

Roadmap opschaling hybride Power-2-Heat

Unlocking Industrial Demand Response



TKI Energie En Industrie project 'Industrial Hybrid Energy Systems'.

Referentienummer RVO: TEEI 117015

Werkpakket: WP4

Deliverable: D4.8 Outlook & Roadmap

Versie: Final

Datum: 17-6-2022

Auteurs: N. Jansen, R. de Boer, F. L. Taminiau, B. Ran (TNO)

Met input van: O. Sicurani (Sympower), S. Drissen (Scholt Energy), M. Meijburg (e-Risk), R. Schalijs (e-Risk)

Vertrouwelijkheid: Openbaar

Dit rapport is opgesteld in het kader van TKI project TEEI117015 'Industrial Hybrid Energy Systems'.

Dit project wordt uitgevoerd in een samenwerkingsverband van: Alliander, Devo Veenendaal B.V., E.J. Bos, Sime Darby Unimills, Huikeshoven, MVO, Eemflow Energy, Scholt Energy, Sympower en TNO.

Het project wordt uitgevoerd met Topsector Energie subsidie van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

De doelstelling van dit project is om de maximale flexibiliteit van industriële utilities te ontsluiten en de marktwaarde daarvan te maximaliseren en daarvoor samen te werken met alle partners in de keten, waarbij iedere partner meewerkt aan het optimaliseren van de businesscase en ervaring opdoet voor implementatie in vervolgp projecten. Voorkomende barrières (technologie, markt, regulering etc.) worden geïdentificeerd en aangepakt met de desbetreffende ketenpartners. Dit wordt gedaan door de techno-economische haalbaarheid te onderzoeken en een pilotproject uit te voeren met een flexibel, hybride energiesysteem in een industriële omgeving met een geïntegreerde demand-side response (DSR), zonder het primaire proces te verstoren, en zo het ontsluiten van Demand Side Response (DSR) in de industrie versnellen.

Hiermee kan de transitie van aardgas naar duurzame elektriciteit in de industrie worden ingezet terwijl tegelijkertijd een bijdrage wordt geleverd aan het balanceren van het elektriciteitsnet.

Inhoud

Introductie	4
Roadmap opschaling hybride power-2-heat	5
Pijler 1: Technologie.....	7
Pijler 2: Markt	8
Pijler 3: Elektrische infrastructuur	12
Bibliografie	15

Introductie

Industriële elektrificatie is volgens het klimaatakkoord één van de pijlers voor de CO₂ emissiereductie van de industrie richting 2030. Door deze elektrificatie flexibel aan te sturen draagt het bij aan de stabiliteit van het toekomstige elektriciteitssysteem door aan te sluiten bij het weersafhankelijke aanbod van duurzame elektriciteit. In het project 'Industrial Hybrid Energy Systems' is het concept van een hybride warmtevoorziening onderzocht als oplossing om flexibele elektrificatie te realiseren. Bij deze hybride variant gaat het om een e-boiler of industriële warmtepomp die parallel wordt geschakeld aan een gasgestookte boiler. Bij voldoende aanbod van elektriciteit wordt de elektrische variant ingezet en bij tekorten wordt de aardgasvoorziening gebruikt. Het project is een samenwerking tussen industriële partijen, aggregators, netbeheerders, technologieleveranciers en kennisinstellingen. Hierbinnen is een pilot voor hybride elektrificatie opgezet, zijn de verschillende markten onderzocht en zijn business cases voor 4 uiteenlopende industriële toepassingen van 1-15 MW hybride elektrificatie geanalyseerd¹. In de huidige situatie is hybride elektrificatie technologisch een toepasbare oplossing welke in specifieke situaties kansen biedt voor bedrijven, meestal in combinatie met subsidie. Voor grootschalige toepassing zijn er echter nog belemmeringen op economisch, juridisch en organisatorisch vlak. De geïdentificeerde kansen en belemmeringen binnen dit project zijn vertaald naar een roadmap om te komen tot grootschalige toepassing van hybride energiesystemen in het toekomstige energiesysteem. Deze roadmap gaat specifiek in op flexibele elektrificatie van de industrie.

¹ De analyse omvat toepassingen met betrekking tot: diervoeding, stoomproductie voor een industrieel cluster, warmtelevering voor een warmtenet en verwerking van oliën en vetten.

