

Alternatieven voor de Eemshavencentrale

Beschouwing potentiële technieken



Alternatieven voor de Eemshavencentrale

Beschouwing potentiële technieken

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik en Charley Bakker

Delft, CE Delft, Juli 2025

Publicatienummer: 25.250235.148

Opdrachtgever: Natuur en Milieu

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn
verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de
projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft – Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	3
1	Inleiding	5
	1.1 Aanleiding en doel onderzoek	5
	1.2 Aanpak	5
	1.3 Leeswijzer	6
2	Nut en noodzaak voor alternatieve invulling Eemshavencentrale	7
	2.1 Rol regelbare centrales en seizoensopslag in het toekomstige elektriciteitssysteem	7
	2.2 Hoeveel regelbaar vermogen is noodzakelijk?	9
	2.3 Hoe wordt regelbaar vermogen ingezet en welke inkomsten levert dit op?	11
	2.4 Eigenschappen locatie Eemshaven	13
3	Evaluatie opties toekomstige invulling Eemshavencentrale	16
	3.1 Biomassa met CCS	16
	3.2 Waterstofcentrale	27
	3.3 IJzerpoeder	34
	3.4 Warmteopslag	41
	3.5 Vergelijking technieken	49
4	Beleidscontext CO₂-vrij regelbaar vermogen	56
	Literatuur	59
A	Aannames LCOE berekening	61

Samenvatting

Natuur & Milieu heeft CE Delft gevraagd om de technische en economische haalbaarheid van verschillende opties voor een toekomstige invulling van de Eemshavencentrale in het energiesysteem in kaart te brengen. De eigenaar RWE overweegt om na 2030 over te stappen op houtige biomassa in combinatie met afvangen en vastlegging van de koolstof (CCS-BECCS). Op dit moment wordt al 15% biomassa bijgestookt in deze centrale. CE Delft heeft ook gekeken naar de omschakeling naar een waterstofcentrale, een ijzerpoedercentrale en warmteopslag voor aandrijving van de generatoren.

Kolenstop Eemshavencentrale 2030

De toekomst van de grootste kolencentrale in Nederland, de Eemshavencentrale van RWE (1.560 MW), is onzeker. Deze centrale is in 2015 geopend maar vanaf 2030 mogen in deze centrale geen kolen meer gestookt worden, vanwege de Wet verbod op kolen voor elektriciteitsproductie. Op dat moment is de centrale nog niet aan het einde van zijn levensduur.

Voor alle onderzochte technieken geldt dat ze op dit moment nog niet in deze vorm en op de schaal van de Eemshavencentrale toegepast worden, en dat er dus nog grote onzekerheden zijn over de mogelijkheid binnen vijf jaar.

Voor de langere termijn, richting 2040, gelden de volgende overwegingen:

- BECCS heeft vergeleken met andere opties relatief lage kosten per MWh geleverde elektriciteit. De Roadmap voor koolstofverwijdering van het ministerie van Klimaat en Groene Groei geeft echter aan dat ondersteuning van grootschalige BECCS vanuit de overheid niet voor de hand ligt. Dit omdat wordt gesteld dat laagwaardige toepassing van duurzame biomassa, zoals het opwekken van elektriciteit, zoveel mogelijk moet worden afgebouwd en BECCS niet goed flexibel ingezet kan worden.
- IJzerpoeder heeft naar verwachting de hoogste kosten, en de Eemshaven lijkt hier geen logische locatie voor.
- Het lijkt technisch niet haalbaar om de bestaande kolencentrale om te bouwen naar een waterstofcentrale. Een nieuwe waterstofcentrale kan wel een optie zijn.
- De optie met warmteopslag is in theorie interessant. De kosten lijken vergelijkbaar met BECCS en lager dan de andere opties, maar zijn wel nog onzeker.

Nut en noodzaak alternatieve invulling Eemshavencentrale

De Eemshaven is een geschikte locatie voor regelbare centrales en seizoensopslag. Er is veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit uit windparken op zee en land, een sterk elektriciteitsnet, in de toekomst aanbod en transport van waterstof, beschikbaarheid van koelwater en de ligging aan zee. Uit verschillende onderzoeken blijkt dat na 2030 tussen de 15 en 25 GW aan regelbare centrales en seizoensopslag nodig is. Dit betekent dat het voor de ontwikkeling richting een klimaatneutraal energiesysteem nuttig is als er een alternatieve invulling komt voor de Eemshavencentrale.

