeving en mobiliteit in relatie tot het beheersen van de energiesysteemkosten. De uitkomsten van de analyses die met het Zenmo model zijn gemaakt geven een eerste financiële en energetische inschatting van

[2] Effecten ontwerp Klimaatakkoord, PBL, 28 mei 2019

[3] Een uitgebreide beschrijving van het model kan worden gelezen in de publicatie: Sustainable energy in Noord-Brabant; Renewable energy scenarios in an agent-based model of the province's energy system – Naud Loomans 2019

[4] Zie bijvoorbeeld de recente studie van ECN-TNO: Alle bestaande woningen aardgasvrij in 2050. Wie moet wat, wanneer en hoe doen? – september 2019

hoe de transitie naar deze technologieën het beheersen van de energiesysteemkosten kunnen ondersteunen.

Technologieën die kansen bieden voor Noord- Brabant

Het potentieel van duurzame technologieën kan worden getoetst langs verschillende assen. Voor deze studie is gekeken naar de waarschijnlijkheid van uitrol van een aantal duurzame technologieën in de regio Noord-Brabant. Hiervoor zijn een aantal afwegingen van belang geweest: 1) wat is de stand van de technologie of wel de "Technological Readiness Levels"; 2) in hoeverre is er sprake van een "exponentiële technologie", dat wil zeggen in hoeverre ontwikkelt deze technologie niet lineair en dalen de kosten mogelijk sneller; 3) wat zijn de marktkansen, c.q. in hoeverre zijn er belemmeringen los van de technologie die de uitrol in de regio zouden kunnen afremmen.

In het energiesysteem, volgens de afbakening die er voor de studie is gekozen, zijn de technologieën voor de verduurzaming van de energievraag en -aanbod geselecteerd op basis van bovenstaande afwegingen. Voor de productie van duurzame energie is daarom met name gekeken naar zon PV, wind op land en wind op zee. Wind op zee speelt een rol omdat zon PV en wind op land onvoldoende zullen zijn, wind op zee andere karakteristieken heeft dan wind op land (meer uren per jaar bijvoorbeeld) en daarmee het energiesysteem anders beïnvloedt (de inzet van opslag bijvoorbeeld). Voor de vraag naar duurzame energie zijn de volgende technologieën meegenomen: elektrolyse, elektrische auto's (BEV), waterstof auto's (FCEV), infrarood verwarming, geothermie (als elektriciteitsvrager), WKO, warmtepompen en warmtenetten ter ondersteuning van het elektrificeren van de warmtevraag.

In een aanbod gedreven elektriciteitssysteem met veel intermitterende weersafhankelijke energiebronnen waar vraag en aanbod van energie moeten worden gematcht zonder tussenkomst van fossiele bronnen, zijn opslag en energieconversie en het intelligent matchen van vraag en aanbod van energie van belang. De opslag en energieconversie die worden meegenomen zijn: brandstofcellen, batterijen, warmteopslag en waterstof. Andere vormen van energieconversie, zoals metal fuels en solar fuels waar bij de TU/e uitgebreid onderzoek naar wordt gedaan, zijn vooralsnog buiten beschouwing gelaten. Er bestaat consensus over dat deze technologieën de komende tien jaar alleen kleinschalig kunnen worden toegepast en dus in het kader van deze studie een beperkte rol spelen.

Het intelligent sturen van vraag en aanbod in de vorm van bijvoorbeeld het afschakelen van productie (curtailment) en het actief verplaatsen van vraag naar een ander moment in de tijd (demand response) wordt ondersteund door nieuwe handelsplatformen voor flexibele energie. Daar liggen andere uitdagingen qua uitrol, de wijze waarop de markt is georganiseerd faciliteert deze toepassingen nog onvoldoende en soms is sprake van regulatorische belemmeringen waardoor behaalde voordelen zich niet financieel terugvertalen.

Conclusies

Energiesysteemkosten beheersbaar

De omschakeling naar een volledig duurzaam energiesysteem kan alleen als de kosten van het energiesysteem beheersbaar blijven. Daarom moet ten eerste worden ingezet op veelbelovende – exponentiële – technologieën waarvan aannemelijk is dat ze op langere termijn het goedkoopste worden. Ten tweede moet er aandacht zijn voor energieconversie en opslag omdat, anders dan in het verleden, elektriciteitsproductie uit zon en wind beschikbaar komt op momenten die niet overeen hoeven te komen met momenten waarop elektriciteit wordt gevraagd. De analyses in deze studie laten zien dat de inzet van deze nieuwe technologieën uiteindelijk tot lagere kosten leidt. Wel zal kritisch moeten worden gekeken naar de doelstellingen zoals die voor 2030 zijn geformuleerd in de Brabantse Energieagenda. Een energiesysteem met 100% duurzame elektriciteit dat voornamelijk gebruik maakt van zon PV brengt flinke opslagkosten met zich mee. De inzet van meer wind op zee

zou de energiesysteemkosten met circa 20% verlagen. Verder moet nog worden onderzocht welke investeringen in het elektriciteitsnetwerk en in energiebesparingsmaatregelen (met name isolatie) voortvloeien uit de Brabantse Energieagenda.

Opslag technologieën in elektriciteit (batterijen), in warmte of door conversie in andere brandstoffen (zoals waterstof) spelen een belangrijke rol bij het zo efficiënt mogelijk benutten van de bestaande infrastructuur en helpen om onnodige uitbreidingen en verzwaringen te voorkomen. De energievraag in de gebouwde omgeving en mobiliteit zal grotendeels elektrificeren door de exponentiele groei van warmtepompen en elektrisch vervoer. Omdat deze technologieën veel minder energie nodig hebben daalt de finale energievraag. Hoewel de totale energievraag daalt zal wel de elektriciteitsvraag gaan stijgen en dit kan, potentieel voor grote gelijktijdig optredende piekbelasting zorgen. Soms om temperatuur gerelateerde redenen (warmtepompen die tegelijk aangaan) en soms om andere redenen (bijv. omdat tegelijk elektrische auto's worden opgeladen). Het matchen van vraag en aanbod kan dan op twee manieren gerealiseerd worden:

- Het verzwaren en optimaliseren van de bestaande infrastructuur, oftewel: de apparaten en het gedrag worden niet aangepast maar de infrastructuur biedt op alle momenten voldoende ondersteuning;
- Het creëren van capaciteit van een breed scala aan energieconversie en opslag technologieën ondersteund door handelsplatforms waardoor vraag en aanbod intelligent kunnen worden gematcht om overschotten te kunnen opslaan en tekorten te kunnen aanvullen.

De afweging zal per gebied, gegeven de karakteristieken van de vraag en van het beschikbare duurzame aanbod en gegeven de staat en leeftijd van de bestaande infrastructuur, tot andere uitkomsten kunnen leiden. De studie geeft een overzicht van de verschillende technologieën die daaraan in hoge mate een bijdrage kunnen leveren en de potentie ervan plus de ambities van de Energie Agenda Noord-Brabant, de vervolgstap is nu om een kader te ontwikkelen waarbinnen de afweging gemaakt kan worden.

De rol van Elektrisch Vervoer

Volledig elektrische auto's kunnen door gelijktijdigheid van vraag capaciteitsproblemen veroorzaken op het netwerk. Echter elektrische auto's kunnen ook juist netwerkproblemen mee helpen oplossen door slim te laden en mogelijk door terug te leveren aan het net. Er zijn weliswaar uitdagingen op het gebied van electrical engineering maar de techniek is niet het grootste struikelblok. Belemmeringen liggen er op het terrein van incentives, eigenaarschap van het probleem en van regelgeving.

Regie

Voor de transitie moet er gelijktijdige regie zijn op vier gebieden, opwek; opslag en conversie; werking van nieuwe handelsplatformen; en infrastructurele ontwikkeling. Het parallel ontwikkelen van deze pijlers leidt potentieel tot niet logische keuzes, dubbelwerk of het mislopen van besparingen in de integrale energiesysteemkosten. Er is momenteel geen regiefunctie in het energiesysteem, los van de rollen van de netbeheerders om het systeem op ieder moment in balans te houden. Het ontsluiten van bijvoorbeeld flexibiliteit uit nieuwe bronnen van elektriciteitsverbruik (auto's of verwarming) zal niet vanzelf ontstaan zolang de prikkels in wet en regelgeving of de juiste marktordening niet aanwezig zijn.

Belemmeringen en aanbevelingen

Belemmeringen

Uitgaande van een toenemende verduurzaming van de energievoorziening is het cruciaal om een juiste balans te vinden tussen investeringen in infrastructurele uitbreidingen en alternatieve investeringen in energieconversie en opslag. Voor energieconversie en opslag zijn goede mogelijkheden. Deze opties bieden bovendien economische kansen voor partijen in Noord-Brabant, naast dat ze bijdragen aan het behalen van de eigen duurzaamheidsdoelstellingen. Echter, er is een aantal belemmeringen voor de realisatie van deze alternatieven. Deze belemmeringen zijn vooral gelegen in wet- en regelgeving[5], maar ook in de mate waarin de marktorganisatie risico's kan vergroten of verkleinen. Het betreft de volgende punten:

1. Tarievenstructuur
   De huidige tarievenstructuur voor het netwerk is niet geschikt voor het ontsluiten van decentrale oplossingen. Afnemers (en leveranciers) van elektriciteit moeten meer mogelijkheden krijgen middels gedifferentieerde en begrijpelijke tarieven om zelf keuzes te kunnen maken in hoeverre men gebruik wil maken van het netwerk of de voorkeur geeft aan andere oplossingen. Hierdoor kunnen businesscases voor smart grids en energieconversie sneller ontwikkelen.
2. Aparte wetgeving voor opslag
   Gezien de noodzaak om energie op te slaan en/of het gebruik in de tijd te verplaatsen, is het van belang dat er duidelijkheid komt in regelgeving. Dit betreft zaken die gaan van technische codes netbeheerders tot aan subsidies en incentives.
3. Rol netbeheerders in relatie tot opslag
   Duidelijkheid in de rolverdeling rondom opslag en conversie zal voor investeerders risico's kunnen wegnemen rondom marktontwikkeling.

Aanbevelingen

1. Stimuleer en faciliteer energieconversie.
   Energieconversie, het omzetten van elektriciteit in warmte of een brandstof om op een later tijdstip in te kunnen zetten, ontwikkelt zich sneller dan ooit. Toepassingen in de mobiliteitssector zullen het eerst rendabel zijn (vanwege het grote efficiency verschil tussen de verbrandingsmotor en de elektromotor) en in 2025 wordt verwacht dat ook grootschalige toepassingen naar industrie en energiemarkt rendabel zullen worden. De internationale markt zal uiteindelijk een beslissende rol spelen.
2. Stuur op opnemen van energieopslag in stimuleringsprogramma's en op faciliterende wetgeving.
   De kosten van batterijen dalen snel en deze zullen een steeds grotere rol spelen in de energiemix. Diverse experts wijzen er echter op dat dit maar een deel van de problemen op systeemniveau oplost. Er zijn met spoed aanpassingen nodig van de wetgeving, onder andere wegnemen van de dubbele belasting.
3. Stimuleer demand-response (vraagsturing).
   Stimuleer implementatie van handelsplatformen voor energie. Hier is zowel ontwikkeling van technologie voor nodig (goed passend bij het bestaande Brabantse ecosysteem), alsook brede participatie van burgers, overheden en bedrijfsleven. Dit is geheel in lijn met het reeds in de EU aangenomen "Winter Package", welke moet leiden tot een meer democratische en competitievere energiemarkt, zowel in opwekking, levering, conversie en opslag van energie.

[5] Zie ook: het rapport "ESNL: Nationaal Actieplan Energieopslag"

4. Start onderzoek naar de beste warmteoplossingen voor de gebouwde omgeving
   Creëer een model om te kunnen bepalen welke warmteoplossing in welke situatie superieur is (warmteladder) en stimuleer alleen warmteoplossingen die conform deze ladder worden gekozen. Hiermee kan worden geborgd dat de per situatie meest geschikte warmteoplossingen worden gekozen.
5. Stimuleer samenwerking tussen gemeenten.
   Omdat alle gemeenten in 2021 een plan moeten hebben voor het verlaten van aardgas en de materie zeer complex is, zouden gemeenten samenwerking en kennis delen uit pilots en studies kunnen intensiveren. Pilots en studies zijn belangrijk om kennis over innovaties op te doen en te delen. Ook loopt infrastructuur meestal over gemeentelijke grenzen heen.

Slotwoord

Er liggen grote kansen voor de Provincie Noord-Brabant in de energietransitie. Systemisch innoveren en implementeren zijn een noodzaak om bovenstaande aanbevelingen te kunnen realiseren. Veel ontwikkelingen en implementaties op het gebied van duurzame energie vinden nu plaats op een manier die suggereert dat er geen samenhang tussen de ontwikkelingen of technologieën zou zijn. Niets is minder waar. Hier ligt een grote kans voor onze regio, waar de Triple- en Quadruple Helix samenwerkingen gemeengoed zijn geworden en al van grote waarde zijn voor de maakindustrie. De regio is bekend met het ontwikkelen volgens de systeemarchitectuur benadering, met als bekendste voorbeeld het bedrijf ASML, waar grote en complexe systemen worden ontwikkeld. Voor veel exponentiele technologieën op het gebied van energie is deze benadering nog niet bekend. Voor opslag en conversie is dat zeker nog een uitdaging.

Door verdergaande samenwerking tussen topspelers in de vier genoemde deelgebieden (opwek; opslag en conversie; werking van nieuwe handelsplatformen; en infrastructurele ontwikkeling), ontstaan nieuwe kansen in de export. Samenwerkende bedrijven kunnen grote projectontwikkelaars met lokaal ontwikkelde kennis en techniek ondersteunen. Deze markt komt op dit moment langzaam maar zeker op gang, met name in emerging economies waar veel energie infrastructuur moet worden opgebouwd.

In Noord-Brabant en omgeving is een aantal zeer goede startups op het gebied van opslag en conversie actief, enkele ervan worden genoemd in dit rapport.

Er is een vervolgstudie nodig om de conclusies van deze studie nader te toetsen en een gedetailleerde impact en implementatieanalyse voor Noord-Brabant te maken. Deze studie kan zich met name richten op het analyseren van netverzwaringskosten in relatie tot of in plaats van opslag en conversie. Dit is afhankelijk van de situatie en verschilt voor woonwijken, bedrijventerreinen en landelijke omgevingen.

Kortom, de Provincie Noord-Brabant heeft een buitengewoon goede uitgangspositie op het gebied van exponentiele energietechnologieën, maar het is belangrijk dat zij deze ook goed benut en over het voetlicht brengt.

1 Introductie

1.1 Reikwijdte en aanpak

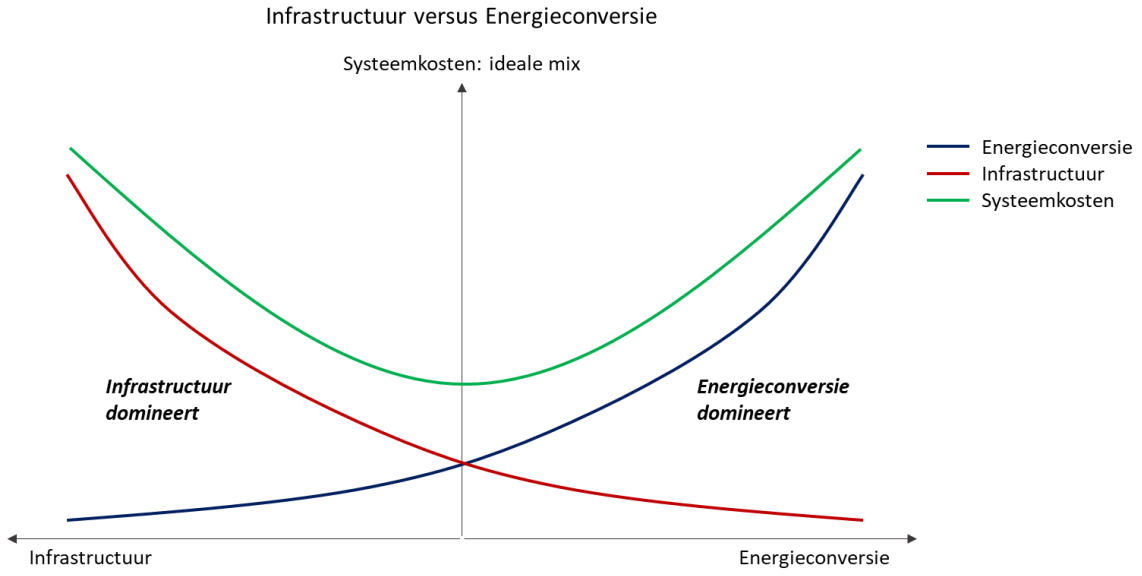
De mondiale energietransitie heeft een veelheid aan technologische ontwikkelingen ingeleid, die nu versterkt worden door de wereldwijd ervaren urgentie, weerspiegeld in het COP21 akkoord van Parijs uit 2015. Sommige technologieën ontwikkelen zich razendsnel (exponentieel), andere gaan langzaam of kennen geen progressie. Terwijl in Europa door bijvoorbeeld de automobielindustrie werd gelobbyd voor de 'schone diesel', zijn ook bedrijven en landen als China zich strategisch gaan toeleggen op deze exponentiële technologieën. Voor China heeft deze strategie geleid tot een dominante positie in de zonne-energie- en batterijsector (55% van alle productie wereldwijd vindt plaats door Chinese bedrijven).

Inmiddels zijn veranderingen in Europa en Nederland merkbaar. De automobielmerken richten zich in toenemende mate op de elektrische auto, en er zijn nieuwe initiatieven op het gebied van zonne-energie, windenergie, opslag en conversie en nieuwe handelsplatformen. Zuidoost Brabant is al wereldleider op het gebied van de maakindustrie, met dominante spelers als ASML (productiemachines voor computerchips), NXP (sterk in smart mobility) en Philips Healthcare. De snelle groei van smart (renewable) energy opent nieuwe perspectieven voor deze regio met haar ecosysteem dat gebaseerd is op onder andere samenwerking, systeemarchitectuur, robotica en dunne-film technologie. Een inschatting van de impact van deze veelheid aan technologieën in de komende 10 jaar is nuttig bij de beleidsvorming voor het bereiken van een optimaal effect. Met optimaal effect wordt in de context van dit rapport bedoeld dat de Provincie Noord-Brabant tegen acceptabele maatschappelijke kosten de energietransitie wil faciliteren en ze hierbij tegelijkertijd kansen wil creëren voor de lokale economie en kennisinstellingen.

1.1.1 Focus van de studie

De Provincie wil minimaal voldoen aan de afspraken uit het klimaatakkoord en streeft ernaar om in 2050 volledig duurzaam te zijn. Volledig duurzaam kan alleen als de kosten van het energiesysteem beheersbaar blijven. Daarom moet enerzijds worden ingezet op veelbelovende technologieën, maar anderzijds moet ook een balans worden gevonden tussen het elektrificeren van vraag en aanbod, waarbij anders dan in het verleden elektriciteitsproductie en vraag onafhankelijk van elkaar komen te staan en anderzijds de investeringen in infrastructuur. Om deze ontwikkeling te kunnen faciliteren is energieconversie en opslag een belangrijke uitdaging geworden. Figuur 1[6] illustreert de zoektocht naar de balans tussen infrastructuur en energieconversie en opslag.