Roadmap opschaling hybride power-2-heat

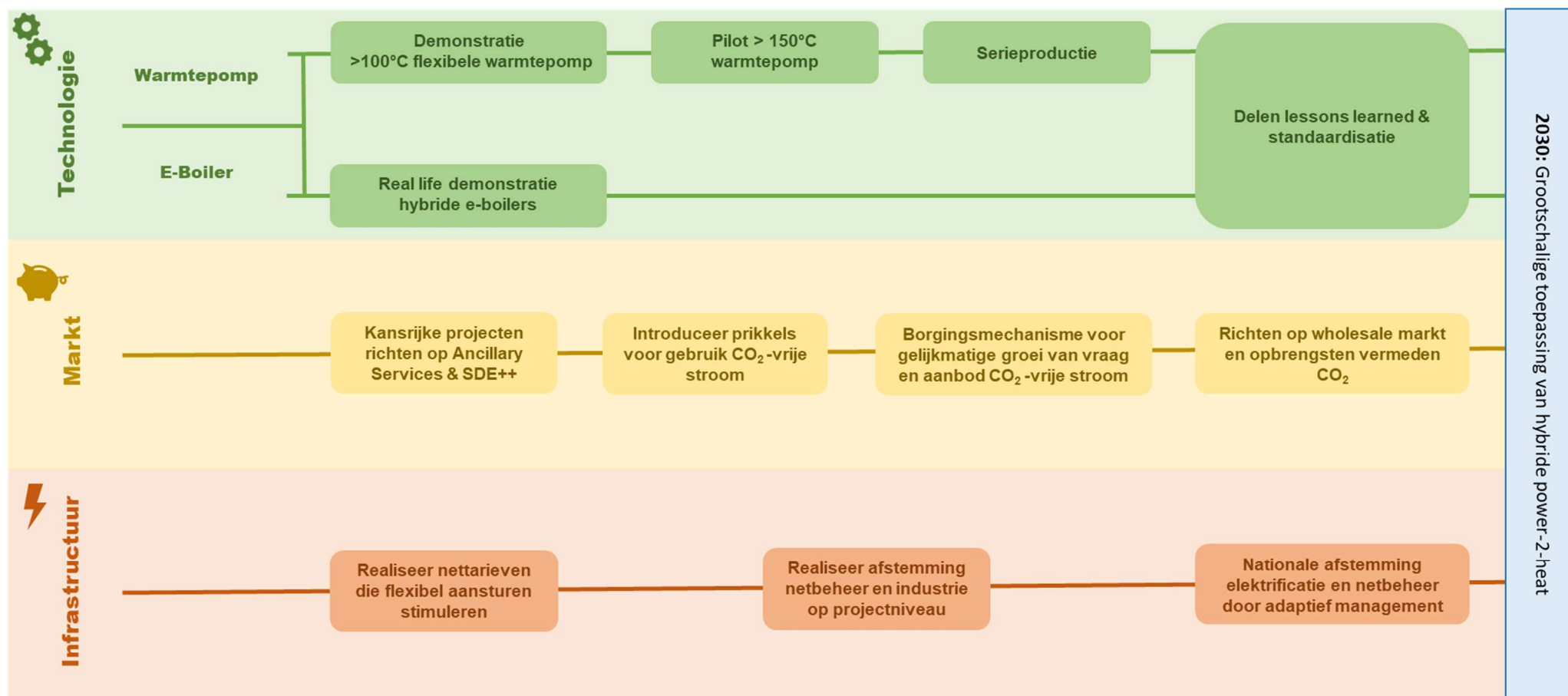
De roadmap, zoals weergegeven in Figuur 1, is opgesplitst in drie pijlers waarop actie nodig is: technologie, markt en infrastructuur. In de volgende paragrafen worden de pijlers toegelicht. Voor grootschalige toepassing van hybride elektrificatie ten behoeve van een duurzaam energiesysteem zijn de volgende stappen voorzien:

Het opzetten van pilots met e-boilers in de industrie voor het geven van vertrouwen en inzicht in de toepassing van hybride elektrificatie. De pilots geven inzicht in de onbekende kosten voor inpassing, beschikbaarheid en betrouwbaarheid van de installatie en operatie on-site. Het doel van de lessons learned is om bij te dragen aan standaardisatie, kostenverlaging, vertrouwen in de toepasbaarheid van de technologie en grootschalige toepassing.

Voor industriële hybride warmtepompen is nog technologische ontwikkeling nodig. Deze ontwikkeling zit in de toepasbaarheid op hogere temperaturen en procesintegratie, als ook in verlaging van de investeringskosten door serieproductie en de mogelijkheden en impact van flexibel aansturen. Tot 2025 vraagt dit om technologiedemonstratie en real-life industriële on-site demonstratie. Voor warmtepompen met temperaturen hoger dan 150 °C is nog Research en Development nodig.

Voor een haalbare business case richten hybride Power-2-Heat (P2H) projecten zich op de korte termijn voornamelijk op de SDE++ en ondersteunende diensten voor de netbeheerder (ancillary services). Deze projecten zijn grotendeels alleen haalbaar in specifieke kansrijke situaties waar ook additionele waarden kunnen worden verzilverd: zoals het uitsparen van een investering in back-up capaciteit of gebruik maken van al beschikbare energie-infrastructuur. Voor grootschalige toepassing is introductie van prikkels voor gebruik van CO₂-vrije stroom of ontmoediging van aardgasgebruik nodig. Daarnaast is borging van gelijkmatige groei van CO₂ vrije stroom en elektrificatie wenselijk. Daarmee en met ontwikkeling van de markt is de verwachting dat rond 2030 de inzet zich gaat richten op de wholesale markt voor elektriciteit en vermeden CO₂ uitstoot.

Voor aansluiting van de infrastructuurontwikkeling bij grootschalige toepassing van hybride elektrificatie is het van belang om nettarieven te realiseren die flexibel aansturen stimuleren. Daarnaast is het noodzakelijk om integrale afstemming tussen netbeheerders en industrie te organiseren voor het aanleggen van infrastructuur.