Tabel 1 geeft een overzicht van de verschillende technieken.¹

Tabel 1 – Overzichtstabel technieken

	Technische haalbaarheid 2030	Mogelijkheid hergebruik kolencentrale	Energetische eigenschappen	Kosten per MWh geleverde elektriciteit	Overige aspecten
Biomassa met CCS (houtige biomassa)	Lijkt technisch haalbaar. Toepassing CCS grootste onzekerheid.	Lijkt haalbaar met beperkte aanpassing	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 30-40%	€ 250 - € 350 per MWh ²	Discussie rond koolstofverwijdering en toepassing biomassa zal doorslaggevend zijn, niet rol in elektriciteitssysteem.
Waterstof-centrale	Technisch haalbaar, maar beschikbaarheid waterstof grote onzekerheid 2030.	Niet haalbaar, gaat om vrijwel nieuwe centrale	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 33-50%	€ 400 - € 600 per MWh	Toepassing ammoniak in bestaande centrale mogelijk wel optie.
IJzerpoeder	Technische haalbaarheid en beschikbaarheid waterstof (benodigd voor productie ijzerpoeder uit ijzeroxide) voor 2030 grote onzekerheid.	Lijkt haalbaar met beperkte aanpassing	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 20-30%	€ 600 - € 650 per MWh	Lijkt geschikter voor andere gebieden, zonder aansluiting waterstofnetwerk. Directe toepassing waterstof lijkt kansrijker bij Eemshaven.
Warmte-opslag	Deel technieken haalbaar voor 2030, maar schaalvergroting nodig.	In theorie mogelijk op deze schaal, maar nog geen ervaring mee.	Seizoensopslag, efficiëntie hele cyclus 35-45%	€ 250 - € 350 per MWh	Fors ruimtebeslag voor warmteopslag, maar naar verwachting voldoende ruimte.

¹ Voor elk van deze technieken is gekeken naar toepassing voor de levering van elektriciteit en, indien mogelijk, integratie in de bestaande kolencentrale. Bij de kosten en efficiëntie zijn alle componenten meegenomen die noodzakelijk zijn om elektriciteit te kunnen leveren. Daarmee zijn de cijfers (voor de kosten en efficiëntie) in deze tabel onderling vergelijkbaar.

² Dit is exclusief potentiële baten voor het realiseren van negatieve emissies.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en doel onderzoek

De toekomst van de grootste kolencentrale in Nederland, de Eemshavencentrale van RWE (1.560 MW), is onzeker. Deze centrale is in 2015 geopend maar vanaf 2030 mogen in deze centrale geen kolen meer gestookt worden.³ Op dat moment is de centrale nog niet aan het einde van zijn levensduur. De eigenaar RWE overweegt daarom om over te stappen op biomassa in combinatie met afvangen en vastlegging van de koolstof (CCS, Carbon- Capture and Storage). Hiermee kan dan koolstofverwijdering gerealiseerd worden, indien gebruik gemaakt wordt van duurzame biomassa. Op dit moment wordt al 15% van de geproduceerde elektriciteit in deze centrale opgewekt met biomassa.

Het doel van dit onderzoek is om ook de technische en economische haalbaarheid van alternatieve opties voor een toekomstige invulling van de Eemshavencentrale in kaart te brengen. Dit zijn alternatieve technieken voor regelbare centrales of seizoensopslag. Deze alternatieven zijn vergeleken met het plan van RWE, voor de ombouw van de kolencentrale naar een biomassacentrale met CCS.

1.2 Aanpak

In dit onderzoek is een techno-economische analyse gedaan voor deze technieken:

- biomassacentrale met CCS;
- waterstofcentrale;
- ijzerpoeder;
- warmteopslag.

Voor deze technieken zijn de volgende aspecten in kaart gebracht:

- technische haalbaarheid voor 2030;
- mogelijkheid hergebruik assets kolencentrale;
- energetische eigenschappen en rol in het energiesysteem;
- kosten;
- geschiktheid locatie Eemshaven;
- overige relevante aspecten.