[6] Figuur 1 is alleen een illustratie en de positie en hoogte van de verschillende grafieken is niet gebaseerd op enige berekening.



Figuur 1 Infrastructuur versus Energieconversie, een illustratie

De grafiek illustreert de keuze tussen het aanleggen van meer infrastructuur, de rode lijn die van rechts naar links toeneemt, en het realiseren van meer energieconversie en opslag, die van links naar rechts toeneemt en de gevolgen daarvan voor de totale systeemkosten. In de meest extreme situaties wordt ofwel alles opgelost met heel veel infrastructuur (links) ofwel met energieconversie (rechts). In die laatste situatie is er sprake van volledige energieonafhankelijkheid van een gebouw, bijv. door middel van lokaal omzetten van elektriciteit uit PV in waterstof waarmee vervolgens alle seizoenen naar de vraag naar warmte en elektriciteit kan worden voldaan. Helemaal links wordt geen enkele vorm van conversie toegepast en wordt aan de energiebehoefte voldaan door het realiseren van grote overcapaciteit. De zoektocht van de energietransitie is vanzelfsprekend naar de optimale mix van infrastructuur en energieconversie waarmee de laagste systeemkosten kunnen worden gerealiseerd.

De focus van deze studie is op de gebouwde omgeving en mobiliteit. Samen goed voor 67% van de energievraag binnen de provincie in 2016[7]. Verder onderzoekt de studie welke energiebronnen er zijn om in deze vraag te voorzien en welke consequenties deze bronnen hebben voor de netwerken. Een belangrijk aandachtspunt daarbij is energieconversie. Duurzame energiebronnen zoals wind en zon zullen in toenemende mate tijdelijk moeten worden opgeslagen (batterijen) of omgezet in andere energiedragers om efficiënt elders of op een ander moment te kunnen worden ingezet om in de vraag te voorzien. Alleen dan kan het systeem volledig op duurzame energie functioneren, zonder hulp van fossiele back-up.

Met behulp van het Zenmo model is in kaart gebracht hoe een grotendeels geëlektrificeerd energiesysteem functioneert. Het Zenmo model heeft in deze analyses expliciet diverse vormen van energieconversie en opslag meegenomen. Dat is een belangrijk verschil met de eerdere haalbaarheidsstudie[8]. Door het Zenmo model worden de kosten berekend die samenhangen met een dergelijk systeem waar zon en wind de belangrijkste bronnen zijn en de energievraag naar warmte en mobiliteit het energiesysteem voor nieuwe uitdagingen plaatsen. De resultaten uit het model bieden een context voor de keuzes die gemaakt moeten worden richting een volledig duurzaam systeem in 2050.

[7] Cijfers zijn mede gebaseerd op de Energieagenda 2019 – 2030 van Noord-Brabant
[8] Brabant op 100% wind, water en zon, TU/e, juli 2018

1.2 Klimaatakkoord – consequenties voor Noord-Brabant

Het klimaatakkoord resulteert in landelijke doelstellingen. Deze zullen via de RES-sen (Regionale Energie Strategieën) worden vertaald in doelstellingen per regio. Voor deze studie is een logische inschatting gemaakt voor de doorvertaling naar doelstellingen voor Noord-Brabant voor wat betreft de opwek van elektriciteit (zon PV, wind op land, biomassa).

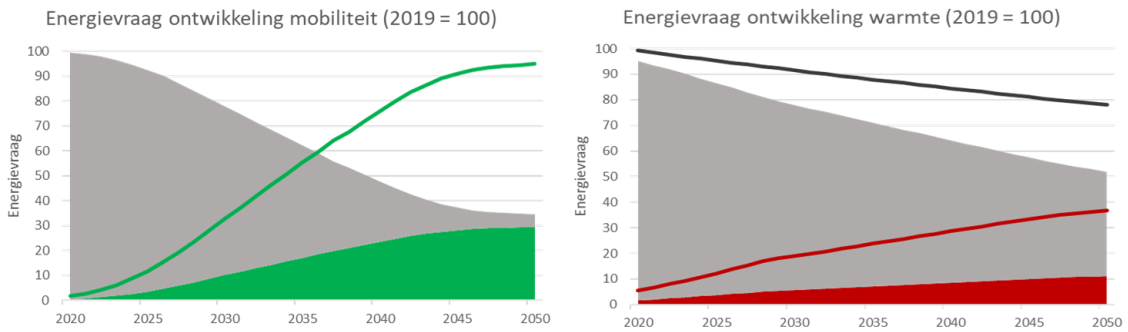
Voor de vraag wordt gekeken naar de elektriciteitsvraagontwikkeling van de gebouwde omgeving en mobiliteit. De elektriciteitsvraag zal enerzijds afnemen als gevolg van toenemend gebruik van meer energiezuinige apparatuur, maar anderzijds juist toenemen door elektrificering van ruimteverwarming en mobiliteit. Per saldo zal de elektriciteitsvraag stijgen. De aardgas en benzine/diesel vraag zal aan de andere kant juist afnemen. De totale energievraag daalt sterk aangezien het vervangen van fossiele brandstoffen door elektriciteit in bijvoorbeeld warmtepompen en elektrische auto's een veel grotere efficiency heeft.

De Noord-Brabantse Energieagenda 2019 – 2030 heeft als gekwantificeerd eindbeeld 2030. Verder ligt er de ambitie om in 2050 100% duurzaam te zijn en de CO2 uitstoot met minimaal 90% te hebben gereduceerd. In deze studie worden een aantal scenario's berekend die deze ambities reflecteren (scenario 100% elektrificering vervoer en 65% ruimteverwarming uitgaande van deel ruimteverwarming met restwarmte uit industrie en/of biomassa).

1.3 Energievraag en aanbod

De energievraag die in deze studie centraal staat is die van de gebouwde omgeving en mobiliteit. De agro- en industriesector worden niet meegenomen (m.b.t. de energievraag) aangezien dat in gekozen benadering nog niet mogelijk was. De vraag zoals die nu wordt voorzien is in kaart gebracht voor verschillende scenario's. Die scenario's verschillen voor wat betreft het aandeel elektrisch vervoer en de technologiemix die is ingezet voor ruimteverwarming. De Energieagenda is het uitgangspunt. Vervolgens wordt een doorkijk naar een volledig duurzame wereld geschetst in 2050.

Figuur 2 illustreert het pad naar 2030 en 2050 voor de energievraag van mobiliteit en ruimteverwarming. De warmtevraag daalt als gevolg van besparing (isolatie) met 0,8% per jaar conform de Brabantse doelstelling. Elektrificatie zorgt ervoor dat er minder energie nodig is om aan de dalende warmtevraag te voldoen. Bij warmte is voorzien in de Energieagenda dat uiteindelijk een substantieel deel zal worden voorzien door andere duurzame warmtebronnen (zoals geothermie, restwarmte en biomassa). De grafiek voor mobiliteit gaat uit van een gelijkblijvend aantal kilometers per jaar per auto. De energievraag voor mobiliteit daalt daardoor alleen door de toename van

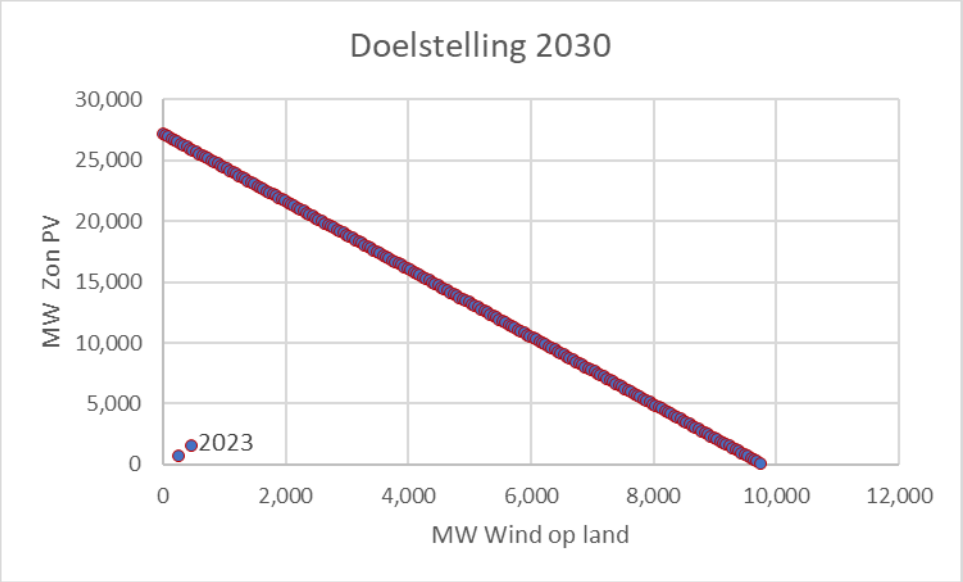


Figuur 2 Ontwikkeling energievraag voor mobiliteit en warmte

elektrisch vervoer (uiteindelijk 95%) waardoor er per kilometer vervoer minder energie nodig is omdat een elektrische auto efficiënter is dan een benzine of dieselauto.

Het energieaanbod zal steeds verder verduurzamen. Momenteel is de verwachting dat Noord-Brabant in 2023 haar doelstelling voor wind op land gaat halen van 470,5 MW. In 2030, conform de ambities van de Energieagenda zullen wind en zon PV ruim 85PJ elektriciteit opwekken, voldoende om samen met nog een deel duurzame warmte 50% van de Noord-Brabantse energievraag te voorzien. Een deel van de warmtevraag in de gebouwde omgeving zal worden voorzien vanuit biomassa of restwarmtestromen. Dit betreft met name de grotere warmtenetten. Een ander deel is in 2030 naar verwachting nog niet duurzaam.

Figuur 3 geeft de doelstelling zon PV en wind op land voor 2030 weer. De lijn vertegenwoordigd alle mogelijkheden zon en wind die samen 88PJ (24,4TWh) elektriciteit genereren. Voor 2023 is de



Figuur 3 Doelstelling opties zon PV en wind op land

verwachting in de grafiek weergegeven. Indien ervan uitgegaan moet worden dat de mogelijkheden voor wind op land beperkt zijn en blijven, wordt hiermee duidelijk dat de uitdaging voor zon PV erg groot is.

2 Het modelleren van energiesysteemkosten

Het Zenmo model ondersteunt en illustreert middels het analyseren van een aantal scenario's de mogelijke gevolgen van de energietransitie in Noord-Brabant. De verwachtte transitie richting elektrificering van de energievraag enerzijds en de toename van weersafhankelijke elektriciteitsproductie met zon en wind anderzijds, heeft grote voordelen. Deze vertalen zich onder meer in lagere energiesysteemkosten en een lage CO2 uitstoot. Tegelijk ontstaan ook nieuwe uitdagingen. Het overbruggen van korte en langere termijn verschillen tussen energievraag en aanbod is daarvan één van de grootste. Verschillende energieopslagtechnologieën zijn noodzakelijk om deze verschillen te kunnen opvangen. In het Zenmo model zijn analyses gemaakt van een aantal mogelijke scenario's die duidelijk illustreren hoe de toekomstige vraag en het aanbod bij elkaar kunnen worden gebracht zonder dat het energiesysteem afhankelijk blijft van fossiele bronnen. Door afstemming van vraag en aanbod met smart grids en diverse energieconversie toepassingen kunnen grote verzwaringen van het elektriciteitsnet waarschijnlijk beperkt worden. Verder onderzoek naar een optimale balans tussen netwerkinvesteringen en energieconversie is noodzakelijk om dit te kunnen kwantificeren.

Het Zenmo model berekent de kosten van vraag, aanbod en energieconversie van elektriciteit voor een gegeven jaar. Het model bepaalt geen pad daarnaartoe en houdt op dit moment nog geen rekening met netverzwaring, isolatie, financieringskosten en cash-flow.

Er zijn eerdere systeemstudies gedaan. De Flexnet studie, die onder leiding van ECN[9] in 2017 is gedaan, is daar één van de bekendste voorbeelden van. De conclusies uit de Flexnet runs van 2017 waren dat er niet werd verwacht dat grote extra investeringen in infrastructuur op korte termijn noodzakelijk zijn. Hoewel de vraag naar flexibiliteit (die kan worden voorzien met energieconversie, opslag, vraagsturing, maar ook voor een belangrijk deel met internationale handel) sterk toeneemt, met name na 2030, wordt verwacht dat geleidelijk aan kan worden voorzien in beperkte netwerkverzwaringen bij het uitvoeren van normale vervangingsinvesteringen. Totdat deze investeringen worden gedaan zijn er voldoende flexibiliteitsmogelijkheden in het systeem die deze vraag tijdelijk opvangen. Verder ondersteunt de Flexnet studie de afweging die in deze studie wordt bepleit tussen het verzwaren van het netwerk en het investeren in meer flexibiliteit[10].

[9] Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050, ECN, 2017

[10] "Apparent need for trade-off between grid reinforcement and deployment of flexibility.
From both a socioeconomic and a (regional) grid load perspective, there appears to be a clear need for weighing network reinforcements versus deployment of flexibility options, notably in the period beyond 2030 (when the incidence of grid overloads increases significantly). This trade-off, however, is also important in the coming years to use the efficiency potential of flexibility solutions and to deal with less predictable grid load increases where flexibility can be a good temporarily solution till grid reinforcement is carried out. This issue has been further analysed in both the second and third phase of the FLEXNET project"

3 Technologieën

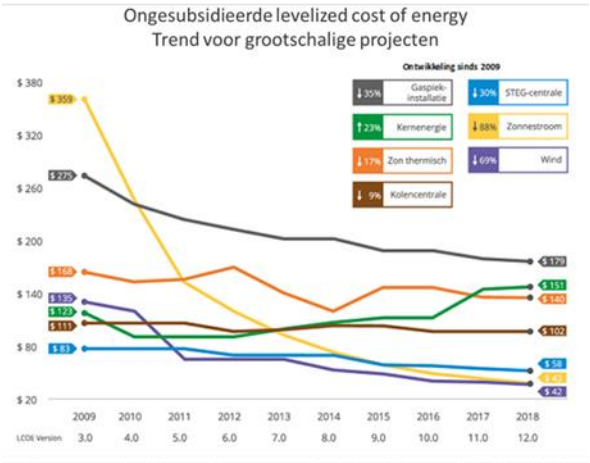
Het elektrificeren van het energieaanbod en de -vraag is alleen mogelijk met een groot aantal technologieën die het huidige op gas, kolen en olie gebaseerde energiesysteem gaan vervangen. Voor een aantal technologieën worden geen grote technologische en kostensprongen meer verwacht, wat niet wil zeggen dat ze geen rol kunnen spelen in de energietransitie. Andere technologieën die energie kunnen opwekken of de geëlektrificeerde plaatsvervangers worden van conventionele energievragers, zoals gasketels en benzineauto's, zijn nog volop in ontwikkeling. Verder zijn er veel technologieën in ontwikkeling die veel efficiënter met energie omgaan en voor een veel lagere energievraag gaan zorgen. L.E.D.-verlichting is daar wel het meest succesvolle en spectaculaire voorbeeld van.

Het is cruciaal voor het slagen van de energietransitie en het gelijktijdig beheersen van de kosten daarvan, dat wordt ingezet op technologieën die energetisch en financieel veel potentie hebben bij opschaling.

3.1 De impact van leercurven

Een aantal technologische ontwikkelingen voltrekt zich 'exponentieel'. Het meest bekende voorbeeld van een exponentiële ontwikkeling wordt geïllustreerd door de zogenaamde Wet van Moore uit de computerindustrie. Ook een aantal technologieën in de energietransitie groeit exponentieel. Eén van de manieren om deze wetmatigheden uit te drukken, is te berekenen wat de prijsdaling is bij een verdubbeling van de tot dan toe gerealiseerde wereldwijde afzet en de tijd die nodig is voor deze verdubbeling. Het is gebruikelijk deze prijs- en snelheidsontwikkelingen in de zogenaamde "leercurve" uit te drukken. De beschikbaarheid van leercurven maakt deze exponentiele technologieën extra interessant, omdat de wereldwijde prijsdalingen goed voorspelbaar zijn op basis van de leercurves.

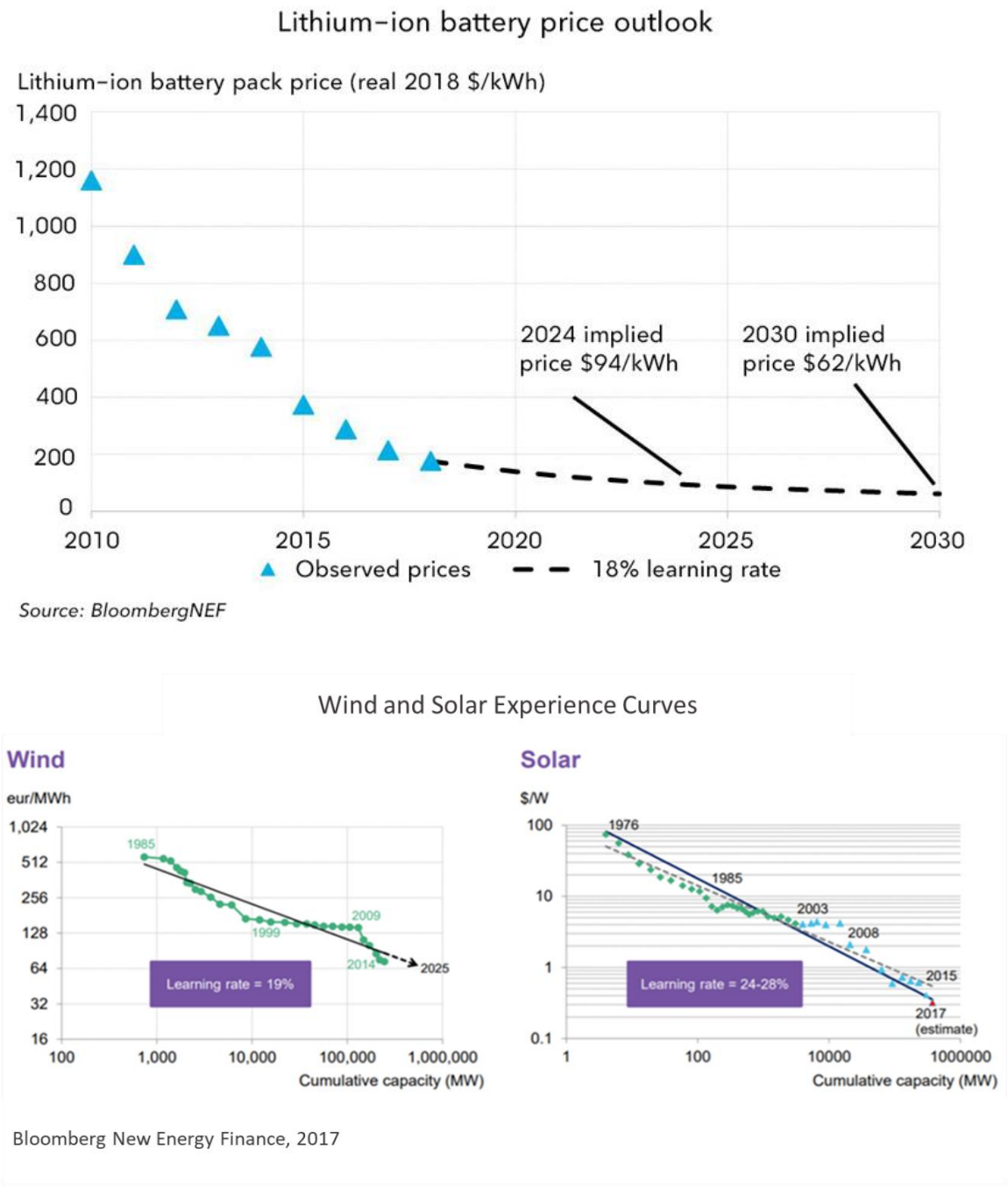
De impact van een exponentiële technologie wordt overduidelijk als deze wordt vergeleken met fossiele technologie, die nauwelijks nog ontwikkeling kent. In Figuur 4 is de prijs (berekend o.b.v. afschrijvingen en operationele kosten) van energie uit zon-PV afgezet tegen de prijzen van energie uit fossiele bronnen, en andere duurzame bronnen. Daaruit wordt duidelijk dat in een periode van slechts vijf jaar prijzen van zon-PV op hetzelfde niveau als dat van fossiele brandstoffen terecht zijn gekomen (dat is nu ook onder Nederlandse omstandigheden het geval[11]).