Figuur 1 High level roadmap naar grootschalige toepassing van hybride power-2-heat technologie

Pijler 1: Technologie

Deze actielijn omvat de noodzakelijke ontwikkelingen om de hybride toepassing van industriële warmtepompen en e-boilers grootschalig toepasbaar te maken en zo ook de business case aantrekkelijker te maken. Dit zal veelal bereikt moeten worden door het uitvoeren van verscheidene pilots om de nodige ervaring op te doen en het vertrouwen op te bouwen dat de technologie inpasbaar is. In deze paragraaf zal de volgende boodschap toegelicht worden:

Het opzetten van pilots met e-boilers voor het geven van vertrouwen en inzicht in de toepassing van hybride elektrificatie. De pilots geven inzicht in de onbekende kosten voor inpassing, beschikbaarheid en betrouwbaarheid van de installatie en operatie on-site. Het doel van de lessons learned is om bij te dragen aan standaardisatie, kostenverlaging, vertrouwen in de toepasbaarheid van de technologie en grootschalige toepassing.

Voor industriële hybride warmtepompen is nog technologische ontwikkeling nodig. Deze ontwikkeling zit in de toepasbaarheid op hogere temperaturen en procesintegratie, als verlaging van de investeringskosten door serieproductie en de mogelijkheden en impact van flexibel aansturen. Tot 2025 uit zich dit in technologie demonstratie en real-life industriële on-site demonstratie. Voor warmtepompen met temperaturen hoger dan 150 °C is nog Research en Development nodig.

Industriële warmtepomp

De potentiële directe elektrificatie door industriële warmtepompen in 2030 is ingeschat op 14 TWh_e / jaar [1]. Daarmee is het een belangrijke technologie voor elektrificatie tot en met 2030 ten opzichte van het totale potentieel van 80 TWh_e / jaar. De toepassingen zoals onderzocht binnen het project “Industrial Hybrid Energy Systems” voor hybride toepassing richten zich op levering van proceswarmte in de vorm van stoom. Hiervoor zijn hoge temperatuur (HT) compressie warmtepompen, met een leveringstemperatuur van meer dan 100 °C, benodigd. Deze zijn momenteel over het algemeen beperkt in temperatuurniveau en capaciteit. Er zijn producenten die commercieel beschikbare hoge-temperatuur warmtepompen leveren met een capaciteit van meer dan 1 MW thermisch, op een temperatuur tot 130 °C. De verwachting is dat deze warmtepompen in potentie hogere temperaturen, tot in ieder geval 150 °C, kunnen leveren waardoor het een interessante en energie-efficiënte concurrerende technologie voor gasgestookte stoomproductie binnen industriële processen wordt. Om deze prestatie aan te tonen is technologie-demonstratie onder industriële bedrijfscondities noodzakelijk. Hiermee wordt het ook mogelijk om de benodigde technologieontwikkeling te bepalen. In een whitepaper van diverse Europese kennisinstellingen wordt ook aangegeven dat voor temperaturen tot 150 °C demonstratie van industriële warmtepompen essentieel is voor het ontwikkelen van een volwaardige technologie. Voor onderzoek naar warmtepompen met hogere temperaturen, in de range van 150 tot 200 °C, worden ook ambities en acties benoemd in dit whitepaper gericht op versterking en versnelling van de benodigde Research & Development ontwikkelingen [2].

Technologie van warmtepompen voor temperaturen tot 150 °C bevindt zich momenteel in de testfase, waarbij warmtepompen op ca. MW schaal onder laboratoriumcondities worden onderzocht onder operationele bedrijfscondities, op ondermeer dynamisch gedrag en regelstrategieën van de HT-warmtepomp en levensduur van individuele componenten, zodat een uitspraak kan worden gedaan over robuustheid en onderhoudskosten. Testen op deze schaal vergen samenwerking tussen eindgebruikers, warmtepompleveranciers en kennisinstellingen. [3]

Een warmtepomp vergt per MW thermisch vermogen een grotere investering dan andere elektrificatietechnieken, zoals een e-boiler. Hier staat tegenover dat de warmtepomp bij eenzelfde thermisch vermogen een lager elektrisch aansluitvermogen vraagt en lagere operationele kosten heeft dan een e-boiler. Uit de business case analyse blijkt dat de onzekerheid in de investeringskosten van een industriële warmtepomp een significante impact heeft op de terugverdientijd van de investering. In het CRUISE project [4] is uitgezocht dat de investeringskosten in de toekomst kunnen dalen richting 250 €/kWth voor een systeem op 2 MW schaal. De grootste kostenreducties zijn te bereiken door het reduceren van de compressorkosten en op te schalen naar serieproductie. Deze kostenreductie is essentieel voor verbetering van de economische haalbaarheid van de industriële warmtepomp.