³ Dit is vastgelegd in de [Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie](#).

Tekstkader 1 – Optie ultradiepe geothermie

Ultradiepe geothermie

In het onderzoek is initieel ook gekeken naar de mogelijkheid voor het gebruik van warmte van ultradiepe geothermie in de kolencentrale. Op basis van een eerste scan zien we dit echter niet als een realistische optie, vanwege de volgende redenen:

- Er lijkt geen potentie voor (ultradiepe) geothermie in de nabijheid van de Eemshaven te zijn.
- Er zijn serieuze twijfels van experts of ultradiepe geothermie überhaupt haalbaar is in Nederland en of dit niet te duur is. Er wordt op dit moment ook niet op ingezet. De focus ligt vooralsnog op het realiseren van reguliere geothermie.

Daarom is deze optie niet verder onderzocht.

De analyse van de verschillende technieken is gebaseerd op literatuuronderzoek, aangevuld met eigen expertise en enkele berekeningen. Het gaat hierbij expliciet om een globale inschatting van de techno-economische haalbaarheid van deze technieken. Voor een uiteindelijke investeringsbeslissing is diepgaander onderzoek naar de kosten en technische inpassing nodig.

Naast de techno-economische analyse van de verschillende opties geven we ook een algemene beschrijving van nut en noodzaak voor een alternatieve invulling van de Eemshavencentrale. Hier gaan we in op de rol van regelbare centrales en seizoensopslag in het toekomstige energiesysteem, de eigenschappen van de locatie Eemshaven en de beleidscontext voor regelbaar vermogen.

1.3 Leeswijzer

Het rapport bevat de volgende hoofdstukken:

- Hoofdstuk 2 bevat de beschouwing op nut en noodzaak van een alternatieve invulling voor de Eemshavencentrale;
- Hoofdstuk 3 bevat de evaluatie van de opties voor de toekomstige invulling van de centrale en een vergelijking tussen deze opties;
- Hoofdstuk 4 bevat een beschouwing op de bredere beleidscontext voor CO₂-vrije flexibiliteit.

2 Nut en noodzaak voor alternatieve invulling Eemshavencentrale

In dit onderzoek kijken we naar mogelijke toekomstige invulling van de Eemshavencentrale, waarbij we ingaan op verschillende manieren van regelbare productie van elektriciteit en seizoensopslag. In dit hoofdstuk gaan we in op de nut en noodzaak van deze technieken in het toekomstige energiesysteem. Hiervoor bespreken we eerst de rol van deze technieken in het toekomstige systeem. Vervolgens bespreken we hoeveel regelbare centrales en seizoensopslag naar verwachting nodig zijn in de toekomst, hoe deze technieken in de toekomst naar verwachting ingezet worden, en welke inkomsten dit oplevert voor de exploitant. Daarnaast gaan we in dit hoofdstuk in op de eigenschappen van de locatie Eemshaven en de beleidscontext voor CO₂-vrij regelbaar vermogen.

2.1 Rol regelbare centrales en seizoensopslag in het toekomstige elektriciteitssysteem

Op dit moment wordt een groot deel van de energievraag nog ingevuld met fossiele brandstoffen. De vraag naar elektriciteit is ten opzichte van de vraag naar fossiele brandstoffen nog beperkt. Maar in de transitie richting een klimaatneutrale samenleving zal de rol van elektriciteit een stuk groter worden, aangezien voor veel fossiele processen elektrificatie het meest kosteneffectieve en efficiënte alternatief is (bijvoorbeeld warmtepompen en elektrische auto's). Daardoor zal de vraag naar elektriciteit fors toenemen richting 2050, deze zal in 2050 naar verwachting drie tot vijf keer zo hoog zijn als nu (Netbeheer Nederland, 2025).

Op dit moment wordt een groot deel van de elektriciteit in Nederland nog geproduceerd met gas- en kolencentrales, maar het aandeel hernieuwbare opwek met windmolens en zonnepanelen neemt flink toe. Het is de verwachting dat windmolens (op land en op zee) en zonnepanelen in 2050 de belangrijkste bronnen zullen zijn in 2050 (Netbeheer Nederland, 2025). Hiervoor is een forse toename van deze bronnen nodig, zeker gezien de verwachte stijging van de elektriciteitsvraag. Het is de verwachting dat de potentie van deze bronnen ruim voldoende is om op jaarbasis genoeg elektriciteit te produceren.