Figuur 4 Ontwikkeling levelized cost of energy 2009-2018

[11] Calculaties van de auteur o.b.v. gegevens in dit rapport

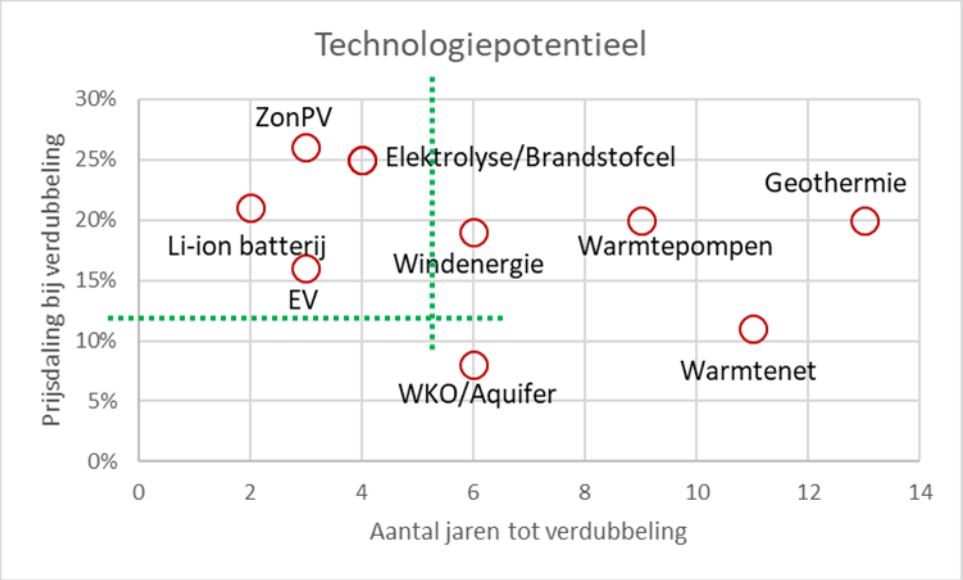
Figuur 5 geeft voorbeelden van de prijsontwikkeling van lithium-ion batterijen (Bloomberg 2019) en de leercurven voor zonne-energie en windenergie (Bloomberg 2017), met daarin opgenomen de leersnelheid (een 'leersnelheid' van 19% geeft aan dat per verdubbeling van de wereldwijde geïnstalleerde hoeveelheid, de prijs met 19% daalt).



Figuur 5 Illustraties Lithium-ion, Wind en Zon PV leercurves

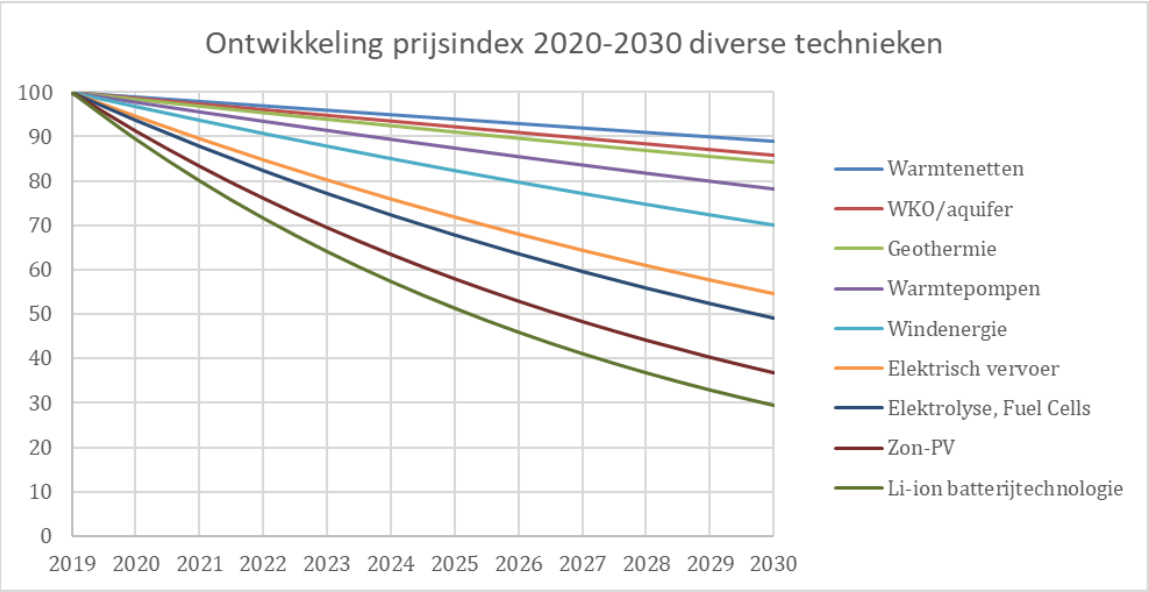
Veel nieuwe technologieën zijn nog niet op een kostenniveau die in de huidige markt de concurrentie met conventionele technologieën aankunnen. Daarom kan de energietransitie alleen succesvol zijn als een aantal technologieën een exponentiële groei doormaken. Figuur 6 maakt inzichtelijk welke

technologieën het meest in aanmerking komen. Waar de verwachte prijsdaling het grootste is en de jaren tot verdubbeling is gerealiseerd het kortste is.



Figuur 6 Technologiepotentieel

Figuur 7 geeft voor een aantal technologieën de verwachtte prijsontwikkeling aan tot 2030.



Figuur 7 Ontwikkeling prijsindex diverse technieken

In de volgende hoofdstukken worden de belangrijkste technologieën besproken.

4 Energieproductie

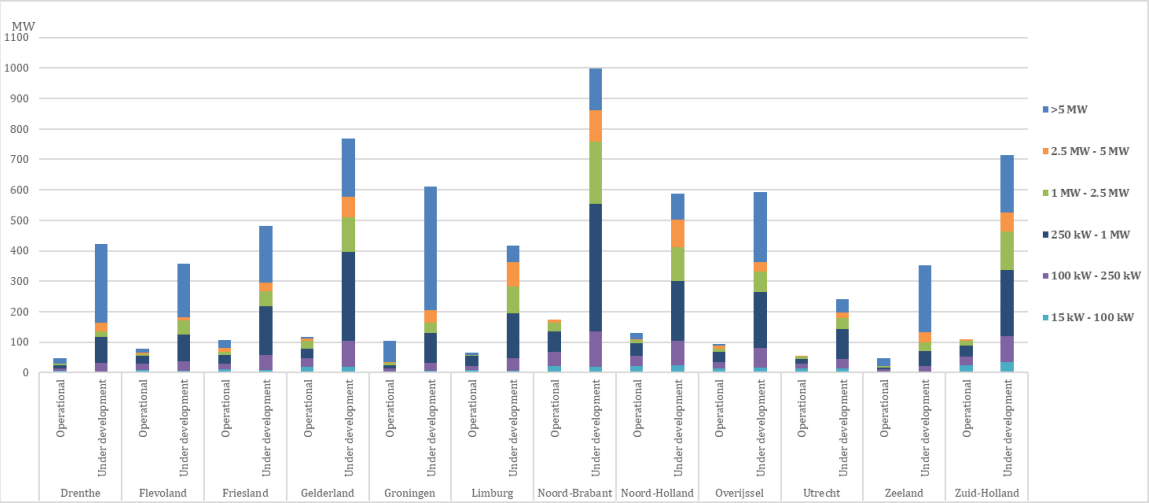
In het kader van deze studie worden alleen elektriciteitsproductietechnologieën besproken. Warmteproductie uit bijvoorbeeld biomassa of restwarmte blijven buiten de reikwijdte van deze studie.

Voor Noord-Brabant zijn de belangrijkste elektriciteitsproductietechnologieën zon-PV en Wind op Land. Hoewel verschillende vormen van waterkracht ook een rol spelen, zullen die voor de Noord-Brabantse energievoorziening slechts een geringe bijdrage kunnen leveren en worden daarom hier ook niet verder besproken. Elektriciteitsproductie door brandstofcellen wordt besproken in de paragraaf “Energieconversie en vraag/aanbodsturing”.

4.1 Zon-PV

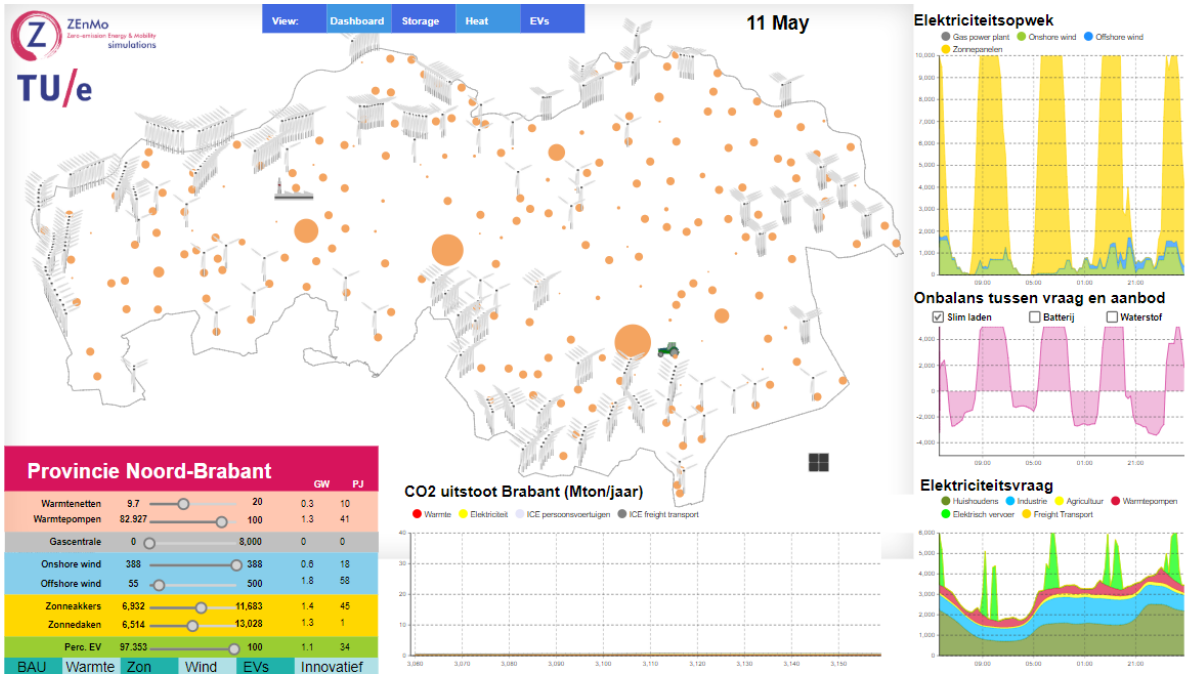
Zonne-energie maakt in Nederland een ongekende groeiversnelling door. De totale hoeveelheid geïnstalleerd vermogen is in het jaar 2018 gestegen van 2,9 GW naar 4,2 GW. Er is bovendien een pijplijn van toegekende SDE+ subsidies voor projecten met een totaal vermogen van 8 GW. Het ligt overigens in de verwachting dat een significant deel, mogelijk 35% (Nationaal Solar Trend Rapport 2018), nooit gerealiseerd zal worden door ongeschiktheid van daken, dan wel problemen met de aansluiting op het elektriciteitsnetwerk.

Gezien de snelle toename van zonne-energie is het van belang stil te staan bij de pijplijn aan SDE+ projecten in de provincie Noord-Brabant. In onderstaande Figuur 8 is te zien dat in de provincie Noord-Brabant de grootste pijplijn aan geplande projecten van Nederland is te vinden (1 GW). Noord-Brabant is ook de provincie waar de grootste hoeveelheid gerealiseerde projecten is te vinden (circa 700 MW per einde 2018, bron klimaatmonitor).



De capaciteitsontwikkeling van PV in Noord-Brabant naar 2030 en verder is lastig in te schatten. De kostprijs van PV gaat zo laag worden dat steeds meer daken en andere oppervlakten zullen worden bedekt met zonnepanelen. Daarnaast zullen 2e generatie Zon-pv technologieën het rendement en de toepassingsmogelijkheden van Zon-PV verder vergroten. Tot 2030 wordt een verdere prijsdaling van meer dan 60% verwacht volgens de eerder getoonde cijfers. Dit betekent bij optimale condities een elektriciteitskostprijs van minder dan 5 ct/kWh. Het betekent waarschijnlijk ook dat men minder kritisch gaat worden over de exacte opbrengsten en er meer panelen komen die vroeg in de ochtend of later op de dag hun beste opbrengst halen waardoor PV over een groter deel van de dag beschikbaar gaat komen.

Een inschatting aan de hand van verschillende scenario’s laten enerzijds de spectaculaire kansen zien, maar anderzijds ook de noodzaak om beleid te ontwikkelen die de groei begeleiden. In toenemende mate zal PV lokaal voor netwerkproblemen kunnen zorgen en potentieel voor elektriciteitsoverschotten zorgen die door energieconversie voor kortere of langere tijd opgeslagen kunnen worden.



Figuur 8 Illustratie uit model Zenmo van slim laden met zonnestroom

Figuur 8 Illustratie uit model Zenmo van slim laden met zonnestroom laat een zonnige dag zien waar de elektriciteitsopwek met zon PV dominant in het systeem aanwezig is Op momenten meer dan drie keer de vraag naar elektriciteit. Zoals de grafieken illustreren wordt deze extra opwek hier opgevangen door elektrische auto's op dat moment te laden. Hierdoor kan worden vermeden dat de zonnestroom moet worden afgeschakeld.

Het geleidelijk afschaffen van subsidies en saldering kan ertoe bijdragen dat technologieën die het nuttige eigen gebruik van de elektriciteit uit PV ondersteunen (bijvoorbeeld batterijen), zich kunnen ontwikkelen.

4.2 Wind op Land

De Provincie heeft zich gecommitteerd om 470,5 MW in 2020 te hebben gerealiseerd. Dit lijkt met alle projecten die in de pijplijn zitten in 2023 te worden gehaald. De Energieagenda heeft als doelstelling 1.400MW per 2030. Hoewel er nog steeds ontwikkelingen zijn waardoor kostendalingen mogen worden verwacht, zullen die veel minder spectaculair zijn dan voor zon-PV. Het verwachtte aandeel in de elektriciteitsvoorziening in 2030 zal 3,5 TWh bedragen.

De lange termijn potentie van Wind op Land is beperkt. Een eerdere studie van landschapsarchitectenbureau HNS heeft berekend dat het maximum voorlopig wordt ingeschat op 1,6GW. Daarnaast zullen volgende generatie windtechnologieën[12] efficiënter gebruik gaan maken van windenergie en de mogelijkheid hebben om een deel van de windenergie op te slaan waardoor er ook elektriciteit geleverd kan worden op windstille momenten. In een aantal situaties kan ervoor worden gekozen om windenergie direct om te zetten in brandstoffen, maar door het beperkte aantal vollasturen per jaar blijven businesscases nu nog lastig.

[12] Zie bijvoorbeeld Atmospheric Wind Extractor (AWE)

5 Energievraag

De energievraag voor de gebouwde omgeving en mobiliteit wordt nu voorzien door voornamelijk aardgas (warmte), elektriciteit (verlichting, kracht en in beperkte mate mobiliteit) en benzine en diesel voor mobiliteit. De energievraag voor warmte en mobiliteit kunnen in grote mate worden geëlektrificeerd. Ofwel direct door bijvoorbeeld warmtepompen en volledig elektrische auto's (BEV - Battery Electric Vehicle), dan wel indirect met bijvoorbeeld waterstof als energiedrager (gasketels op waterstof, of brandstofcel auto's (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicle). De meest relevante technologieën voor Noord-Brabant worden in deze paragraaf besproken.

Door toepassing van nieuwe technologieën wordt er efficiënter gebruik gemaakt van energie. Twee voorbeelden om dit toe te lichten zijn: Een huis dat wordt verwarmd met een moderne gasketel heeft een gasvraag van bijvoorbeeld 1.200m^3 (omgerekend in kWh is dat bijna 12.000kWh). Om dezelfde warmte met een warmtepomp te produceren is met een warmtepomp (bij een hiervoor geschikt huis) tussen de 3.000 en 4.000 kWh nodig. Afhankelijk van de gekozen techniek en de mate van isolatie van het huis. Hiermee is de energievraag dus gedaald met 70 tot 78%.

Voor mobiliteit geldt een vergelijkbare berekening. Een benzine auto die 6 liter benzine per 100km gebruikt heeft bij 13.000 km per jaar 780 liter benzine nodig (dit is bijna 7.000 kWh). Een vergelijkbare elektrische auto die 0,160 kWh per km nodig heeft, gebruikt voor deze 13.000 km 2080 kWh. Met meenemen van de batterij efficiëntie is de energievraag van die auto nog steeds 67% lager.

In appendix VI staan twee overzichten die helder maken hoeveel minder energie er bij volledige elektrificatie van de warmte en mobiliteitsvraag nodig is in vergelijking met fossiele bronnen.