In de huidige ontwikkelingen van industriële warmtepompen is de inzet als een hybride systeem of als flexibele asset in combinatie met bijvoorbeeld een gasgestookte warmtelevering een relatief nieuw vraagstuk. Elektrisch gedreven industriële warmtepomp toepassingen kenmerken zich door een hogere energie efficiëntie dan e-boilers, en ook hogere investeringskosten. De hogere energie efficiëntie leidt weer tot lagere operationele kosten, en dit maakt dat een industriële of grootschalige warmtepomp bij voorkeur zoveel mogelijk zal worden ingezet, om de investering sneller terug te verdienen. De integratie van een warmtepomp als een hybride verwarmingssysteem voor een industrieel proces vergt aanvullende haalbaarheidsstudies waarin procesintegratie, de dynamiek van het proces, de elektriciteitsmarkt en de warmtepomptechniek wordt beoordeeld, tegen de potentiële meerwaarde die flexibele (hybride) bedrijfsvoering kan opleveren. Het gevolg van deze demonstraties moet zijn het delen van lessons learned en standaardisatie.

E-Boilers

De potentiële directe elektrificatie door industriële warmtepompen in 2030 is ingeschat op 47 TWhe/jaar [1]. Dit is 59% van de totale ingeschatte potentie van directe elektrificatie in 2030. Er zijn echter een aantal barrières met betrekking tot de inpassing en operatie van hybride boilers. Uit business case analyses in dit project blijkt dat de ingeschatte kosten van installatie en on-site inpassing 50-67% van de totale investeringskosten zijn. Door het gebrek aan praktijkinformatie is de grootte van deze kostenpost een onzekerheid in de business case. Hogere of lagere investeringskosten hebben een significante impact op de haalbaarheid van hybride elektrificatie door middel van e-boilers. Ook in de literatuur is de range voornamelijk veroorzaakt door de installatie en on-site inpassing ([5], [6]). Voor e-boilers is een real life industriedemonstratieproject nodig om deze barrières te overwinnen. Het gevolg van deze demonstraties moet zijn het delen van lessons learned en standaardisatie. Een sterkte van de e-boilers is dat het TRL-niveau hoog is (TRL-9), wat deze demonstraties mogelijk maakt.

Pijler 2: Markt

Business case analyses, uitgevoerd bij de industriële gebruikersgroep, geven aan dat de waarde uit flexibiliteit, waarde uit CO₂-reductie en waarde voor vermeden investeringen de belangrijkste drivers zijn voor hybride P2H. Ook blijkt dat de marktwaarde voor flexibiliteit onvoldoende is voor een positieve business case bij een investering in hybride power-2-heat. Er dienen verdienmodellen gestapeld te worden om tot een positieve case te komen. In deze paragraaf zal de volgende boodschap toegelicht worden:

Voor een haalbare business case richten hybride power-2-heat projecten zich op de korte termijn voornamelijk op de SDE++ en ondersteunende diensten voor de netbeheerder (ancillary services). Deze projecten zijn grotendeels alleen haalbaar in specifieke kansrijke situaties waar ook additionele waarden kunnen worden verzilverd: zoals het uitsparen van een investering in back-up capaciteit of gebruik maken van al beschikbare energie-infrastructuur. Voor grootschalige toepassing is introductie van prikkels voor gebruik van CO₂-vrije stroom of ontmoediging van aardgasgebruik nodig. Daarnaast is borging voor gelijkmatige groei van CO₂ vrije stroom en elektrificatie wenselijk. Daarmee en met ontwikkeling van de markt is de verwachting dat rond 2030 de inzet zich gaat richten op de wholesale markt voor elektriciteit en vermeden CO₂ uitstoot.

Marktontwikkeling voor kansrijke situaties

Een aantal markten zijn geïdentificeerd voor het realiseren van waarde uit flexibiliteit:

1. Onbalansmarkten landelijk netbeheer (FCR, aFRR, mFRR) [7];
2. Lokaal congestiemanagement, zoals in een aantal pilots (o.a. in Nijmegen-Noord [8] en uitvraag van TenneT [9]) en door middel van het platform GOPACS;
3. Wholesale trading, zoals day-ahead trading (EPEX).

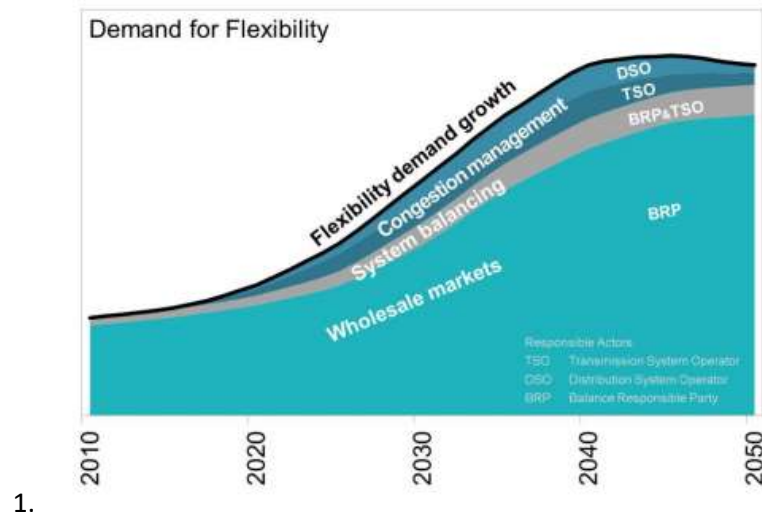
De waarde die uit deze markten kan worden verzilverd voor hybride P2H is onvoldoende om een investering te rechtvaardigen. Deze conclusie komt voort uit analyse van industriële test-cases op de eerdergenoemde markten:

1. De waarde vanuit regelvermogen dekt maximaal 22% van de totale kosten over een looptijd van 10 jaar.
2. Lokaal congestie management is op dit moment nog geen volwaardige markt, hiervoor zijn nog geen stabiele opbrengsten bekend.
3. Uit analyse van de ontwikkeling van de wholesale markt komt een verwachte besparing van energiekosten van € 30.000 per MW per jaar in 2035 [10]. In de business case analyse van de industriële cases zou dit voldoende zijn voor maximaal 30% van de totale kosten over een looptijd van 10 jaar.