Het is echter niet alleen nodig om op jaarbasis voldoende elektriciteit te produceren, maar vraag en aanbod van elektriciteit moeten elk moment van het jaar in balans zijn. Daarvoor zijn naast windmolens en zonnepanelen nog bronnen van flexibiliteit nodig. Flexibele bronnen (regelbaar vermogen, vraagsturing, opslag) en import kunnen ervoor zorgen dat op momenten met tekorten van hernieuwbare opwek toch aan de volledige vraag naar elektriciteit te kunnen voorzien. Als er te weinig flexibiliteit is voor deze rol dan is er te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Dit heet ook wel de 'lost load' en kent grote economische gevolgen (Ecorys, 2022). De noodzaak voor flexibiliteit neemt toe door een toename in totale elektriciteitsvraag en -opwek (en dan vooral door weersafhankelijke productie van zon en wind).

Er is balancering nodig op verschillende tijdsschalen, aangezien vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment van het jaar in balans moeten zijn. Vraag en aanbod moeten dus gebalanceerd worden op de schaal van secondes tot minuten, binnen dagen en ook op langere termijn (dagen, maanden). Om vraag en aanbod te kunnen balanceren moeten flexibele bronnen beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren. Er moet flexibiliteit geleverd worden op momenten dat er een overschot is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig die zorgen voor extra vraag of minder opwek. Daarnaast moet flexibiliteit geleverd kunnen worden als er juist een tekort is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig die zorgen voor verlaging van de vraag of die extra aanbod realiseren.

Er bestaan verschillende type bronnen van flexibiliteit:

- **Opslag van elektriciteit.** Elektriciteit wordt opgeslagen op momenten dat er meer aanbod dan vraag is. Later wordt deze elektriciteit weer geleverd.
- **Conversie.** Omzetting van elektriciteit in andere energiedragers, zoals waterstof of warmte, op momenten dat er meer aanbod is dan vraag. Of productie extra elektriciteit geproduceerd uit andere energiedragers op momenten met meer vraag dan aanbod.
- **Vraagsturing.** Het verplaatsen van vraag naar een ander moment, zodat het beter aansluit bij het aanbod.
- **Sturing aanbod.** Het aanpassen van het aanbod van hernieuwbare elektriciteit, zodat het aanbod beter aansluit bij de vraag. Bij hernieuwbare elektriciteit bepaalt het weer welk vermogen maximaal geleverd kan worden.
- **Interconnectie.** Het Nederlandse elektriciteitssysteem staat niet op zichzelf: import en export van elektriciteit kunnen ook bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit.

Opslag van elektriciteit met batterijen, vraagsturing en import kunnen een bijdrage leveren aan het leveren van stroom op momenten met te weinig hernieuwbare opwek. Maar alleen deze bronnen zijn onvoldoende.

Zo kunnen de huidige batterijen slechts enkele uren achtereenvolgend (op maximaal vermogen) stroom leveren, is de potentie van vraagsturing beperkt en is de beschikbare capaciteit voor import onvoldoende om aan de volledige vraag te voldoen (en is er op momenten met weinig wind en zon in Nederland ook weinig hernieuwbare opwek in buurlanden). Voor langere periodes met weinig wind en zon, ook wel Dünkelflaute-periodes genoemd, zijn daarom technieken nodig die voor langere periodes elektriciteit kunnen leveren. Daarbij maken we onderscheid tussen regelbare centrales en seizoensopslag:

- **Regelbare centrales** zijn eenheden die elektriciteit produceren met een brandstof of een externe warmtebron. Dus bijvoorbeeld biomassa, geothermie, waterstof en ijzerpoeder.
- **Seizoensopslag**. Elektriciteit wordt opgeslagen en op een later moment weer teruggeleverd aan het net. Eventueel met conversiestappen ertussen. Hier valt ook warmteopslag onder.
- In praktijk is er niet altijd een harde knip tussen de twee. Waterstof en ijzerpoeder kunnen ook als seizoensopslag gezien worden, als je naar de hele keten kijkt, dan zijn nog wel andere componenten nodig, zoals elektrolyzers. Daarnaast is het verschil van deze technieken met bijvoorbeeld een warmtebatterij dat er hoge marginale kosten zijn voor de inzet, waardoor deze techniek anders ingezet wordt (meer hierover in Paragraaf 2.3.1).