5.1 Elektrolyse

Met elektrolyse wordt met elektriciteit waterstof gemaakt. Deze waterstof is groene waterstof wanneer die wordt geproduceerd met duurzame elektriciteit. Hier komt geen CO2 vrij en deze productie wordt daarom gezien als een belangrijke potentiele energiedrager in de toekomst. De markt voor waterstofproductie uit elektrolyse is nog klein, ook wereldwijd gezien. Tegelijkertijd vindt er nu een duidelijk zichtbare versnelling plaats, vooral gedreven door de noodzaak tot CO2 reductie en de behoefte aan seizoensopslag en nieuwe brandstoffen voor de mobiliteitssector en de industrie. De kostprijs van groene waterstof ligt nog aanmerkelijk hoger dan die van grijze (in het algemeen uit aardgas zonder dat de CO2 wordt afgevangen) of blauwe waterstof (is grijze waterstof waar de CO2 is afgevangen en wordt opgeslagen), afhankelijk van aannames rondom de mix van groene stroom die wordt gebruik tussen de 3 en 5 €/kg H2. De verwachting is dat deze kosten zullen dalen door R&D en schaalvergroting naar 2 tot 3 €/kg H2 in 2030[13]. In het klimaatakkoord is de ambitie uitgesproken om 4GW elektrolyse capaciteit te hebben gerealiseerd in 2030. Deze zal dan voornamelijk met offshore wind worden gevoed waardoor daadwerkelijk CO2 vrije waterstof wordt geproduceerd. Nu worden er grootschalige pilots opgezet van 1 – 10 MW capaciteit (bijvoorbeeld Groningen).

De wereldmarkt voor waterstof wordt nu gedomineerd door grote multinationals zoals Linde Gas (Duitsland), Air Liquide (Frankrijk) en Air Products (VS). Dit betreft bedrijven die een grote mix van producten aanbieden. De waterstof wordt in het algemeen geproduceerd op industriële schaal met aardgas ten behoeve van raffinaderijen en onder meer kunstmest. De prijs voor productie van deze waterstof op industriële schaal ligt nu op circa 1,50 €/kg H2. Wanneer hierbij de kosten voor CCS (Carbon Capture & Storage) worden opgeteld, kan blauwe waterstof worden geproduceerd voor 1,90

[13] Bijvoorbeeld Waterstofroutes Nederland, CE Delft, 2018

€/kg H2. In Nederland is de omvang van deze markt momenteel 800 tot 900 kton H2 per jaar (H-Vision studie[14]).

Om de huidige waterstofmarkt (met name grondstoffen) te vergoenen is 7GW offshore windcapaciteit nodig. Gezien de omvang van deze markt en de markten die nog gaan ontwikkelen (mobiliteit, hoge en lage temperatuur verwarming, elektriciteitsproductie), is het nog niet in te schatten waar de toekomstige waterstof met name ingezet zal gaan worden.

Er zijn scenario studies die aangeven dat grote hoeveelheden waterstof (of andere nieuwe brandstoffen) zullen worden geproduceerd met grote PV parken in zonrijke regio's met lage grondkosten, welke vervolgens worden geïmporteerd voor gebruik in industrie en mobiliteit in landen met veel minder zonuren, zoals Nederland. Hoewel nog onzeker, moet met dit scenario rekening worden gehouden. Kennisinstellingen en bedrijfsleven wijzen daarentegen op een ander, groot potentieel voor lokaal geproduceerde groene brandstoffen in het MKB (bedrijventerreinen, agrarisch) en mogelijk ook in woonblokken. Deze lokale kansen hebben zo'n groot potentieel door onder andere de kostenbesparingen die kunnen worden gerealiseerd door het vermijden van netverzwaringen, en doordat combinatie met andere technologieën (bijvoorbeeld batterij of warmte-opslag) lokaal rendabele oplossingen opleveren.

Er worden momenteel een groot aantal projecten ontwikkeld waarin waterstof een belangrijke rol speelt. Daarbij gaat het om waterstoftankstations voor FCEV, projecten waarbij waterstof wordt geproduceerd door een lokale windmolen of zonnepark waar de waterstof gebruikt kan worden voor ruimteverwarming, maar ook grootschalige waterstofprojecten zoals het H-Vision project waar blauwe waterstof het eindproduct is dat ingezet kan worden in de industrie en voor grootschalige elektriciteitsproductie. Een interessante en kansrijke technologieontwikkeling vindt momenteel plaats in Noord-Brabant, bij de startup Emmet Energy (zie Appendix I: Conversietechnologie van Emmet Energy).

Al deze projecten bevinden zich nog in een verkennend stadium (behalve de tankstations). Belangrijke vraagstukken die moeten worden beantwoord zijn:

1. De verantwoordelijkheid voor infrastructuur en de financiering daarvan (bijv. Gasunie, private partijen, regionale distributeurs zoals Enexis)
2. Hoe de financiële afweging concreet kan worden gemaakt tussen het verzwaren van een lokaal knelpunt versus het bouwen van elektrolyse capaciteit en het lokaal inzetten van waterstof
3. Een combinatie van elektrische en thermische opslag, elektrolyse en waterstofopslag, kan mogelijk dusdanige besparingen op netuitbreiding opleveren, dat de business case binnen afzienbare tijd interessant wordt.

Concluderend kan worden gesteld dat elektrolyse een belangrijke rol kan gaan spelen bij het realiseren van nieuwe grondstoffen en brandstoffen voor een grote verscheidenheid aan toepassingen. Hiermee kan elektrolyse ook een rol spelen bij het vermijden van netverzwaring in specifieke situaties waar dat financieel aantrekkelijker is. De kanttekening die daarbij moet worden gemaakt is dat zeker nog een vijftal jaren zal verstrijken alvorens deze technologie haar eerste grotere commerciële toepassingen

[14] H-Vision is een project in de Rotterdamse haven waarbij is onderzocht om hoge temperatuurverwarming bij raffinaderijen en elektriciteitsproductie bij de bestaande nu nog kolencentrales in de toekomst met blauwe waterstof te gaan doen, waarbij de CO2 die vrijkomt in lege offshore gasvelden kan worden opgeslagen. Belangrijke partners in dit project waren onder meer De Haven van Rotterdam, Gasunie, EBN, Shell, BP, Uniper en Air Liquide. (www.deltalinqs.nl/h-vision)

zal hebben. Op kortere termijn kunnen wel rendabele businesscases ontstaan door combinaties van technologieën op kleinere schaal bij het MKB.

5.2 Elektrische auto's met lithium-ion batterijen (BEV) of waterstof (FCEV)

In Brabant wordt voorzien dat elektrische auto's een belangrijke rol gaan krijgen. De elektrische auto is nu al in vrijwel alle opzichten superieur aan de benzine en diesel varianten (ICE – Internal Combustion Engines). De actieradius en de prijs zijn alleen nog niet op het niveau dat noodzakelijk is voor een grotere doorbraak. De verwachting is dat de komende jaren dit wel zal gaan gebeuren. De meeste grote autofabrikanten zullen in de komende twee jaar modellen (met name BEV) op de markt brengen, die een acceptabele actieradius gaan hebben en qua prijs kunnen concurreren met ICE's. De belangrijkste componenten die zorgen voor kostenverlagingen zijn de lithium-ion batterijen in de BEV's en de brandstofcellen in de FCEV's. De rol van zowel brandstofcellen als lithium-ion batterijen in het energiesysteem wordt besproken in het hoofdstuk energieconversie en vraag/aanbodsturing.

5.2.1 Elektrisch rijden (BEV)

Elektrische auto's hebben een finale energievraag die veel lager ligt dan de ICE's en FCEV's, zie ook appendix VI. Hierdoor kan als Noord-Brabant in 2030 de doelstelling uit de Brabantse Energieagenda van 530.000 volledig en deels plug-in hybrid's realiseert, de energievraag dalen met 12 PJ. Volledig op elektrische auto's over gaan betekent een verdere daling van 40 PJ voor mobiliteit. In Noord-Brabant is de groei naar 2020 toe 100.000 elektrische voertuigen[15]. Dat zijn alle mogelijke voertuigen omgerekend naar personenwagen equivalenten. De elektriciteitsvraag van deze voertuigen zal ongeveer 0,2TWh bedragen. Hoewel de elektriciteitsvraag beperkt is zal het zonder extra maatregelen netwerk capaciteit vragen omdat de vraag veelal gelijktijdig zal zijn. Intelligent laden is een eerste stap, verder kan worden gedacht aan terugleveren aan het net zodra die technologie beschikbaar komt. Ter illustratie, 100.000 EV waarvan normaal gesproken gemiddeld 90% stil zal staan, kunnen intelligent ingezet een batterij vormen van 3,4GWh[16]. Als een deel daarvan beschikbaar komt kan dat het netwerk sterk ondersteunen. Zodra het gehele Brabantse vervoer is geëlektrificeerd kan op deze wijze in een groot deel van de energievraag tijdelijk worden opgevangen en de fluctuaties van zon PV en wind goed worden opgevangen.

5.2.2 Waterstof auto (FCEV)

Waterstof auto's worden vaak genoemd als alternatief voor elektrische auto's vanwege de grotere actieradius en de kortere tijd nodig om te tanken. Dat zijn allebei valide argumenten hoewel de actieradius van elektrische auto's snel groeit en het gat steeds kleiner lijkt te gaan worden. Ook ten aanzien van het tanken is het de vraag of dit in de toekomst een belangrijk argument blijft. Ten eerste is het voor de huidige generatie H2 tankstations niet mogelijk om grotere aantallen waterstof auto's binnen korte tijd vol te tanken en geldt die snelheid dus alleen voor enkele auto's per uur. Vanzelfsprekend vinden op dit terrein ook ontwikkelingen plaats die deze beperking wellicht wegnemen. Ten tweede is met de komst van meer hoge capaciteit laders de wachttijd voor elektrische auto's ook aanzienlijk te bekorten.

Naast de genoemde potentiële voordelen voor waterstof auto's, zijn de auto's technisch complexer. Een waterstof auto is in de praktijk ook een elektrische auto (met kleinere accu) plus een waterstoftank en een brandstofcel. Dat maakt de afschrijvingen van een waterstofauto hoger, de waterstofauto onderhoudsgevoeliger en in aanschaf momenteel tot 50% duurder. De ambitie in het

[15] Plan van Aanpak Brabantse proeftuin 100.000 EV

[16] Als ervan wordt uitgegaan dat 90% van de auto's normaal gesproken stilstaat met een accucapaciteit van gemiddeld 75kWh die voor 50% is gevuld.

klimaatakkoord is dan ook aanzienlijk bescheidener dan de ambitie voor elektrische auto's. In 2030 wil men 200.000 FCEV's op de weg hebben. De energievraag van deze waterstofauto's is (zoals uit het de vorige paragraaf blijkt) vergelijkbaar aan die van benzine en dieselauto's.

Wanneer kan waterstof bij mobiliteit wel een belangrijke rol spelen? Bij zwaar transport over langere afstanden is een waterstof vrachtwagen mogelijk superieur aan de elektrische vrachtwagen als vervanging van de huidige dieselvrachtwagens. Hier kan wellicht snel vooruitgang worden geboekt wanneer belangrijke knooppunten met elkaar kunnen worden verbonden door waterstof vrachtwagens. Verder zijn er mogelijke voordelen voor specifieke toepassingen waar grotere vermogens nodig zijn (in dit verband worden vuilniswagens vaak genoemd). Nog belangrijker wellicht zijn toepassingen in de scheepsvaart en de luchtvaart.

5.3 Warmtetechnologieën

WKO en warmtepompen worden in het klimaatakkoord gezien als belangrijke technologieën om de overstap van aardgas naar verwarmen op elektriciteit mogelijk te maken. Beide technologieën werken volgens vergelijkbare principes waarbij WKO installaties met name geschikt zijn voor grotere gebouwen of appartementencomplexen. De installatie voedt dan in op een warmtenetwerk. Een warmtepomp wordt doorgaans ingezet om één woning te verwarmen. Momenteel zijn met name de lucht/water warmtepompen populair. Warmtepompen die warmte uit de grond halen (water/water) hebben doorgaans een hogere efficiëntie maar vergen een grotere investering en meer ruimte.

Naast WKO en warmtepompen wordt Infrarood verwarming, geothermie, zon thermisch en warmtenetten besproken. Al deze technologieën en veelal een combinatie ervan kunnen bijdragen aan de transitie naar elektrificeren van de lage temperatuur (<100°C) warmtevraag. Per wijk zal moeten worden vastgesteld welke technologie uiteindelijk het meest interessant is om duurzaam te verwarmen. Het ontwikkelen van een warmtetechnologie keuze model zal daarbij kunnen ondersteunen. Van belang bij het maken van keuzes (in het kader van deze studie) zijn onder meer de volgende punten:

1. In hoeverre maakt de technologie intelligente sturing mogelijk,
2. Zal de piekbelasting problemen kunnen veroorzaken op het netwerk,
3. Kan de technologie fluctuaties op dag of seizoenbasis op het elektriciteitsnet mee helpen oplossen.

5.3.1 Infrarood verwarming

Infrarood verwarming wordt (onterecht) relatief slecht gepositioneerd in de normen voor woningen. Infrarood verwarming, hoewel deze met elektriciteit wordt aangedreven, is niet gelijk aan een elektrische radiator. De golflengte waarmee dit systeem wordt bedreven, maakt dat muren, vloeren, plafonds, meubels en personen worden aangestraald en verwarmd, waardoor de benodigde warmte lager is dan bij convectieve (traditionele radiator) verwarming. Dit is het gemakkelijkst voor te stellen door de beleving op een zonnige winterdag, waar men bij buitentemperaturen rond het vriespunt en uit de wind, een heel comfortabel warmtegevoel heeft bij zonnestraling (en dus minder kleding nodig heeft bij deze lage buitentemperatuur). Een ander aspect is dat uit ervaring blijkt dat er bij infrarood verwarming geen 'vrije convectie' van lucht optreedt, zoals bij verwarming met gewone radiatoren (tot wel 0,5 m/s boven een radiator). Omdat de luchtlaag bij ramen en muren hierdoor niet steeds 'ververst' worden, zijn de verliezen aan deze oppervlakken kleiner – mogelijk leidend tot tientallen procenten minder warmteverlies. Deze effecten wordt in het geheel niet meegenomen bij de berekening van de EPC (energieprestatie coëfficiënt) voor woningen en ook onvoldoende bij de BENG (bijna energieneutraal gebouw) criteria. Het is wel van belang te beseffen dat het positieve effect van

infraroodverwarming niet opgaat bij heel slecht geïsoleerde woningen. Momenteel wordt door een verbond van partijen een onderzoek gedaan naar deze methode (JADS, BeNext, Thermiq, Milieucentraal).

De prijs van infrarood panelen kan snel veel lager worden dan het huidige niveau, bij voldoende grootschalige productie. Veel kosten zitten nu nog in logistiek en afschrijving, omdat de seriegrootte relatief klein is. Een analyse van de zogenaamde 'bill of materials' (kostprijsopbouw van de materialen) laat zien dat een volledig met infrarood verwarmde woning voor minder dan de prijs van een gasketel van warmte kan worden voorzien. Ook in de gebruikskosten komt zo'n systeem zeer goed uit in vergelijking tot andere technieken. De best werkende panelen zijn gebaseerd op de toepassing van nanotechnologie: de verwarmingslijnen bestaan uit zogenaamde nanotubes (grafeenlaag welke is 'opgerold' tot tubes).

Een belangrijk aspect van infrarood verwarming is de gelijktijdigheid van de vraag die mogelijk gaat optreden. Warmtevraag is vanzelfsprekend zeer temperatuurgevoelig en infrarood verwarming zal daarom potentieel tot grote vraagpieken gaan leiden. In het algemeen wordt gedacht dat warmtepompen dit minder zullen hebben omdat die om goed te functioneren vrijwel continue (relatief lage vraag) hebben. Onderzoek hoe infrarood verwarming het beste kan worden ingezet en welke technologieën in aanmerking komen als serieuze vervangers van gasverwarming is daarom noodzakelijk. Ervaringen lijken erop te duiden dat het vanuit wooncomfort en energie-efficiency veel beter is om infrarood verwarming te bedrijven op continu vermogen i.p.v. aan/uit te schakelen. Dit is gunstig voor het vermijden van pieken in de elektriciteitsvraag.

Concluderend kan worden gesteld dat infrarood verwarming een hoog potentieel heeft om aardgasverbruik te verminderen, maar vooral in goed geïsoleerde woningen en gebouwen optimaal functioneert. Verder onderzoek is noodzakelijk in relatie tot het intelligent inzetten van infrarood (zie ook hoofdstuk Energieconversie en vraag/aanbodsturing.

5.3.2 Geothermie

"Geothermie is het winnen van de warmte, die aanwezig is in de aardkorst. Deze warmte wordt ingezet als duurzame vorm van energie. Aardwarmte ontstaat door natuurlijke processen die plaatsvinden in de verschillende aardlagen. De temperatuur loopt op met de diepte: hoe dieper hoe warmer. Gemiddeld neemt de temperatuur toe met zo'n 30˚Celsius per km diepte. Geothermie maakt gebruik van de warmte die dieper dan 500 meter gewonnen wordt; bodemenergie is aardwarmte die minder dan 500 meter diep gewonnen wordt. Vanwege de grotere diepte waarop geothermische warmte gewonnen wordt, is de initiële investering vrij hoog. Projecten zijn rendabel bij een grote warmtevraag.

Voor het winnen van geothermische warmte worden twee (diepe) putten geboord: een productie- en een injectieput. Een pomp haalt het water via de productieput omhoog. Een warmtewisselaar haalt de warmte uit het water en levert het door aan een distributienet, die de warmte naar de afnemers (woningen, kassen, bedrijfspanden) transporteert. Het gebruikte en afgekoelde water wordt via de injectieput in dezelfde watervoerende laag teruggebracht. Zo blijft de totale hoeveelheid water in deze laag gelijk."[17]

Iedere kWh elektriciteit resulteert zo, afhankelijk van de installatie, het gebruik en het seizoen, in meer dan 20 tot 40kWh warmte. Als vervanging van aardgas is geothermie daarom een technologie die een gering beslag op het netwerk legt.

[17] Geothermiebrabant.nl

Geothermie is echter vooralsnog een dure en risicovolle techniek gebleken. Ten aanzien van de kosten is de verwachting dat boortechnieken verbeterd zullen worden, wat tot kostenreducties zal leiden. Eén van de risico's van toepassing van geothermie is het risico op aardbevingen (zie Grubbenvorst). Gezien de huidige ontwikkelsnelheid mag niet worden verwacht dat deze technologie in het algemeen een grote rol zal spelen in de jaren 2020-2030. Verder is gebleken dat in Noord-Brabant de potentie van geothermie minder is dan in sommige andere provincies (met name Noord- en Zuid-Holland, zie Nationaal Warmtenet Trendrapport 2017).

Voor Noord-Brabant zijn de kansen voor geothermie het komende decennium beperkt. Er is wel wet- en regelgeving in ontwikkeling die onder meer tot doel hebben de risico's beheersbaarder te maken. De langere termijn potentie (zowel fysiek als financieel) moet verder onderzocht worden.

5.3.3 WKO

Warmte-Koude Opslag (WKO) is een techniek waarop wereldwijd weinig ontwikkeling plaats vindt. Nederland heeft wegens de goede bodemgeschiktheid een opwek aandeel van 80% wereldwijd. Het is onduidelijk wat de groei in WKO is. Wel duidelijk is dat terugverdientijden momenteel goed zijn voor (grote) appartementenblokken en utiliteitsbouw, waar deze techniek dan ook vaak wordt toegepast. WKO kan bij nieuwbouw en in gebieden met hoogbouw/kantoren een belangrijke rol spelen waardoor een minder groot beroep op de elektriciteit infrastructuur hoeft te worden gedaan.