Door TenneT is de toekomstige vraag naar flexibiliteit op de verschillende markten ingeschat, zie Figuur 2. Hierin wordt verwacht dat de grootste stijging in volume op de wholesale markten plaatsvindt. De verwachting is dat congestiemarkten zullen groeien, hier speelt echter nog veel onzekerheid over de ontwikkeling van de markt. Deze onzekerheid geldt zowel voor volumes, de inrichting van de markt als de locatie van de marktvraag. De volgende ontwikkelingen worden verwacht:

1. De invulling van het regelvermogen verandert door het CO₂-vrij maken van de elektriciteitsproductie en de toename van aanbod demand response. Deze markt levert op korte termijn de meeste waarde voor flexibiliteit. Het volume van deze markt is echter te klein voor opschaling van hybride Power-2-Heat.
2. Er is een trend om lokaal congestie op te lossen. Deze trend zorgt ervoor dat er lokaal op zoek gegaan wordt naar flexibiliteit, de waarde die wordt geboden voor flexibiliteit op deze markt is onbekend.
3. De verwachting is dat zowel de volatiliteit van wholesale markten groter wordt en de elektriciteitsprijs competitief wordt met de aardgasprijs door het investeren in meer

hernieuwbare energie. Deze trend levert een verwachte toename in vraag naar flexibiliteit bij prijzen onder de aardgasprijs. Hiervoor is analyse gedaan naar onzekerheden op de Day-ahead markt [11], waaruit volgt dat een **toename** in de geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek **positief** effect heeft op het verdienpotentieel van hybride assets.



Figuur 2 Impressie van de verwachte vraag naar flexibiliteit (Bron: TenneT, [12])

Naast hybride P2H zijn er andere bronnen die voor flexibiliteit kunnen zorgen of helpen om congestie te voorkomen. Voorbeelden zijn opslag (bijvoorbeeld in elektrisch vervoer of stationaire batterijen) en regelbare processen die geen productieproces verstoren (bijvoorbeeld het uitzetten van windturbines of zonnepanelen). Deze bronnen zijn op de congestie en flexibiliteitsmarkten een concurrent voor hybride Power-2-Heat. Uit uitgevoerde analyse op de day-ahead markt blijkt dat een **toename** in de geïnstalleerde capaciteit van hybride assets een **negatief** effect heeft op het verdienpotentieel van hybride assets [11]. Doordat er potentieel een afnemende waarde is voor bijplaatsing van hybride Power-2-Heat kan deze trend de grootschalige uitrol belemmeren.

Uit het voorgaande blijkt dat er verschillende markten zijn voor het aanbieden flexibiliteit, deze markten zijn vaak nog in ontwikkeling en de waarde is onzeker. Het is daarom van belang om bij het investeren in hybride P2H te zorgen dat alle markten potentieel kunnen worden bediend.

Vanuit het project zijn additionele waarden en kostenreducties geïdentificeerd voor een economisch haalbare business case. De volgende kansrijke situaties en additionele waarden kunnen bijdragen aan het verbeteren van de business case:

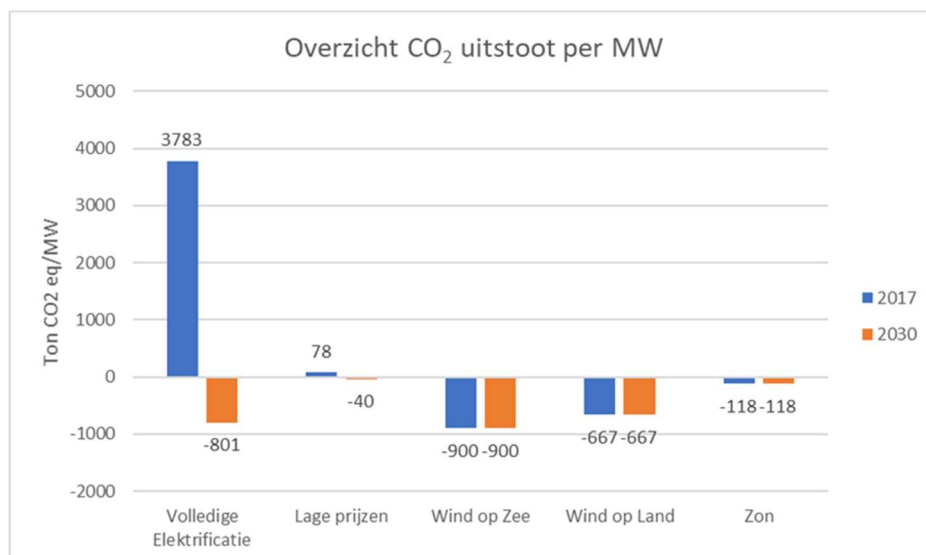
- Op een locatie waar ruimte beschikbaar is op de fysieke elektriciteitsaansluiting kan een investering in deze aansluiting bespaard worden.
- Op een locatie waar netto elektriciteit geproduceerd wordt kunnen kosten met betrekking tot capaciteitstarieven bespaard worden.
- Bij het toepassen van de techniek op hetzelfde spanningsniveau als de fysieke elektriciteitsaansluiting worden kosten met betrekking tot de on-site elektrische infrastructuur bespaard, bijvoorbeeld een transformator.
- Een casus wordt significant beter als er een investering kan worden uitgespaard, hiervoor is het vervangen van een back-up gasboiler een kansrijk voorbeeld.