Er zijn verschillende potentiële technieken die elektriciteit voor een langere periode kunnen opslaan en daarmee een rol als seizoensopslag kunnen spelen. Technieken waar naar gekeken wordt zijn bijvoorbeeld redoxflowbatterijen, pumped-hydro, persluchtopslag (CAES), warmteopslag of opslag in gesmolten zout. Seizoensopslag kan ervoor zorgen dat minder regelbare centrales noodzakelijk zijn, omdat deze dezelfde toepassing hebben (leveren elektriciteit in lange periodes met weinig wind en zon).

Naast seizoensopslag zullen ook nog elektriciteitscentrales noodzakelijk zijn. Voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem is het noodzakelijk dat de regelbare centrales gebruik maken van CO₂-vrije brandstoffen, zoals biomassa, groengas, ijzerpoeder (gemaakt met groene stroom) of groene waterstof (in omgebouwde gascentrales). Daarnaast kan het een mogelijkheid zijn om CCS toe te passen bij gascentrales of om warmte van ultradiepe geothermie te gebruiken. Daarnaast kunnen kerncentrales een bijdrage leveren aan het leveren van elektriciteit op momenten met weinig wind en zon, maar het is de verwachting dat ook met realisatie van kernenergie nog andere regelbare centrales nodig zijn.

2.2 Hoeveel regelbaar vermogen is noodzakelijk?

Er zijn verschillende scenariostudies die inzicht geven in hoeveel regelbaar vermogen nodig is in de toekomst. Er is geen absolute waarde hiervoor te bepalen, aangezien dit afhankelijk is van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag, de ontwikkeling van andere bronnen van flexibiliteit en import van elektriciteit.

Bij meer opslag, interconnectie en vraagsturing zijn minder regelbare centrales en seizoensopslag noodzakelijk. De belangrijkste inzichten uit verschillende scenariostudies zijn:

- In de **Monitor Leveringszekerheid** brengt TenneT de verwachte ontwikkeling van regelbaar vermogen richting 2030, 2033 en 2035 in kaart en bepaalt of dit voldoende is om de leveringszekerheid te waarborgen (TenneT, 2025). In dit onderzoek gaat TenneT uit van 16,1 GW regelbaar productievermogen in 2030, 14,4 GW in 2033 en 14,2 GW in 2035. Dit is minder dan de huidige situatie (24,0 GW). Na 2030 zullen dit vooral gascentrales zijn. Er wordt nog geen (significante) ontwikkeling van seizoensopslag voorzien in deze scenario's, maar de ontwikkeling hiervan wordt in de Monitor Leveringszekerheid wel geagendeerd. Uit de Monitor Leveringszekerheid volgt dat er met de verwachte ontwikkelingen vanaf 2033 te weinig regelbaar vermogen is om de leveringszekerheidsnorm te halen, en dat er noodzaak is voor meer regelbaar vermogen of seizoensopslag.
- CE Delft heeft in 2024 met Witteveen+Bos een studie gedaan naar de **kostenoptimale invulling van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035** (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). Hieruit volgt dat in de kostenoptimale situatie in 2035 8 GW seizoensopslag en 9 GW regelbare centrales gerealiseerd wordt. Als seizoensopslag beperkt beschikbaar is of een stuk duurder uitvalt (dan aangenomen), dan is 15 GW aan regelbare centrales nodig. De regelbare centrales draaien op waterstof en er wordt aangenomen dat dit omgebouwde gascentrales zijn. Er wordt geen biomassa ingezet voor elektriciteitsproductie in deze kostenoptimalisatie, aangezien naar waterstof omgebouwde gascentrales goedkoper zijn dan naar biomassa omgebouwde kolencentrales.⁴ Hierbij zijn de potentiële baten van negatieve emissies (bij combinatie met CCS), de beschikbaarheid van (duurzame) biomassa en de effecten op de biodiversiteit niet meegenomen.
- Netbeheer Nederland ontwikkelt elke twee jaar scenario's voor het energiesysteem voor 2030, 2035, 2040 en 2050 (Netbeheer Nederland, 2025). Deze scenario's worden onder meer gebruikt voor hun investeringsplannen. De Netbeheer Nederland-scenario's uit 2025 voorzien de volgende ontwikkelingen:
 - Voor 2030 voorzien deze scenario's ongeveer 17 GW regelbare centrales. Dit zijn dan vooral aardgascentrales, maar ook een klein aandeel waterstofcentrales. Er wordt in de scenario's voor 2030 0,5 tot 1 GW seizoensopslag voorzien. In de scenario's wordt aangenomen dat dit redoxflowbatterijen zijn, maar dit kan ook ingevuld worden met andere vormen van seizoensopslag.