5.3.4 Warmtepompen

Warmtepompen zijn in essentie 'omgekeerde airco's', waarvoor een wereldwijde markt bestaat. De productie van de warmtepompen wereldwijd bedraagt slechts 2-3% van de airco markt. In Nederland bestond de geïnstalleerde hoeveelheid in 2017 uit 130.000 stuks en zijn in datzelfde jaar 20.700 warmtepompen verkocht (tegenover 400.000 verwarmingsketels). Ongeveer 60% van de nieuwbouwwoningen wordt uitgerust met een warmtepomp. De omzet bedroeg in 2017 € 586 miljoen en er waren ruim 8.500 fte werkzaam in de sector. De explosieve groei van -de overigens sterk gesubsidieerde- warmtepompen in Nederland heeft geen invloed op de prijsontwikkelingen in die mondiale markt. Claims over de COP (Coëfficiënt of Performance, welke aangeeft hoeveel energie het systeem opwekt uit lucht of bodemwater voor elke kWh stroom die erin gaat, deze bedraagt nu circa 3.5) vallen in de praktijk vaak lager uit in het Nederlandse klimaat[18].

Van de kosten bestaat circa 30-45% uit installatiekosten, afhankelijk van het type warmtepomp. Op dit moment zijn de in warmtepompen gebruikte koelmiddelen helaas nog niet milieuvriendelijk; deze koelmiddelen breken de ozonlaag af (HCFK, EU verbod en worden in de EU niet meer verkocht) en/of zijn een broeikasgas (HFK, EU-beperkingen). Er worden momenteel echter warmtepompen ontwikkeld die werken met pentaan of butaan om dit probleem op te lossen.

Concluderend kan worden gesteld dat het gebruik van warmtepompen zonder aanvullende maatregelen potentieel voor een grote piekbelasting van het net (bij koude dagen) kunnen zorgen. Met name water/water warmtepompen kunnen juist ook een rol spelen bij het ondersteunen van smart grids die waar warmte buffering voor korte of langere tijd waardoor er juist minder belasting op het net ontstaat.

5.3.5 Warmtenetten

Warmtenetten zijn vanzelfsprekend alleen een warmtedistributietechnologie en geen productie en creëren ook slechts een geringe elektriciteitsvraag (pompenergie). Conventionele warmtenetten

[18] https://www.vakbladwarmtepompen.nl/techniek/artikel/2018/11/energetische-efficientie-cop-zegt-niet-alles-1013993?vakmedianet-approve-cookies=1&_ga=2.137333360.1528687217.1567848494-2063171163.1567848494

worden doorgaans gevoed met relatief hoge temperatuur warmte als product van een grote warmtekrachtcentrale, zoals in Noord-Brabant de Amercentrale. Deze systemen voldoen op dit moment goed waar huizen onvoldoende zijn geïsoleerd in oudere stadswijken. Dat neemt niet weg dat het beter is ook deze huizen zoveel mogelijk te isoleren. In een aantal situaties (met name oudere wijken in de buurt van een warmtebron) kan het uitkomst brengen om ook deze huizen van aardgas af te halen, echter dat zijn waarschijnlijk meer uitzonderingen.

Warmtenetten waren vooral populair in diverse steden en landen in de vorige eeuw. Er is momenteel wereldwijd eerder sprake van een afname dan een toename van dit type warmtenetten. Op een aantal landen na zoals Denemarken die fors leunt op warmtenetten voor de verduurzaming van haar warmtevraag.

In Nederland nemen warmtenetten een belangrijke rol in binnen het Klimaatakkoord, omdat hiermee snel 'meters kunnen worden gemaakt', zo is de gedachte. Hierbij gaat het echter om veelal kleinschaligere, lagere temperatuurnetten, gevoed door lokale biomassacentrales of WKO-installaties.

Het aanleggen van warmtenetten kan lange tijd in beslag nemen. Voorbereidingen (onder meer vergunningen) en aanleg (mankracht) kosten vele jaren. Sommige aanbieders van warmtenetten geven aan dat zij niet verwachten het geplande tempo te gaan halen.

In 2016 waren er in Nederland 11 bedrijven actief als beheerders van in totaal 231 warmtenetten, waarvan 95% kleinschalig (< 5000 klanten) van aard en 56% in de woningbouw. De totale omzet bedroeg € 603 miljoen en er waren ruim 1.000 fte werkzaam bij deze organisaties. Op dit moment maken warmtenetten in Nederland vooral gebruik van restwarmte uit industrie, kassen, afvalverbrandingsinstallaties (AVI) en elektriciteitscentrales. Deze warmte moet in de toekomst volledig duurzaam worden, bijvoorbeeld door middel van biomassa, koppeling met geothermie, WKO of verbrandingswarmte van een gascentrale op synthetisch gas zoals waterstof. Deze verduurzamingsslag vergt herinvesteringen in de toekomst indien warmtenetten niet bij aanvang gebruik maken van een CO2-neutrale bron. Het potentieel aan CO2-reductie voor Nederland is beperkt, circa 2 Mton/jaar per 2030 volgens het rapport "Kosten Energie en Klimaattransitie in 2030 (update 2030, PBL)".

Concluderend kan worden gesteld dat klassieke warmtenetten in Noord-Brabant een beperkte rol zullen spelen in de energietransitie.

Nu en in de toekomst lijken kleinschaligere lage temperatuurnetten waarin onder andere WKO installaties, warmtebatterijen en aquathermie een belangrijke rol spelen, meer perspectief te bieden. Het perspectief hiervan is onderdeel van de WKO paragraaf. Dit wordt ondersteund door de o.a. de waterschappen.

5.3.6 Zonthermisch

Zonthermisch staat voor een zonnecollector die doorgaans op het dak van een huis kan worden geplaatst en die warmte levert aan een zonneboiler. Hiermee kan de aardgas of elektriciteitsvraag worden verminderd. Een zonnecollector is qua ruimte in concurrentie met PV panelen. Een zonnecollector van 2,5M2 kan per jaar ongeveer 5GJ aan warmte produceren (is vergelijkbaar met ruim 150 M3 aardgas). In situaties waar voldoende dakoppervlak is kan dit een interessante aanvulling zijn. PV panelen produceren op dit oppervlak slecht 1,5GJ. Echter de kosten zijn significant lager en PV panelen zijn daarom veel aantrekkelijker.

Zonnecollectoren zijn geen exponentiele technologie. Hoewel zonnecollectoren een plaats hebben binnen de bebouwde omgeving is het niet de verwachting dat het een significante bijdrage aan

verduurzaming gaat leveren. De investeringskosten, die naar verwachting niet veel zullen dalen, zijn daarvoor ook veel te hoog waardoor het voor huizenbezitters financieel geen interessante optie is.

6 Vraag/aanbodsturing (smart grids) en Energieconversie

In het verleden was het bij elkaar brengen van vraag en aanbod van elektriciteit eenvoudig. Grote centrales pasten de productie continu aan de fluctuerende vraag aan. In een energiesysteem dat grotendeels is geëlektrificeerd, waarbij het aanbod voor een belangrijk deel wordt geproduceerd door fluctuerende bronnen die zich slechts beperkt laten sturen, is dat niet langer mogelijk. Vraag en aanbod kunnen nog maar op twee manieren worden gematcht:

1. Door het realiseren van zeer grote overcapaciteit, zowel voor wat de zon PV en wind onshore en offshore, als het netwerk,
2. Door vraag en aanbod slim aan te sturen en met energieconversie de korte en lange termijn fluctuaties zo goed mogelijk af te stemmen op de vraag.

Het Zenmo model laat in een aantal analyses zien dat optie twee resulteert in een energiesysteem dat potentieel minder kost dan het huidige systeem. Optie één kost vanzelfsprekend veel meer.

In de appendices worden enkele voorbeelden van businesscases van energieopslag besproken.

Er lijkt vooralsnog geen winnende technologie te zijn, enkele ontwikkelen zich exponentieel, anderen blijven een rol spelen in specifieke situaties. Om naar 2050 toe een volledig duurzaam systeem economisch en technisch mogelijk te maken is een combinatie van technologieën noodzakelijk. De technologieën die nu kansrijk lijken worden in deze paragraaf kort besproken.

6.1.1 Smartgrid technologieën

Smartgrid is een verzamelwoord geworden voor een grote diversiteit aan technologieën die ondersteunend kunnen zijn aan het onder bepaalde voorwaarden (bijv. minimale kosten of minimale CO2 uitstoot) matchen van vraag en aanbod. Warmtepompen, WKO installaties, elektrische auto's en thuis- of buurtbatterijen zijn toepassingen waar de vraag naar elektriciteit in meer of mindere mate kan worden losgekoppeld van de vraag naar het eindproduct (warmte, mobiliteit, elektriciteit). Doorgaans worden hiermee korte termijn variaties opgevangen. Een BEV wordt geladen als de zon schijnt bijvoorbeeld en niet op het moment dat de stekker in de laadpaal gaat. Een voordeel is dat de netwerk- of opslagcapaciteit voor de PV installatie en de aansluiting lager kunnen zijn wanneer vraag en aanbod op elkaar worden afgestemd.

6.1.2 Slimme vraag- en aanbodsturing

Voor het actief managen van elektriciteitsstromen zijn systemen noodzakelijk die vraag- en aanbod slim kunnen sturen. Het slim aansturen kan op basis van prijsincentives op de elektriciteitsmarkt. Het kan ook alleen betekenen dat de maximale vermogensvraag wordt beperkt door het slim inzetten van lokale batterijen of het in de tijd verplaatsen van laden van elektrische auto's. Hierdoor kan dan worden volstaan met een kleinere aansluiting en minder netwerkkosten.

Handelsplatformen zullen vanaf 2021 door Europese wet- en regelgeving in snel tempo de energiehandel mee gaan bepalen. De wetgeving faciliteert toegang van producerende consumenten tot de energiemarkt middels aggregators. Deze zullen een grote hoeveelheid consumenten gebundeld toegang geven tot de levering en afname van stroom-, en in de wat verdere toekomst ook gasmarkten. De installaties voor teruglevering en opslag en conversie zullen middels IoT (Internet of Things) technologie aan het internet zijn gekoppeld, waardoor het mogelijk wordt om op een hoge frequentie handel te drijven op de energiemarkten. De lokale verbinding van vraag en aanbod zal daarin belangrijk worden, omdat daarvoor incentives zullen worden ontwikkeld. Daarmee worden congestie en onbalans op het energienet zo klein mogelijk gehouden.

Concluderend kan worden gesteld dat voor handelsplatformen een grote rol is weggelegd voor het matchen van vraag en aanbod, mits een voortvarende invoering van de benodigde (Europees verplichte) wet- en regelgeving.

6.1.3 Demand response

Demand response of vraagsturing is een manier om de vraag naar energie te verschuiven in de tijd. De meest toegepaste variant op dit moment is Demand Response van koelhuizen en gemalen. De energievoorziening van deze koelhuizen kan worden geschakeld afhankelijk van de prijsschommelingen op de energiemarkt. Een Brabants bedrijf als Scholt Energy heeft dit als service toegevoegd aan haar aanbod voor haar klanten. Door langer koelen dan wel uitgesteld koelen kan de energie worden aangekocht tegen de best mogelijke prijs.

Andere vormen van Demand Response kunnen zich ontwikkelen, bijvoorbeeld boilervaten bij warmtepompen die extra energie kunnen opslaan, of door elektrische apparaten in een woning te laten inschakelen op basis van energieprijs, aanbod en gewenste activering. Men kan echter niet verwachten dat dit snel zal gaan omdat de penetratiesnelheid van deze techniek nog klein is (Nationaal Warmtepompen Trendrapport 2018), en consumenten dan ook nog de bereidheid moeten hebben internettoegang te geven tot systemen die zich in hun huis bevinden.

Bij elektrisch vervoer zijn wel grote resultaten op het gebied van demand response te verwachten in de toekomst. Accu's kunnen ge- of ontladen worden op het moment dat dit voor het totale energieverbruik het meest gunstig is; de elektrische auto zal een belangrijke rol krijgen bij het verdelen van stroom over het net.

Concluderend kan worden gesteld dat Demand Response een uiterst interessante en intelligente manier kan zijn om energievraag en aanbod beter op elkaar aan te laten sluiten.

6.2 Energieconversie

Er bestaat een groot scala aan energieconversie technologieën. In het kader van dit rapport worden hier alle technologieën onder verstaan die elektriciteit of warmte gedurende korte of langere tijd kunnen opslaan of omzetten in een andere energiedrager die hergebruikt kan worden.

Hier worden de volgende technologieën besproken:

1. Brandstofcellen
2. Batterijen
    - Lithium-ion
    - Flow
3. Warmteopslag
    - Phase Changing Materials (PCM)
    - Thermochemische opslag (Warmtebatterij)
4. Fuels
    - Waterstof

6.2.1 Brandstofcellen

De verwachtingen ten aanzien van brandstofcellen zijn hooggespannen. Brandstofcellen gebruiken waterstof als brandstof en produceren elektriciteit en warmte. Zowel voor stationaire toepassingen als in auto's kunnen brandstofcellen een belangrijke rol gaan spelen in de energietransitie. Toepassingen waar van beide gebruik wordt gemaakt lijken op kortere termijn het meest kansrijk.

De groei van de brandstofcelmarkt is nog een sterk beperkende factor. De technologie is zeker een exponentiële technologie in de definitie van deze studie en de verwachtingen zijn dat de kosten relatief snel naar beneden kunnen van nu 230$/kW naar 180$/kW (voor brandstofcellen in auto's). Ook veel verdere dalingen naar 50 $/kW zijn haalbaar volgens de experts. Om die dalingen te kunnen realiseren is het vooral van belang dat tenminste een deel van de auto's brandstofcellen gaan gebruiken. De enorme aantallen die daarmee gemoeid zijn kunnen de kosten significant naar beneden brengen[19]. Brandstofcellen die elektriciteit (en warmte) produceren in stationaire toepassingen zijn nog aanzienlijk duurder. Deze moeten ook concurreren met bijvoorbeeld gascentrales en kunnen veel meer uren produceren dan de brandstofcellen in auto's.

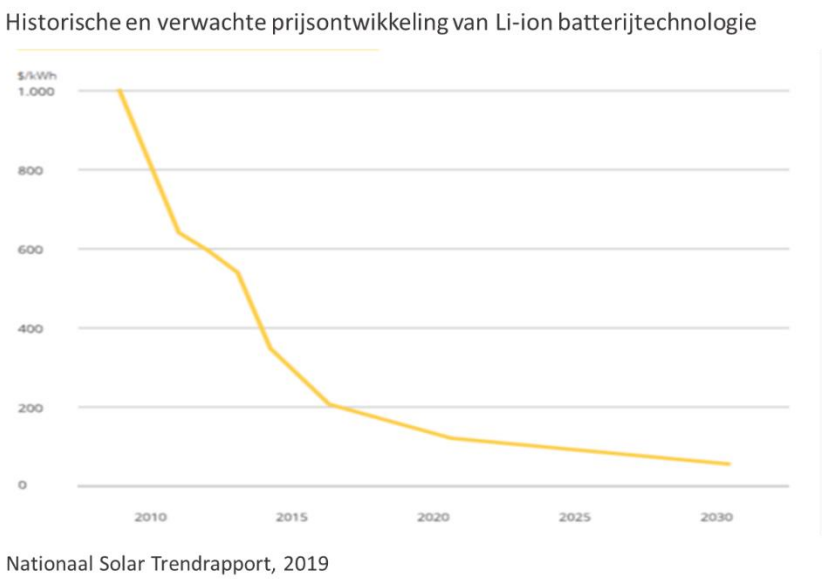
6.2.2 Batterijen

De wereldwijde markt voor batterijen groeit het snelst van alle markten van hernieuwbare technologie, momenteel 35% per jaar (London Summit 2017, Breaking Clean, Michael Liebreich). De Li-ion batterij is daarbij de motor van deze groei: deze opslagtechniek kent vele toepassingen, waarbij de toepassing in de elektrische auto het meest dominant is. Er worden momenteel al grote zonneparken gebouwd op Megawatt schaal, gecombineerd met grootschalige opslag in Li-ion batterijen. Op een eiland als Puerto Rico, waar men ontredderd was na getroffen te zijn door een hevige orkaan, worden nu microgrids aangelegd met zonne- en windenergie gecombineerd met opslagtechnologie.

Naast Li-ion zijn er ook kansrijke nieuwe ontwikkelingen gaande, onder meer op het gebied van de zoutbatterij en de waterstofbromide batterij. Het bedrijf Elestor maakt grote vorderingen bij de ontwikkeling van deze batterij, die in potentie stroom kan opslaan voor de helft van de prijs van een Li-ion batterij (de batterij is echter niet mobiel). Zie appendix III over Elestor voor detailinformatie.

Binnen Nederland staat de toepassing van batterijtechniek nog in de kinderschoenen. Batterijen worden nu vooral ingezet als capaciteitsbron voor levering van stroom op de reservemarkt, in plaats van bijvoorbeeld dieselgeneratoren. Dit levert een positief businessmodel op, maar de toekomstbestendigheid daarvan is onzeker omdat de ontwikkeling van de reservemarkt moeilijk te voorspellen is. Het ligt door de snelle prijsdalingen en de toenemende problemen met het elektriciteitsnetwerk in de lijn der verwachting dat de technologie snel in belang zal toenemen als opslag- en leverbron in de dagelijkse energiehandel. Met een batterij kan overtollige zonne- of windenergie worden opgeslagen en verschoven in de tijd (uren, dagen) worden terug geleverd aan het net, of voor eigen gebruik worden aangewend op momenten dat er weinig duurzame opwek is. Voor het businessmodel rond deze applicatie, met name in de agro sector, wordt verwezen naar appendix IV van dit rapport.

[19] The Future of Hydrogen, Seizing todays opportunities, IEA, June 2019



Figuur 9 Prijsontwikkeling Li-ion batterijtechnologie

6.2.3 Warmteopslag

Warmteopslag in diverse vormen kan een belangrijke bijdrage leveren aan het bij elkaar brengen van vraag- en aanbod. De potentie ervan is erg groot. Zon PV die in de zomer warmte produceert en in een warmteopslag bewaart voor de winter kan een belangrijke bijdrage leveren aan het efficiënt inzetten van de te verwachten enorme capaciteit aan PV die de komende decennia zal worden ontwikkeld. Veel technologieën bevinden zich nog aan de vooravond van commerciële toepassingen en het is nog erg onzeker in hoeverre de belofte ervan kan worden waargemaakt. Er worden hier twee voorbeelden besproken. Concluderend kan worden gesteld dat de kansen voor warmteopslag nog onvoldoende duidelijk zijn, en dat doorbraken nodig zullen zijn om aantrekkelijk te worden.