- Door schaalgrootte effecten zijn de investeringskosten per MW lager bij een grotere e-boiler. Dit effect houdt aan tot een grootte van 20 á 25 MW.
- Op een locatie waar de CO₂-heffing van toepassing is kunnen de kosten van deze heffing worden uitgespaard bij het overschakelen van gas naar elektriciteit.
- E-boilers en industriële warmtepompen zijn een onderdeel van de SDE++ [5], hiermee kan additionele financiering verkregen worden.

Voor het initiëren van investeringen op de korte termijn zijn locaties benodigd die voldoen aan meerdere van de bovenstaande kansrijke voorwaarden.

Introduceer prikkels voor gebruik van CO₂-vrije stroom en introduceer borging voor gelijkmatige groei van CO₂ vrije stroom en elektrificatie

Als de hybride elektrificatie gebruik maakt van duurzaam opgewekte elektriciteit zorgt dit voor CO₂-reductie op de industriële locatie. De hybride e-boiler gebruikt dan namelijk CO₂ vrije stroom in plaats van aardgas. Deze benodigde hernieuwbare elektriciteit zal niet het volledige jaar beschikbaar zijn, afhankelijk van de elektriciteitsbron. Als er elektriciteit op andere momenten wordt gebruikt dan levert dit CO₂ uitstoot op voor het produceren van elektriciteit in veelal gascentrales. In Figuur 3 is de geschatte impact op de CO₂ uitstoot per MW ten opzichte van een gasgestookte boiler weergegeven bij verschillende opties van aansturing: volledige elektrificatie (basislast), sturing op lage elektriciteitsprijzen en direct gebruik van elektriciteit van wind op zee, wind op land en zon [13]. In deze figuur is te zien dat op de korte termijn volledige elektrificatie leidt tot een hogere CO₂ uitstoot door het gebruik van elektriciteit uit conventionele centrales. Dit verandert richting 2030, waar volledige elektrificatie CO₂ kan besparen. Bij directe koppeling aan duurzame opwek kan nu direct CO₂ worden bespaard ten opzichte van volledige verwarming op aardgas.



Figuur 3 Geschatte delta van CO₂-uitstoot per jaar ten opzichte van een gasketel voor een elektroboiler in 2017 (blauw) en in 2030 (oranje) [13].

Een belangrijke voorwaarde voor het waarderen van CO₂-reductie is het aantonen dat er daadwerkelijk reductie plaatsvindt. In de SDE++ wordt hiervoor een geraamde hoeveelheid

vollasturen ingeschat waarbij de elektriciteitsproductie geen emissie heeft². Deze vastgestelde uren limiteren de mogelijkheden om een e-boiler flexibel in te zetten. TNO [14] stelt hiervoor een instrument voor van administratieve koppeling in combinatie met tijdsgebonden GvO's en telemetrie. Dit zou kunnen worden ingevuld via een elektriciteitscontract in combinatie met garanties van oorsprong en meting. Dit mechanisme kan garanderen dat er gelijktijdig hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd en afgenomen.

De gevraagde elektriciteitsvolumes voor hybride P2H vergen ook voldoende hernieuwbare elektriciteit. Met de substantieel ingeschatte volumes [1] is er onvoldoende zekerheid of de opwek ook wordt gerealiseerd. Deze onzekerheid over de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit vormt een risico voor de business case van hybride elektrificatie. Een borgingsmechanisme voor gelijkmatige groei van vraag en aanbod kan een oplossing bieden; voor elke TWh extra vraag vanuit de industrie komt er dan een TWh extra aanbod van hernieuwbare elektriciteit. TNO [14] stelt een instrument voor van een borgingsmechanisme voor gelijkmatige groei van CO₂-vrije stroom aanbod en vraag.