6.2.3.1 Phase Changing Materials (PCM)

“PCM’s zijn materialen waarvan de faseverandering, van vast naar vloeibaar en vice versa, wordt gebruikt om warmte op te slaan en af te staan. In PCM’s wordt warmte opgeslagen voor gebruik op een later moment. Het nut van PCM in bijvoorbeeld kantoren is dat bij veel bij warmte door mensen, computers, apparaten en zonneschijn de ruimte niet snel in temperatuur zal stijgen, deze warmte wordt namelijk eerst door het PCM opgenomen. Het effect is koeling in de ruimte. Als het kouder wordt draait dit proces zich om en zal het PCM de opgeslagen warmte afstaan, het effect is verwarmen. Het resultaat is een "constantere temperatuur" in het gebouw”[20].

Er is nog veel onbekend. De markt is nog beperkt, er zijn geen gegevens over de groei (verwachtingen) en kostprijs ontwikkelingen. In het algemeen is de energie-inhoud nog steeds te laag voor grootschalige toepassing, ondanks de vooruitgang die de laatste decennia heeft plaatsgevonden en er nog steeds verbeterpotentieel ligt volgens de wetenschap. Er zijn geen leercurven te vinden van deze technologie. Ook tijdens een gerichte discussie sessie op TU/e met daarbij kennisinstelling en bedrijven werden deze vooruitzichten niet helder, waardoor het niet mogelijk is betrouwbare prognoses te maken van toekomstscenario’s.

[20] http://www.pcmtechnology.eu/nl/techniek

6.2.3.2 Thermochemische opslag

Mechanische warmteopslag is nu al mogelijk. Brabantse bedrijven Ecovat en Hocosto spelen daar een voortrekkersrol. In parallel werken kennisinstellingen aan de ontwikkeling van de thermochemische batterij, ook wel warmtebatterij genoemd. Met deze technologie kan warmte over de seizoenen heen worden opgeslagen. De TU/e en TNO werken aan een product dat binnen enkele jaren kan worden gerealiseerd. Hiermee zouden woningen in de zomer met zonne-energie voldoende warmte kunnen opslaan om in de winter het huis te kunnen verwarmen. Ook voor deze technologie geldt dat het potentieel enorm is maar de grootschalige toepassing nog niet dichtbij.

6.2.4 Waterstof

Waterstof kan worden opgeslagen in zoutcavernes. Gasunie bezit een aantal cavernes waarin nu aardgas wordt opgeslagen; deze zijn ook geschikt voor waterstofopslag, waarbij slechts de bovengrondse apparatuur deels vervangen dient te worden. Zoals bij alle 'holle' apparatuur zijn bij gasopslag grote schaalvoordelen te behalen. De opslagruimte voor aardgas (in zoutcavernes) kost 0,5-1,0 € ct/kWh per jaar, integrale kosten. Omdat de dichtheid van waterstof ongeveer 1/3 is van die van aardgas, en de cavernes op druk begrensd worden, stijgen de opslagkosten bij vervanging van aardgas door waterstof met ongeveer een factor 3. De kosten van opslag van waterstof in zoutcavernes wordt derhalve geschat op 1,5 – 3,0 € ct/kWh per jaar (integrale kosten).

De opslag van waterstof is dus duurder dan de opslag van aardgas. De kosten voor transport van waterstof door buizen zijn per kWh daarentegen vergelijkbaar met de kosten voor transport van aardgas. Weliswaar is de energiedichtheid van waterstof lager dan die van aardgas, maar de viscositeit is ook lager, waardoor waterstof bij hetzelfde drukverschil (de drijvende kracht bij gastransport) veel sneller door de buizen stroomt. Nieuwe buizen voor aardgastransport en – distributie zijn fors goedkoper dan nieuwe kabels voor elektriciteitstransport en – distributie en dat geldt dus ook in het geval van waterstof. Daar komt bij dat bestaande gasbuizen ook geschikt zijn voor waterstof, alleen de compressoren, meters, afsluiters en veiligheidsprocessen moeten worden vervangen. Eigenlijk kan dus de vergelijking worden gemaakt tussen verzwaring van de elektriciteitsnetten versus aanpassing van bestaande gasbuizen voor waterstoftransport. Bij gebruikmaking van het huidige aardgasnet kan dus overgeschakeld worden op waterstof transporterende gasleidingen of een mix van waterstof en aardgas, en ketels die 100% op waterstof of een mix kunnen branden – Stedin voert hiervoor momenteel een proef uit met ketels van Remeha.

De kostprijzen voor zowel opwek van zonne- en windenergie als ook die van technologieën voor conversie en opslag van duurzaam opgewekte elektriciteit naar groen brandstoffen dalen exponentieel. De bestaande gasinfrastructuur voor opslag en transport is -met beperkte aanpassingen- bruikbaar voor groene brandstoffen zoals waterstof. Gezien de snel dalende kosten voor de productie van groene brandstoffen is het dus maar zeer de vraag of Nederland haar bestaande gasinfrastructuur moet afbouwen.

7 Ontwikkeling energieverbruik Provincie Noord-Brabant 2019-2030

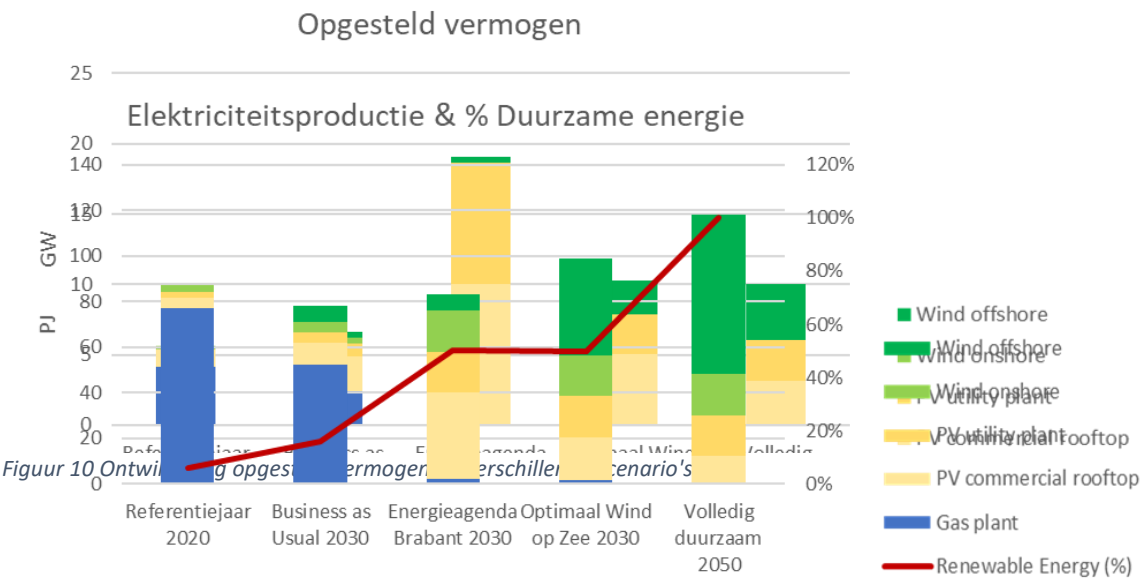
7.1 Scenario analyse

Met het rekenmodel Zenmo van de TU/e zijn berekeningen uitgevoerd voor de ontwikkeling van het totale energieverbruik in de toekomst. De focus ligt daarbij op 2020, 2030 en 2050. Voor 2030 geldt de Energieagenda als doel, voor 2050 een volledig duurzame energievoorziening. Zenmo berekent geen pad naar 2030 en 2050 toe maar demonstreert hoe het energiesysteem functioneert indien uitgegaan wordt van een bepaald mix van bestaande en nieuwe technologieën. Ook zijn de kosten van netverzwaring, gebouwisolatie en financiering, en de impact op de jaarlijkse cash-flow, nog niet meegenomen in het model. Verder onderzoek is noodzakelijk naar de transitiepaden richting 2030 en 2050. Naast de Brabantse Energieagenda is ook berekend hoe het zou zijn wanneer geen additioneel beleid wordt geïmplementeerd (business as usual) en wanneer er minder zon PV en meer wind op zee zal zijn.

In Appendix VII – Scenario aannames Zenmo wordt toegelicht welke inputvariabelen zijn meegenomen in de twee scenario's, evenals een groot aantal andere parameters waarop het model is gebaseerd. Hier volstaan we met het kort benoemen van enkele belangrijke factoren in het Zenmo model. Elementen die zijn meegenomen in het model, betreffen onder andere:

1. Elektrische mobiliteit (EV), met mogelijkheid voor slim laden
2. Zonne- en windenergie
3. Batterij-opslag
4. Waterstofopslag en waterstofconversie
5. De variatie van verbruiken op uurbasis over het gehele kalenderjaar
6. De variatie van teruglevering van zon en wind over het gehele kalenderjaar
7. Elektriciteitsproductie met zon-PV en wind (op land of zee) wordt berekend aan de hand van uurlijkse instraling en winddata. De berekening leidt tot verschillen in 'vollasturen' orde grootte zon-PV (1000 uren), wind op land (2000 uren) en wind op zee (5000 uren)
8. CO2 prijsontwikkelingen
9. Prijsontwikkelingen voor fossiele brandstoffen zonne-energie, windenergie, EV, batterijen, elektrolyse/brandstofcellen, warmtenet, warmtepomp, geothermie. Daar waar van toepassing zijn cijfers genomen voor de leercurven zoals samengevat in Figuur 7 Ontwikkeling prijsindex diverse technieken.

In de Figuur 10 staan de wind en zon PV vermogens als ook de capaciteit aan gascentrale die noodzakelijk is om voldoende elektriciteit te produceren voor de vraag van Noord-Brabant.



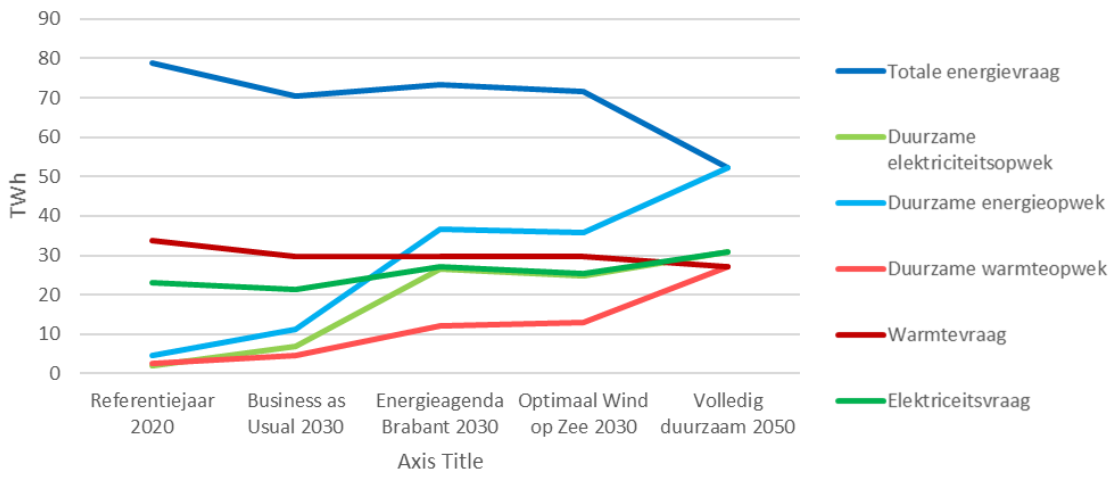
Figuur 10 Ontwikkeling opgesteld vermogen verschillende scenario's

Figuur 11 ontwikkeling elektriciteitsproductie bij verschillende scenario's

Figuur 11 geeft de jaarlijkse productie van de genoemde capaciteiten weer. De rode lijn laat zien hoeveel procent van de totale energievraag duurzaam wordt geproduceerd.

7.2 Resultaten

Elektrificatie van mobiliteit en warmtevraag en gelijktijdig toenemende energie-efficiënte leidt tot een lichte stijging van de elektriciteitsvraag en een sterke daling van de totale energievraag. In figuur XX is dit duidelijk te zien. De elektriciteitsvraag is in de Brabantse Energieagenda al in 2030 grotendeels duurzaam opgewekt, voor de warmtevraag geldt dat pas in 2050. Met de finale energievraag (bij de eindgebruiker) wordt de totale energievraag van Noord-Brabant bedoeld.



Figuur 12 Energievraag en productie bij verschillende scenario's

7.3 Analyse resultaten

De uitkomsten van de doorgerekende scenario's zijn samengevat in Tabel 1, waarin ook de resultaten zijn opgenomen voor de CO2-reductie, de finale energievraag, en de jaarlijkse systeemkosten (exclusief belastingen) op basis van afschrijvingen. Voor 2030 zijn de doelstellingen van de Brabantse Energieagenda bepalend en voor 2050 een volledig duurzame wereld. Als referentiejaar zijn de verwachtingen voor 2020 gekozen .

Met jaarlijkse systeemkosten worden bedoeld alle kosten die door alle betrokken spelers gezamenlijk worden gemaakt. Dit betreft dus onder andere de afschrijvingen op investeringen in zonnepanelen, verwarmingsketels, warmtepompen en andere installaties, operationele kosten, etc. Kosten die niet worden meegenomen zijn met name: investeringen in netwerken, kosten die samenhangen met bijv. vervroegde afschrijvingen van applicaties die niet meer gebruikt worden en investeringen in energiebesparing (bijvoorbeeld woningisolatie). Deze kunnen de systeemkosten negatief beïnvloeden. Daarnaast zijn er mogelijkheden van de infrastructuur, bijvoorbeeld handel met andere landen die niet worden meegenomen die de systeemkosten positief zouden beïnvloeden.

De mix aan technologieën en met name de inzet van smart grids (inclusief vraagsturing) en energieconversie bepalen voor een belangrijk deel de omvang van de investeringen die in de netwerken noodzakelijk zullen zijn (zie ook de eerder aangehaalde Flexnet studie van ECN).

Tabel 1 Overzicht kengetallen verschillende scenario's

	Referentiejaar 2020	Business as Usual 2030	Brabantse Energieagenda 2030	Optimaal wind op zee 2030	100% Duurzaam 2050
Finale energievraag (PJ)	284	254	264	257	196
Duurzaam opgewekte energie (%)	6%	16%	50%	50%	100%
Elektriciteitsvraag (PJ)	83	77	97	91	119
Duurzaam opgewekte elektriciteit (%)	9%	32%	98%	98%	100%
Energie-systeemkosten (€ mld)	3,8	4,5	5,6	4,7	3,1

De meest opvallende uitkomst uit deze berekeningen is dat de jaarlijkse energiesysteemkosten uiteindelijk zullen dalen door de verduurzamingsmaatregelen[21]. Voor

[21] Er is geen scenario gemaakt waarin een vorm van nucleaire energie een rol speelt. De belangrijkste reden daarvoor is dat niet kan worden verwacht dat binnen de horizon van dit rapport een nucleaire centrale een rol van betekenis kan spelen. Ervaringen in Frankrijk, Engeland en Finland onderbouwen deze verwachting. De constructie van Flamanville, een nieuwe kerncentrale in Frankrijk, is begonnen in 2008. Momenteel wordt verwacht dat deze niet voor 2022 operationeel zal zijn. Olkiluoto in Finland zal waarschijnlijk in 2020 operationeel zijn. De bouw ervan is begonnen in 2003. Hinkley Point in Engeland ten slotte is nu voorzien voor 2025, dertien jaar nadat EDF toestemming kreeg van de Britse overheid deze centrale te gaan ontwikkelen en achttien jaar nadat was besloten een nucleaire centrale te gaan bouwen in Engeland. Naast deze nucleaire centrales wordt veel gesproken over de thoriumreactor. In China waar men het verst is met het ontwikkelen van een prototype wordt niet verwacht dat een werkende centrale op commerciële schaal operationeel is voor 2040. Het bekendste onderzoek naar nieuwe nucleaire technieken is van MIT. Het MIT artikel voorziet thorium en

het referentiejaar 2020 worden de energiesysteemkosten berekend op €3,8 miljard per jaar. Wanneer geen nieuw beleid wordt uitgevoerd (het "business as usual" scenario) stijgen die kosten naar €4,5 miljard per jaar. Dat is voor een belangrijk deel het gevolg van het niet halen van de CO2 doelstelling omdat te weinig in duurzame energie wordt geïnvesteerd in dit scenario waardoor de CO2 kosten hoog zullen zijn.

Het uitvoeren van de Brabantse Energieagenda leidt tot een verhoging van de energiesysteemkosten. De hoge ambitie voor onder andere zon PV waar op momenten van hoog aanbod geen vraag naar is, leidt tot hoge kosten voor batterijen en relatief veel conversie. Dit is ook het resultaat van de aanname dat de zonnestroom vooral in Brabant moet worden benut. Er wordt beperkt gebruik gemaakt van de mogelijkheid deze stroom met andere landen of provincies te verhandelen. De gedachte is dat dit lastig zal zijn indien deze andere gebieden met vergelijkbare ambities zon PV hebben gerealiseerd. De hoge ambitie leidt er overigens ook toe dat al in 2030 64% CO2 reductie is gerealiseerd (in plaats van de doelstelling van 50%). Naast de Brabantse Energieagenda is ook een scenario Optimaal Wind op Zee berekend. Hier wordt een deel van de zon PV productie vervangen door wind op zee. Verder resulteert het in vergelijkbare duurzame energie en CO2 reductie cijfers.

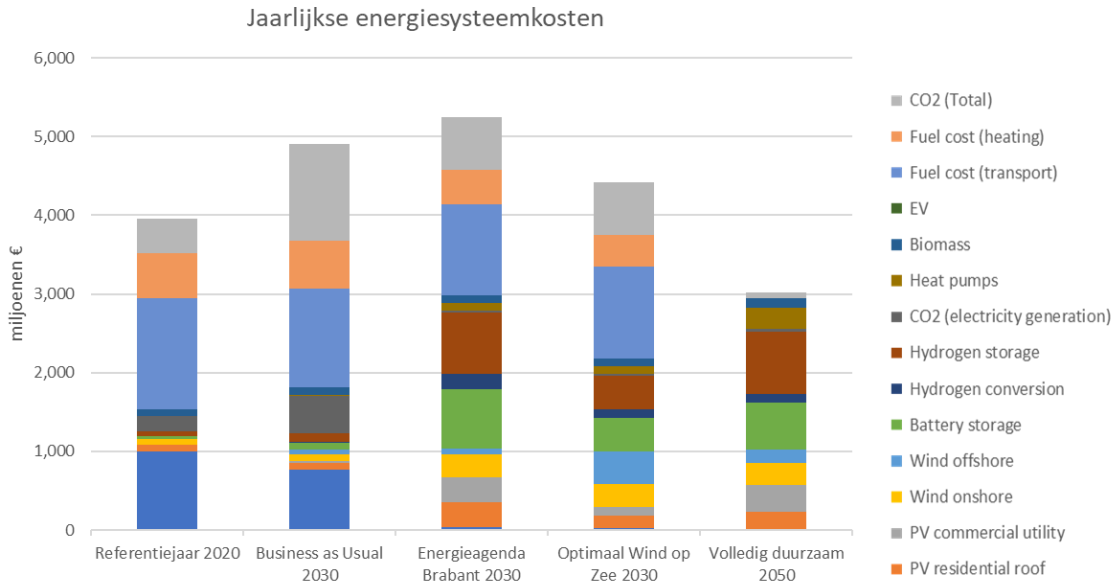
Wanneer in 2050 de gehele energievoorziening is verduurzaamd dalen de kosten naar € 3,1 miljard per jaar. Met name als gevolg van vrijwel volledige elektrificering van de energievoorziening kan meer zon PV binnen het systeem worden geaccommodeerd. De groei tussen 2030 en 2050 zal ook zeer beperkt zijn aangezien na 2030 de meeste energiewinst zal worden behaald uit het elektrificeren van de vraag en de stijging naar meer zon PV beperkt zal blijven. Tenslotte zijn de kosten voor een aantal cruciale technologieën in 2050 verder gedaald. Volledige verduurzaming loont dus, als de jaarlijkse energiesysteemkosten als uitgangspunt worden genomen. Opmerkelijk is dat de finale energievraag bij vergaande verduurzaming fors daalt en tegelijkertijd ook de jaarlijkse systeemkosten fors zullen dalen (zelfs iets harder). De belangrijkste redenen daarvoor zijn:

1. Het energieverbruik daalt door de inzet van elektrische auto's (straks 2/3de minder energie nodig dan bij gebruik van de huidige brandstofauto);
2. Energie opwek met de warmtepomp wordt 4 keer zo efficiënt als nu het geval is (ontwikkelt zich naar COP van 4);
3. Toename van het aandeel beter geïsoleerde woningen.