Pijler 3: Elektrische infrastructuur

Deze actielijn omvat de ontwikkelingen die moeten plaatsvinden binnen de elektrische infrastructuur om de inpasbaarheid van hybride P2H te kunnen vergroten. Dit zal voornamelijk bereikt worden door het maken van duidelijke afspraken tussen netbeheerders en industriële partijen. In deze paragraaf zal de volgende boodschap toegelicht worden:

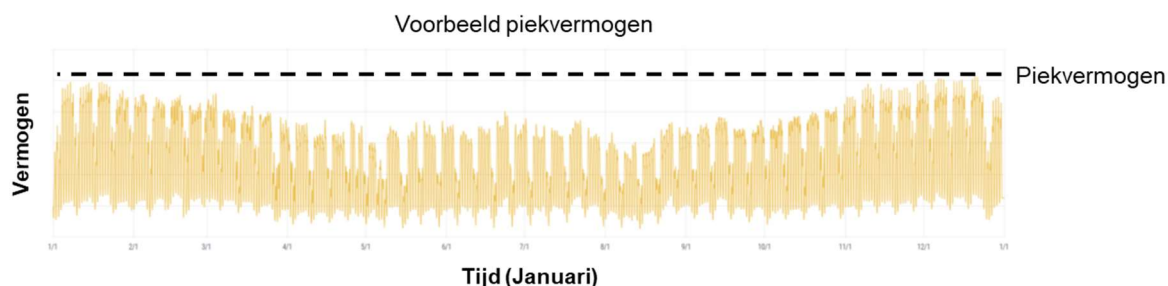
Voor aansluiting van de infrastructuurontwikkeling bij grootschalige toepassing van hybride elektrificatie is het van belang om nettarieven te realiseren die flexibel aansturen stimuleren. Daarnaast is het noodzakelijk om integrale afstemming tussen netbeheerders en industrie te organiseren voor het aanleggen van infrastructuur.

Realiseer nettarieven die flexibel aansturen stimuleren

Vanuit de analyses blijkt dat de capaciteitstarieven die betaald moeten worden voor de benodigde extra elektriciteitsaansluiting een negatief effect hebben op het verdienvermogen voor de industriepartij in het implementeren van de onderzochte hybride technologieën. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt doordat de hybride elektrificatie optie slechts voor een deel van het jaar wordt ingezet, maar daarvoor het volledige nettatarief dient af te dragen, zoals geïllustreerd in Figuur 4. Deze kosten kunnen, afhankelijk van situatie en netbeheerder, oplopen van tot 50.000 euro per MW per jaar³. Deze kosten zijn in orde grootte vergelijkbaar met de opbrengsten van een e-boiler op de onbalansmarkt in 2018 [15]. Binnen de industriële cases onderzocht in het project TKI Industrial Hybrid Energy Systems komen deze kosten neer op 25-57% van de totale kosten van het project over de looptijd van 10 jaar.

² In 2021 is dit 3000 uur [5]

³ Op het prijsniveau van 2019, maximum gebaseerd op een TS aansluiting bij Stedin [25]



Figuur 4 Voorbeeld van afgenomen piekvermogen met herkenbare week- en seizoenseffecten

Deze dynamiek is als belemmering genoemd door TNO [14] en Netbeheer Nederland [16] en deze studies suggereren verschillende oplossingsrichtingen. De oplossingen komen neer op het aanpassen van de tariefstructuur, bijvoorbeeld door het invoeren van een kWflex component. Dit is een laag nettatarief voor vraag boven het gecontracteerd vermogen, als er voldoende ruimte op het net is. Het concept van een kWflex component wordt sinds 2019 als pilot toegepast door Westland Infra [17]. Dit systeem heeft naar behoren gefunctioneerd maar de interesse is door andere (externe) belemmeringen tegengevallen. In het document van Netbeheer Nederland wordt geconcludeerd dat dit concept waarschijnlijk een robuuste en goed uitvoerbare oplossingsrichting biedt voor het ontsluiten van flexibiliteit tegen beperkte meerkosten. Ook wordt geadviseerd om het voorgaande initiatief tot een codewijzigingsvoorstel weer ter hand te nemen en verder te ontwikkelen met inachtneming van de ervaringen van Westland Infra.

Realiseer integrale afstemming tussen netbeheerders en marktpartijen. Ga in de initiërende fase voor elektrificatie in gesprek met de netbeheerder om mogelijke knelpunten te identificeren.

Voor het plaatsen van hybride P2H is een voldoende grote aansluiting op het elektriciteitsnet benodigd. Op sommige locaties zal deze aansluiting al beschikbaar zijn, maar voor een significant deel van de potentiële sites dient de aansluiting uitgebreid te worden. Voor twee van de vier onderzochte pilot cases is een vergroting van de aansluiting benodigd om het volledige potentieel van elektrificatie uit te kunnen nutten. CE Delft [18] heeft in opdracht van de NVDE een analyse opgesteld over de doorlooptijden aan bij de netbeheerder. Hieruit komt een doorlooptijd die oploopt tot wel 10 jaar indien het middenspanningsnet verzwakt dient te worden.

Daarnaast is het systeem op dit moment zo ingericht dat netbeheerders pas extra capaciteit gaan aansluiten als er daadwerkelijk investeringen gedaan gaan worden om te elektrificeren. In dezelfde lijn spreekt TNO [19] over onzekerheid aan beide kanten. Ook noemt het rapport dat initiatie op zich laat wachten en doorlooptijden erg lang zijn: transportinfrastructuur met bijbehorende lange doorlooptijden volgt op het aansluitverzoek, terwijl (grote) industrie turn around gedreven investeert.

Zoals TNO [14] samenvat zijn er acties in gang gezet ter verbetering van coördinatie van infrastructuurontwikkeling, onder meer ten behoeve van de industrie. Echter, het rapport stelt dat voorsnog deze nog niet de concrete versnelling bieden die nodig is voor strategische investeringsbeslissingen over industriële elektrificatie. Oplossingsrichtingen die gegeven worden zijn een “Wind op Zee model” voor netontwikkeling; nationale regie op de hoofdinfrastructuur vanuit het Rijk en de landelijke netbeheerder; tijdige realisatie op te nemen in de Key Performance Indicators (KPI) van netbeheerders en netinvesteringen onderdeel te maken van de Final Investment

Decision (FID) voor een elektrificatieproject. Daarnaast formuleert men een oplossingsrichting rondom integrale afstemming tussen netbeheerders en marktpartijen.

Ook het rapport van TNO [19] over knelpunten rondom de besluitvorming voor energie-infrastructuren stelt deze problematiek rondom afstemming, al dan niet in een bredere context. Het rapport stelt dat het noodzakelijk is dat de Rijksoverheid een integrale visie en strategie op energie infrastructuur ontwikkelt en de coördinatie tussen de verschillende actoren in het systeem organiseert. Dit maakt het mogelijk om tot tijdige, afgestemde en integraal afgewogen beslissingen te kunnen komen die nodig zijn voor de Nederlandse industrie, om de gewenste bijdrage aan de CO₂-doelstellingen te halen. Adaptieve besluitvorming verbindt de aanbevelingen op de geconstateerde knelpunten tot een consistente en transparante aanpak. Cruciale elementen bij het inrichten van adaptieve besluitvorming zijn:

1. Een heldere visie op infrastructuur en systeemintegratie;
2. Besluitvorming op basis van betrouwbare, gedeelde, informatie;
3. Helder spelregels voor verdeling van kosten, opbrengsten en risico's;
4. Een duidelijke rol van de overheid bij de aanleg en uitbreiding van energie infrastructuur.

De overkoepelende boodschap is dat dialoog tussen investeerders in elektrificatie, netbeheerders en overheid urgent is om de voorziene hybride elektrificatie in te kunnen passen in het energiesysteem. Een voorbeeld waar de dialoog opgepakt wordt is in het Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie [20]. Dit gesprek dient op projectbasis al plaats te vinden bij intentie voor elektrificatie om lange doorlooptijden te voorzien en daarop te anticiperen.

Bibliografie

- [1] TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL , „Routekaart elektrificatie in de industrie,” 2021.
- [2] TNO, DTI, NTB, SINTEF, AIT, DTU, UPValencia, RISE, „Strengthening Industrial Heat Pump Innovation,” 2020.
- [3] „<https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/sustainable-industrial-heat-system/>,” [Online].
- [4] „<https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/sustainable-industrial-heat-system/cruise-cost-reduction-industrial-heat-pumps/>,” [Online].
- [5] PBL, „Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021,” 2021.
- [6] Beerenschot, CE Delft en ISPT, „Power-to-products,” 2015.
- [7] TNO, „D1.2 Inventory of Tools, Hybrid Energy Systems,” 2019.
- [8] Alliander, „<https://www.liander.nl/partners/energietransitie/dynamo-flexmarktontwikkeling/flexmarkt-nijmegen-noord/>,” [Online].
- [9] TenneT, „<https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/tennet-wil-samen-met-de-markt-op-zoek-naar-extra-oplossingen-voor-tekort-aan-transport-in-noord-ned/>,” 2020. [Online].
- [10] e-Risk, „Modellering en validering van de flexibele inzet van hybride parallel geschakelde industriële warmtesystemen op basis van twee klimaatscenario's en aannames van een landelijke capaciteit,” 2021.
- [11] TNO, „D4.1 Flexibility Market Analysis,” 2021.
- [12] TenneT, „Flexibility Roadmap,” 2018.
- [13] TNO, „Eindverslag Haalbaarheid Elektrificatie bestaande gasketels,” 2019.
- [14] TNO, „Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie,” 2021.
- [15] ENTSO-E, „ENTSO-E Transparency Platform,” 2019. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [16] Netbeheer Nederland, „Belemmeringen in nettarieven,” 2018.
- [17] Westland Infra, „Eindevaluatie SWG 2019.,” 2020.

- [18] CE Delft, „Doorlooptijden Investerings Elektrificatie,” 2021.
- [19] TNO, „Energie-Infrastructuren 2030. Gezamenlijk en Afgewogen Besluiten is Urgent,” 2020.
- [20] „<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2021/05/20/programma-infrastructuur-duurzame-industrie-plan-van-aanpak>,” [Online]. [Geopend 06 2022].
- [21] DNV GL, TNO, „Flexibiliteit in de gebouwde omgeving: wegwijzer voor ondernemers,” 2021.
- [22] DNV, „Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie: Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1,” 2020.
- [23] M. Faist Emmenegger, T. Heck en N. Jungbluth, „Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz,” 2007.
- [24] ISPT, „Cost reduction industrial heat pumps, openbare eindrapportage,” 2019.
- [25] Stedin, „Elektriciteit tarieven 2019 Grootverbruik,” 2019.