Naast de jaarlijkse energiesysteemkosten daalt ook de jaarlijkse energievraag en is in het scenario van 100% duurzame energie een reductie van CO_2-uitstoot van 98% gerealiseerd. In figuur XX worden een aantal uitkomsten gevisualiseerd.

andere molten salt technieken pas na 2050 (zie hoofdstuk 3.5 https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf).

De volgende figuur laat de mix van verschillende energiesystemen zien in de jaarlijkse kosten binnen de verschillende scenario's. De jaarlijkse systeemkosten zijn exclusief belastingen en subsidies.



Figuur 13 Energiesysteemkosten uitgesplitst per scenario

Op dit moment is de Provincie Noord-Brabant overigens al hard op weg naar een duurzamer scenario. De provincie is momenteel koploper[22] in Nederland als het gaat om gerealiseerde zonnestroom installaties, en SDE+ toekenningen voor zonnestroom projecten die nog gerealiseerd moeten worden.

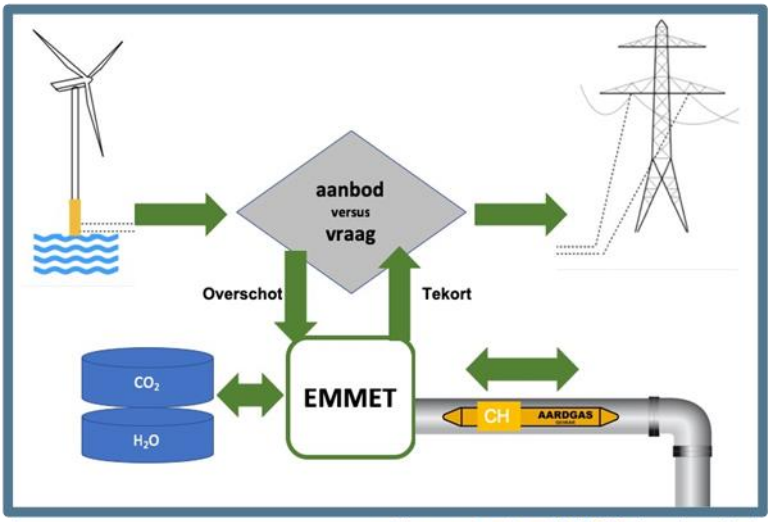
[22] Nationaal Solar Trend Rapport 2018

Appendix I - Conversietechnologie Emmet Energy

EMMET Energy ontwikkeld een interessante oplossing voor het waterstof probleem met een goede slagingskans en schaalbaarheid. Emmet past de principes van systeemarchitectuur toe zoals dat bij ASML wordt gedaan. Op een zeer efficiënte manier waardeert het EMMET-systeem de waterstof op tot methaan (aardgas). Voor methaan kan gebruik worden gemaakt van het huidige bestaande aardgasnetwerk voor opslag en transport zonder extra aanpassingen. Hiermee komt een grootschalige seizoensopslag voor elektrische energie beschikbaar tegen zeer lage kosten per kWh. Dit maakt de weg vrij voor grootschalige productie van elektriciteit door wind en zon, zonder last te hebben van de fluctuaties in aanbod hiervan. Een tijdelijk overschot aan elektriciteit van de wind- en zonneparken wordt met behulp CO2 en water omgezet naar methaan (aardgas), dat wordt opgeslagen in reeds bestaande aardgas faciliteiten. Bij een tekort aan elektriciteit zal dit methaangas weer met brandstofcellen omgezet worden naar elektriciteit, waarbij de dan vrijkomende CO2 zal worden opgeslagen om weer te kunnen gebruiken bij een tijdelijk elektriciteitsoverschot. Op deze manier wordt een emissievrij omkeerbaar opslagproces bereikt. Door zoveel mogelijk gebruik te maken van bestaande technologieën kunnen de kosten beperkt blijven en wordt geen additionele stijging van de elektriciteitsprijzen voorzien.

De EMMET-oplossing bestaat uit 3 onderdelen:

1. Elektrische energie opslaan door CO2 en H2O met elektriciteit om te zetten in methaan.
2. Gebruikmaken van het in Nederland reeds bestaande Hoogcalorisch-(H-) aardgasnet met daaraan gekoppeld een bestaande gasopslagvoorziening.
3. Het methaan terug omzetten naar elektriciteit en CO2+ H2O. De geproduceerde CO2wordt opgeslagen om weer in stap 1 gebruikt te worden, waardoor er geen kosten voor afvang en reiniging van de CO2 zijn.



Figuur 1: De EMMET-oplossing

De kosten worden laag gehouden door te kiezen voor componenten met een hoog rendement welke reversibel kunnen werken, dus zowel energie kunnen opslaan als leveren. Het systeem kan snel schakelen tussen elektriciteit opslaan dan wel produceren en het principe is geschikt voor moduleren tussen -100% en +100%. Op dit moment is begonnen met de bouw van een demo installatie waarmee het systeem geïntegreerd en geoptimaliseerd wordt.

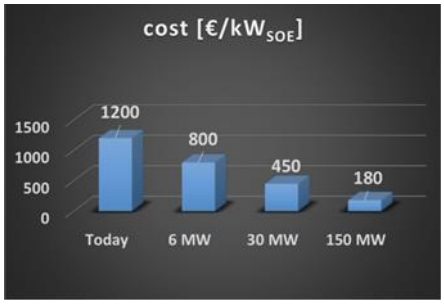
EMMET Energy levert de technische kennis en bedrijfservaring en de TU/e technische kennis en faciliteiten. Beide partijen bouwen samen de testopstellingen op en voeren de metingen uit. Waar de TU/e medewerkers en studenten zich richten op het onderzoek en de publicaties, richten de EMMET

Energy leden zich op de optimalisatie om lage kosten te kunnen bereiken bij de ontwikkeling van het pilot product.

Business case ontwikkeling

De berekening van de toekomstige business case voor een 500 kW systeem is gedaan onder de volgende aannames:

- Price roadmap producent SOLID Power brandstofcellen (zie figuur onder)
- Totale investering 250.000 euro (waarvan 90.000 euro brandstofcel)
- Afschrijving 20 jaar
- Operatiekosten 3% investering
- 25% Electrolyse modus, 75% Brandstofcel modus



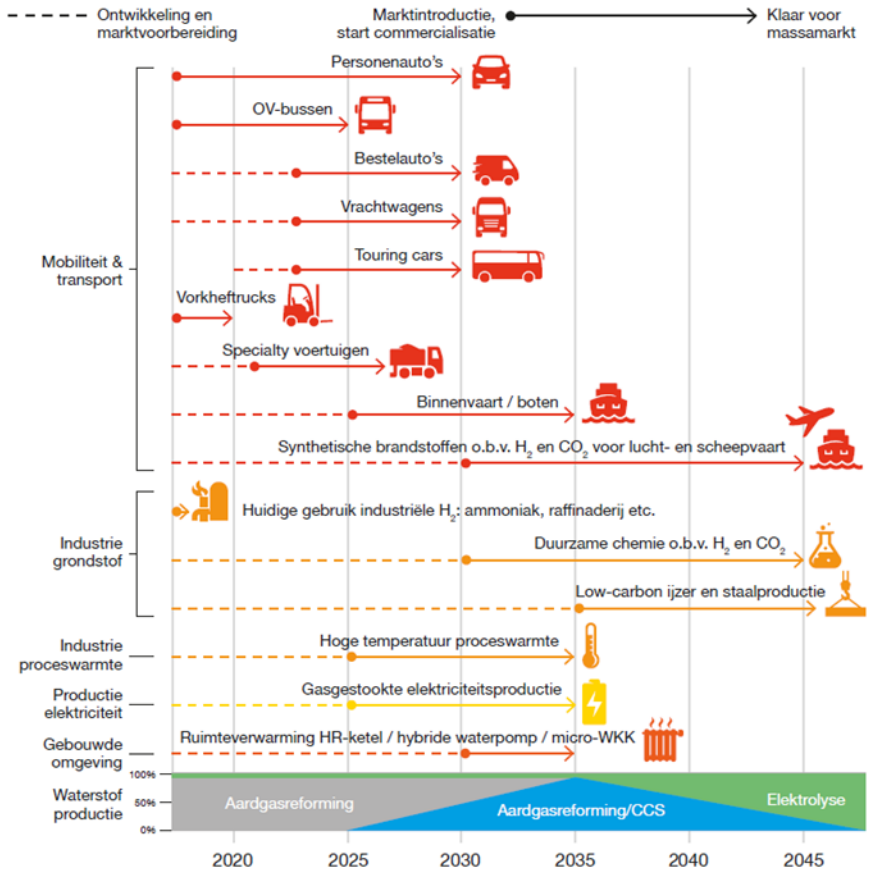
SOLIDPower price roadmap

Omschrijving	Hoeveelheid
Prijs 500kW system	€ 250.000
Beschikbare uren per jaar	8760 uur
Afschrijvingstermijn	20 jaar
Operatiekosten	€ 7.500 per jaar
Jaarproductie kWh	8760*0,25*500 = 1.095.000 kWh

Kostprijs is daarmee 0,018 €/ kWh. De prijs van zonne-energie zal binnen enkele jaren in Nederland op 0.02 €/kWh liggen, zeker als er geen investering hoeft plaats te vinden in netverzwaring. Met een totale kostprijs van circa 0.04 €/kWh is een 500 kW systeem dus rendabel t.o.v. fossiele opwek.

Appendix II - Conversietechnologie van Hygro

Naast opslag van elektriciteit in batterijen, kan ook gekeken worden naar conversie en opslag van elektriciteit in brandstoffen, waarbij veel aandacht uitgaat naar waterstof. Er bestaat een algemene consensus binnen diverse rapporten dat de eerste grootschalige toepassingen van waterstof vooral in het zwaar transport liggen: bussen en vrachtvervoer. Hiervoor zou bij een dieselprijs (exclusief btw, inclusief accijnzen) van circa 1,10 €/liter, een prijsniveau van 3,50 €/kg H2 nodig zijn om hetzelfde energetisch equivalent te leveren. Volgens het Nederlandse bedrijf Hygro is een dergelijk prijsniveau onder bepaalde voorwaarden nu al haalbaar. De firma wil binnen verschillende provincies pilots opzetten met steeds een tiental vrachtwagens. Een vrachtwagen op waterstof (met elektromotor) in de binnenstad geeft een positieve businesscase, veel minder lawaai en geen uitstoot.



Het Nederlandse bedrijf Hygro werkt samen met het Amerikaanse bedrijf Giner ELX, dat decennialange ervaring heeft als producent van electrolysers voor onderzeeboten en aerospace. Door opschaling van aantallen wordt hier een grote mate van kostprijsreductie mogelijk. Hygro stelt zich ten doel om de electrolysers rechtstreeks in te bouwen in MW- windturbines, en daarmee direct groene waterstof te produceren. Daardoor zal volgens Hygro een prijsniveau van 100 €/kW mogelijk worden (momenteel 1.000 €/kW) voor middelgrote electrolyzers. Bij een kostprijs van 300 €/kW is een prijs van 1.6 €/kg H2 mogelijk, en wordt dus concurrentie mogelijk met grijze waterstof.

Appendix III - Opslagtechnologie van Elestor

De opslag technologie van Elestor uit Arnhem betreft een batterij op basis van waterstof-bromide. Beide materialen zijn in overvloed en tegen lage kosten verkrijgbaar, de compacte celstapeling met membraan is eenvoudig te produceren door een gepatenteerd systeem ontwerp. Dit heeft geresulteerd in de laagst mogelijke kosten voor opslag van elektriciteit. De kosten per kWh opgeslagen en teruggeleverde stroom ('roundtrip' kosten) zijn de helft lager dan die van Li-ion batterijen, bij grootschalige toepassing. Dit prijsverschil ten opzichte van de Li-ion technologie blijft ook overeind bij verdere groei van beide technologieën. Het product is niet geschikt voor mobiele toepassingen.

Het systeem is robuust, heeft een lange levensduur, geen zelfontlading en kan snel op- en afschakelen. Elestor heeft op dit moment enkele kleine pilot toepassingen lopende voor haar product. Zij zijn nu toe aan opschaling naar grotere opslag toepassingen – zie foto:

De agrarische sector lijkt een zeer aantrekkelijke sector voor Elestor. De opwekcapaciteit van zonne-energie ligt daar, gezien het dakoppervlak, vaak veel hoger dan de bestaande aansluiting aan kan (200-300 kW opwerk versus 50 kW of minder aansluitingscapaciteit). In veel gevallen zijn de netaanpassingen (kabels bijtrekken, transformatorhuisje bijplaatsen, et cetera) erg kostbaar.

Ook in de gebouwde omgeving liggen naar verwachting grote kansen voor de waterstof bromide batterij, als een buurtbatterij. Met buurtbatterijen zijn al diverse pilots gedaan, in een rapport van DNV-GL ("Haalbaarheid en schaalbaarheid van de buurtbatterij, 2018) wordt aangegeven dat de business case nu al sluitend is onder sommige omstandigheden.

Appendix IV - Businesscase toepassing energieopslag in agrarische sector

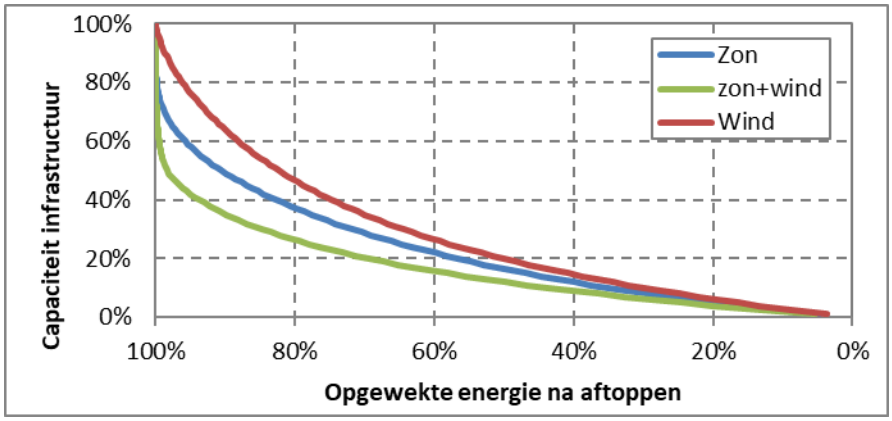
Inleiding

Batterijen zullen naar schatting in 2023 volgens eigen berekeningen een positieve business case hebben, in veel situaties in de agro sector en in de woningbouw. Binnen de woningbouw zullen dat naar verwachting batterijen op buurtniveau zijn, die qua grootte waarschijnlijk van dezelfde omvang zullen zijn als die van de agro sector. Veel zal afhangen van de nieuwe regelgeving vanaf het moment dat de salderingsregeling voor kleinverbruikers komt te vervallen (2023).

In de agro sector is in veel gevallen voldoende plaats op de daken voor duurzame opwek van 150-300 kW (1.000-2.000 m2, cijfers afkomstig van 14.000 agrariërs van Friesland Campina), of meer. In de meeste gevallen is verzwaring van de aansluiting dan nodig, wat gepaard gaat met extra netwerkkosten, zowel als eenmalig bedrag als jaarlijks terugkerende kosten.

Momenteel is de business case voor duurzame energieopwekking sterk afhankelijk van subsidies en fiscale voordelen zoals SDE+, salderen en de postcoderoosregeling. Een belangrijke bottleneck voor zonnevelden is het tijdig verkrijgen van een netaansluiting bij de netbeheerder. En als deze aansluiting gerealiseerd kan worden brengt is er veelal sprake van hoge eenmalige en terugkerende kosten. De kosten van een nieuwe aansluiting of respectievelijke verzwaring nemen proportioneel toe met de afstand tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt. In agrarisch gebied kunnen de afstanden behoorlijk oplopen en daarmee dus ook de kosten van een nieuwe aansluiting, ook voor installaties op daken. Met een gemiddeld vermogen van 160 W/m2 dakoppervlak is er 10-15 GW opwek potentie van duurzame zonnestroom op agrarische daken, maar juist hier is de problematiek met het verkrijgen van nieuwe netaansluitingen het grootst. Met een oplossing voor dit aansluitprobleem kan er veel meer duurzame energie worden ingevoed in de bestaande netten.

Zonnestroomopwekking is het hoogst midden op de dag, bij een onbewolkte lucht. Daar komt bij dat de zoninstraling in de zomer intenser is dan in de winter. Op jaarbasis beschouwd, is de tijd dat maximaal vermogen wordt geleverd, vrij beperkt. Het grootste deel van de energieopwekking gebeurt bij veel lagere instralingsniveaus, waarvoor veel minder terug te voeden vermogen benodigd is dan voor de piekcapaciteit. Zoals uit Figuur 14 De energieverliezen als % van opgewekte energie versus de beperking in mogelijke netinvoeding is af te leiden, zou er maar weinig energie verloren gaan als de installatie met enkele tientallen procenten gelimiteerd wordt. Bij een aansluitwaarde van 70% van de



Figuur 14 De energieverliezen als % van opgewekte energie versus de beperking in mogelijke netinvoeding

theoretische capaciteit van de installatie gaat slechts 5% van de jaarlijkse opwekpotentie verloren.

Bij een beperking van 65% gaat nog altijd slechts 20% van de jaarlijkse opwekpotentie verloren. Met deze kengetallen is gezocht naar een business case om de kosten van de netaansluiting te verkleinen ten opzichte van de zonnestroominstallatie. Met de besparing op de aansluiting kan, gedeeltelijk, een batterij worden bekostigd om de energie op te slaan die anders verloren zou gaan. Deze opgeslagen elektriciteit wordt in de vroege avonduren teruggeleverd aan het net wanneer de vraag hoog is.

De kosten van zonnestroom en batterijen nemen zoals eerder betoogd, in hoog tempo af, waardoor het financieel steeds aantrekkelijker wordt om te investeren en mogelijk een deel van de zonnestroomproductie af te schakelen, maar ook om dit te voorkomen middels batterijen. Schaalvoordelen zijn sterk aanwezig bij de aanschaf van energieopslagsystemen: hoe meer batterijen men aanschaft, bijvoorbeeld in collectief verband, des te goedkoper ze worden. Batterijen verbruiken echter ook energie als gevolg van efficiëntieverliezen: ongeveer 15%. In deze casus bekijken we de kosten die gepaard gaan met het aanschaffen van een grote hoeveelheid kleine systemen, er wordt dan gebruik gemaakt van inkoopvoordelen en deels ook van standaardisering in de realisatie van de installaties.

Beschrijving casus

In de casus wordt een melkveebedrijf in het oosten van Noord-Brabant bekeken. Dit bedrijf heeft een bescheiden dakoppervlakte van (tenminste) 900 m² op zuidelijke oriëntatie en 25 graden hellingshoek. Dit dak is geschikt om een zonnestroominstallatie van 150 kWp te realiseren met een jaaropbrengst van 143.000 kWh. Volgens de eerder genoemde ontwerpregels kan een top van de bovenste 50 kW aan opwekking worden afgeschakeld zonder veel verliezen op jaarbasis. Deze installatie zal dus op een 100 kW aansluiting worden aangesloten. Vervolgens wordt (enigszins arbitrair, met het oog op de beste business case) gekozen voor een batterij van 50 kW vermogen met 150 kWh opslagvolume om de aansluiting verder te verkleinen naar 50 kW. Onder voorbehoud van de resultaten is hiermee een technische oplossing gevonden om drie keer zoveel zonnestroomcapaciteit kwijt te kunnen in hetzelfde net. De resultaten zijn schaalbaar voor grotere en kleinere systemen met als voorbehoud dat de schaaleffecten voor wat betreft CAPEX en gemiddelde energieprijs in acht worden genomen. De kosten van de aansluiting en energie inkoop/verkoop zijn gebaseerd op de prijzen anno 2018, de aanschafkosten voor zonnestroom en batterijen zijn gebaseerd op geprognotiseerde kosten anno 2023.

De batterij wordt als volgt ingezet:

- Afschakelen van zonnestroom voorkomen, dus laden wanneer de aansluiting overbelast zou raken, in plaats van afschakelen om overbelasting te voorkomen.
- Ontladen wanneer bij het boerenbedrijf energievraag is om het eigen gebruik achter de meter te verhogen of terug te leveren tussen productiepieken. Energie die wordt geleverd ten behoeve van eigen gebruik heeft een hogere waarde omdat er voorkomen wordt dat er energiebelasting betaald moet worden.
- Wanneer de batterij niet bezig is met het uitvoeren van taken 1 en 2, wordt de batterij ingezet om de landelijke netbeheerder te helpen met balanshandhaving. Dit houdt in dat er goedkope energie geladen wordt, bijvoorbeeld een overschot van windenergie. Als de landelijke energieprijzen hoog genoeg zijn, wordt de batterij ontladen om landelijke tekorten te ondervangen.

Er is een aantal casussen uitgewerkt op basis van deze uitgangspunten. Voor iedere casus wordt berekend wat de uiteindelijke opbrengsten zijn aan het einde van het project na 20 jaar. Hierna zijn de systemen nog steeds inzetbaar, maar is de onzekerheid te groot om de baten nog mee te nemen in deze haalbaarheidsstudie.

Casus	Beschrijving
1	150 kWp PV, geen batterij, nieuwe 150 kW aansluiting, 50m meerlengte
2	150 kWp PV, batterij 50 kW/150kWh, nieuwe 50 kW aansluiting, 50m meerlengte
3	150 kWp PV, batterij 50 kW/150kWh, bestaande 50 kW aansluiting
4	n.v.t.
5	Casus 1 met 450m meerlengte
6	Casus 2 met 450m meerlengte

Overzicht uitgewerkte casussen

Inzichten uit model:

- In casussen met een batterij en aansluiting van een derde van het maximale vermogen van de PV-installatie gaat ongeveer 10% van de opwekpotentie verloren: 8% door afschakeling en 2% door energieverliezen in de batterij. Zonder batterij zou in deze situatie ~20% van de opwekpotentie verloren zijn gegaan.
- De gemiddelde opbrengst van energieverkoop is het laagst in casus 1 met 7,2 € ct/kWh. In de casussen met de batterij wordt het eigen verbruik verhoogd en daarmee is de gemiddelde opbrengst 8,2 € ct/kWh.
- De financiële performances van de casussen verschillen veel. De basis casus (1) scoort het hoogst op IRR (internal rate of return) en NPV (net present value). Dit wordt veroorzaakt door de investeringen welke in het eerste jaar vallen en daarmee zwaar drukken op de netto contante waarde en de daarvan afgeleide IRR. De winst onder aan de streep is een stuk hoger in de casussen met de batterij. Met een aankoopsubsidie en/of een krediet kan de verdienpotentie van casussen met een batterij een stuk verbeterd worden. Bezien vanuit de besparingen op de gesocialiseerde kosten van de netverzwaringen is zo'n systeem uiterst wenselijk (zie hoofdstuk "Ontwikkelingen wet- en regelgeving").
- Casussen 5 en 6 hebben een veel duurdere aansluiting dan casussen 1 en 2 als gevolg van de 400 meter extra meer lengte. De 150 kW aansluiting wordt dan bijna € 16.000 duurder, de 50 kW aansluiting wordt € 8.400 duurder. Dit heeft een grote impact op de verdienpotentie. Als een grote aansluiting niet mogelijk is, maar een kleine wel voorhanden is, dan doet casus 6 niet onder voor casus 1, met dien verstande dat de investering zoals eerdergenoemd de netto contante waarde drukt.

Casus	CAPEX in k€	OPEX in k€	Inkomsten in k€	Resultaat in k€	IRR	NPV
1	60,29	103,22	206,99	43,48	7%	7,60
2	109,41	74,62	237,23	53,19	5%	-3,02
3	107,50	74,62	237,23	55,11	5%	-1,11
5	76,21	103,22	206,99	27,56	4%	-8,32
6	117,81	74,62	237,23	44,79	4%	-11,42

Berekening resultaten verschillende casussen

Aanschaf van	Casus 1	Casus 2
Zonnestroom installatie	€ 55.000	€ 55.000
Batterij	€ -	€ 52.500
Netaansluiting	€ 5.292	€ 1.912
Totaal	*€ 60.292*	*€ 109.410*
Verschil		*€ 49.118 duurder*

Verschil in aanschafkosten casussen 1 en 2

Operationele kosten van	Casus 1	Casus 2

Zonnestroom installatie	€ 1.100	€ 1.100
Batterij	€ -	€ 1.050
Netaansluiting	€ 4.061	€ 1.581
Totaal	*€ 5.161 per jaar*	*€ 3.731 per jaar*
Totaal	*€ 103.220 per 20 jaar*	*€ 74.620 per 20 jaar*
Verschil na 20 jaar		*€ 28.600 goedkoper*

Verschil in operationele kosten casussen 1 en 2 over een periode van 20 jaar

Conclusie

Bovenstaande berekeningen laten zien dat het mogelijk is om zonder grote netverzwaringen het grote potentieel van daken van boerenbedrijven te benutten voor winstgevende casussen van zonne-energie in combinatie met energieopslag. Bovendien wordt door het realiseren van dergelijke casussen niet alleen het aandeel duurzame energie vergroot, ook wordt de netflexibiliteit verhoogd doordat regelbare opslagcapaciteit wordt gerealiseerd.

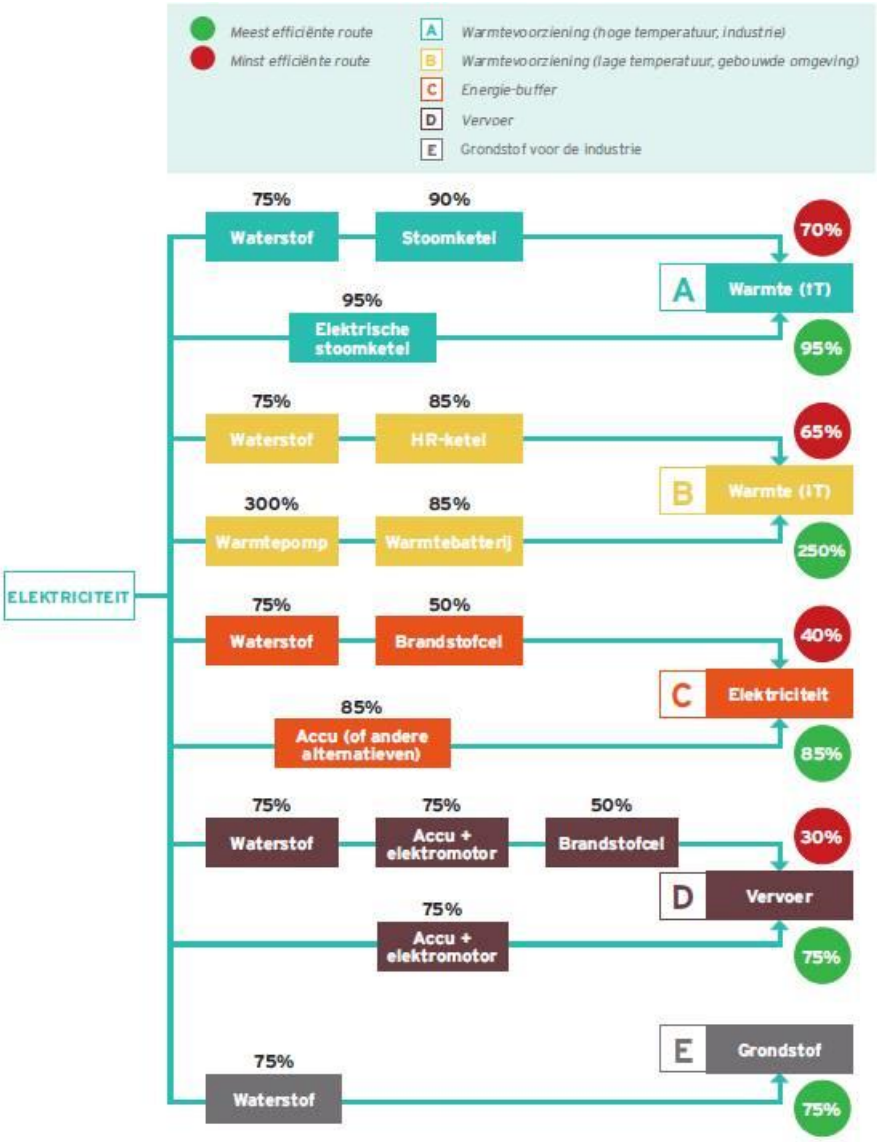
Appendix V - Europese wet- en regelgeving

Eind 2018 hebben het Europees Parlement en de Raad een compromis bereikt over de laatste onderdelen van het pakket “Clean Energy for all Europeans”.

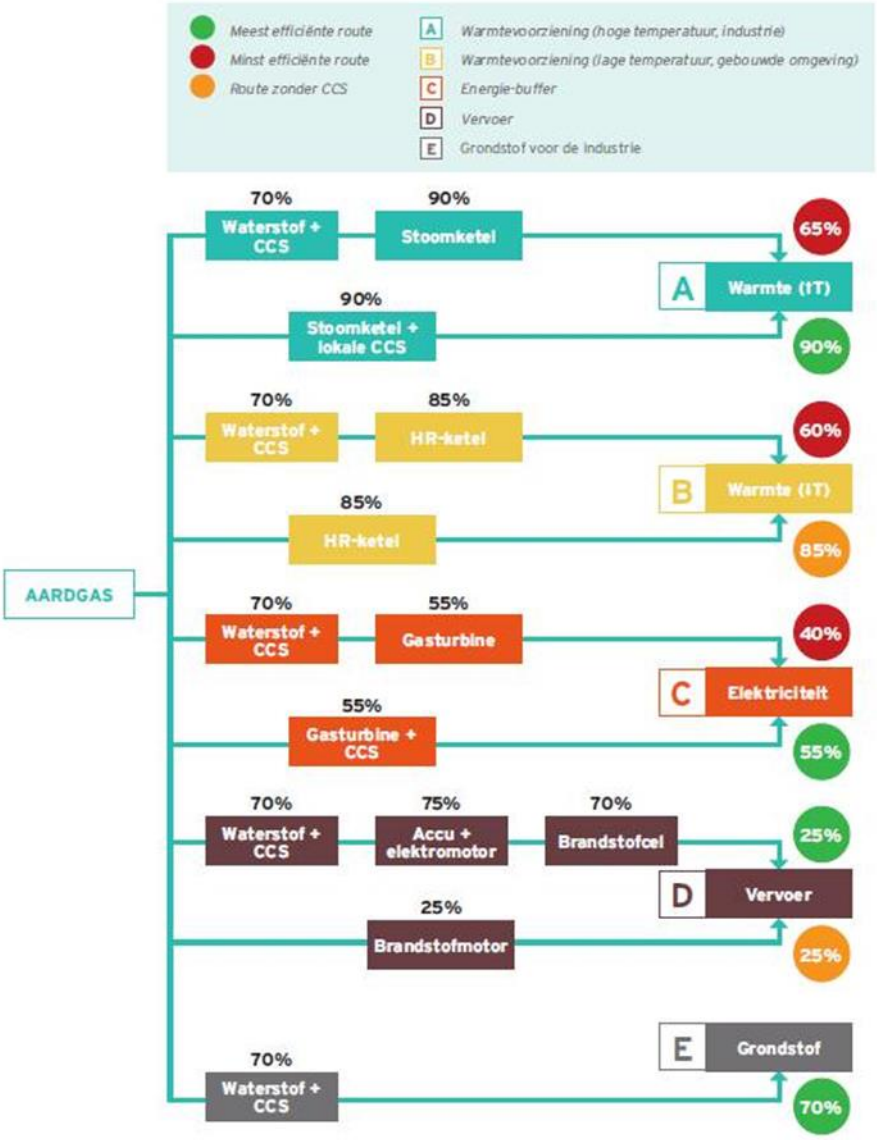
Het voert te ver om hier het maatregelenpakket te behandelen. Het is wel van belang te beseffen dat de markt wordt opengesteld voor consumenten die zelf ook productie hebben naar het energienet, bijvoorbeeld elektriciteit uit zonnepanelen of warmte uit warmtebronnen. Zo kan een gedecentraliseerde markt ontstaan met nieuwe rollen, zoals aggregators die toegang geven tot de energiemarkt voor grote groepen kleinere consumenten.

Andere maatregelen betreffen verhoogde eisen aan energieprestaties van gebouwen, targets voor hernieuwbare energie in 2030, energiebesparing, uitsluiten van elektriciteitscentrales met een hoge CO2 uitstoot in capaciteitsmarkten, grensoverschrijdende energiehandel en dergelijke.

Appendix VI - Efficiëntie verschillende routes van elektriciteit of aardgas naar duurzame warmte, mobiliteit en grondstof (H2)[23]



[23] Uit: De positie van waterstof in de energietransitie, een nuancering van de belofte, Over Morgen; Tomas Mathijsen, Ingrid Giebels, Peter-Paul Smoor, november 2018


Meest efficiënte route
Minst efficiënte route
Route zonder CCS
A Warmtevoorziening (hoge temperatuur, industrie)
B Warmtevoorziening (lage temperatuur, gebouwde omgeving)
C Energie-buffer
D Vervoer
E Grondstof voor de industrie
AARDGAS
70%
Waterstof + CCS
90%
Stoomketel
65%
A
Warmte (HT)
90%
Stoomketel + lokale CCS
90%
70%
Waterstof + CCS
85%
HR-ketel
60%
B
Warmte (LT)
85%
HR-ketel
85%
70%
Waterstof + CCS
55%
Gasturbine
40%
C
Elektriciteit
55%
Gasturbine + CCS
55%
70%
Waterstof + CCS
75%
Accu + elektromotor
70%
Brandstofcel
25%
D
Vervoer
25%
Brandstofmotor
25%
E
Grondstof
70%
Waterstof + CCS
70%

Appendix VII – Scenario aannames Zenmo

Tabel 2 Belangrijkste aannames voor doorrekenen scenario's

		Referentiejaar 2020	Business as Usual 2030	Energieagenda Brabant 2030	Optimaal Wind op Zee 2030	Volledig duurzaam 2050
Capaciteiten						
Gascentrales	MW	4.2	2.4	0.1	0.1	0.0
PV huishoudens	MW	1.2	2.5	9.9	4.9	11.1
PV grootschalig	MW	0.0	0.9	8.6	2.9	9.8
Wind op land	MW	0.3	0.4	1.6	1.6	1.6
Wind op zee	MW	0.0	0.4	0.4	2.4	1.2
Batterijcapaciteit	MWh	1,380	7,271	68,521	38,477	80,169
Waterstofcapaciteit	MWh	61.6	105.6	773.8	426.0	793.6
Marktprijzen						
Elektriciteit	€/kWh	0.063	0.081	0.134	0.093	0.091
Gas	€/kWh	0.018	0.024	0.024	0.024	0.024
CO2	€/ton	25.0	90.0	90.0	90.0	165.0
Duurzame warmte	%	8%	16%	41%	43%	100%
Kostprijzen						
PV huishoudens	€/MWh	65	30	30	30	20
PV grootschalig	€/MWh	65	35	35	35	33
Wind op land	€/MWh	100	60	60	60	54
Wind op zee	€/MWh	54	35	35	35	30
Batterij (niet auto)	€/kWh	500	220	220	220	150
Elektrolyser	€/kW	800	500	500	500	300
Brandstofcel	€/kW	400	300	300	300	200
CCGT (gascentrale)	€/kW	900	900	900	900	900

Literatuurlijst

- Sustainable energy in Brabant, renewable energy scenarios in an agent-based model of the province's energy system, N. Loomans, 2019
- Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050, ECN, 2017
- Nationaal warmtenet trendrapport 2017, K. Kolenbrander et al
- Nationaal warmtepomp trendrapport 2018, DNER
- Solar potential analysis report
- Pleidooi: “Wie het klimaat lief heeft, moet streng op de kosten letten”, 2017, M. Visser
- De positie van waterstof in de energietransitie, een nuancering van de belofte, Over Morgen; Tomas Mathijsen, Ingrid Giebels, Peter-Paul Smoor, november 2018
- Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050, ECN, 2017
- The Future of Hydrogen, Seizing todays opportunities, IEA, June 2019
- De positie van waterstof in de energietransitie, een nuancering van de belofte, Over Morgen; Tomas Mathijsen, Ingrid Giebels, Peter-Paul Smoor, november 2018
- Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050, ECN, 2017
- Nationaal Solar Trendrapport 2019, Dutch New Energy Research
- Breaking Clean – London Summit 2017, M. Liebreich, Bloomberg New Energy Research, September 2017