⁴ Het uitgangspunt in dat onderzoek is dat de kosten per MW voor een omgebouwde gascentrale drie keer zo laag zijn als een omgebouwde kolencentrale. Daarnaast wordt in dat onderzoek uitgegaan van relatief goedkope blauwe waterstof, wat een stuk goedkoper is dan groene waterstof. Daarom zijn waterstofcentrales als regelbaar vermogen het meest kostenoptimaal in dit onderzoek. Uit de kostenvergelijking in Paragraaf 3.5.1 van dit onderzoek, volgt dat biomassa met CCS juist goedkoper is dan een waterstofcentrale, doordat we uitgaan van toepassing van groene waterstof (in plaats van blauwe waterstof) en een nieuwe waterstofcentrale (in plaats van ombouw).

- Voor 2040 voorzien deze scenario's 16 tot 22 GW regelbare centrales. Dit zijn dan zowel gascentrales als waterstofcentrales. Daarnaast worden in enkele scenario's een forse toename van kernenergie voorzien. Er wordt in de scenario's voor 2040 2 tot 4 GW seizoensopslag voorzien. Ook hier wordt aangenomen dat dit redoxflowbatterijen zijn, maar kan dit ook ingevuld worden met andere vormen van seizoensopslag.

Uit alle scenariostudies volgt dat er een significant vermogen aan regelbare centrales en/of seizoensopslag nodig is in de toekomst. Er lijkt minimaal 15 GW regelbare centrales en seizoensopslag en maximaal 25 GW nodig na 2030. Als de ontwikkeling van andere flexibele bronnen, zoals batterijen, achterblijft is mogelijk zelfs nog meer dan 25 GW nodig. De verwachte ontwikkeling van regelbare centrales en seizoensopslag blijft nog achter bij het vermogen dat naar verwachting noodzakelijk is, waardoor vanaf 2033 problemen kunnen ontstaan met de leveringszekerheid. Dit onderschrijft de noodzaak voor realisatie van meer regelbare centrales en/of seizoensopslag, en daarmee voor het vinden van een goed alternatief voor de Eemshavencentrale na 2030.

2.3 Hoe wordt regelbaar vermogen ingezet en welke inkomsten levert dit op?

In deze paragraaf gaan we in op de verwachte inzet van regelbare centrales en seizoensopslag in 2030 en 2040, en de inkomsten die hieruit voortvloeien. Voor 2030 gaan we uit van de verwachte ontwikkelingen vanuit de Klimaat- en Energieverkenning uit 2024 (PBL, 2024a).⁵ Voor 2040 maken we gebruik van het scenario Koersvaste Middenweg van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2025).

2.3.1 Inzet regelbare centrales en seizoensopslag

De inzet van regelbare centrales en seizoensopslag is gebaseerd op merit-order inzet waarbij productiebronnen economisch optimaal ingezet worden

De merit-order laat de marginale kosten zien waarvoor verschillende productiebronnen elektriciteit kunnen produceren. De beschikbare bronnen met de laagste marginale kosten worden als eerst ingezet, en dan de volgende, totdat er voldoende productie is om aan de vraag te voldoen. De marginale kosten van de duurste bron die elektriciteit levert bepaalt de elektriciteitsprijs van dat moment. De merit-order laat zien dat zon en wind de bronnen zijn met de laagste marginale kosten, deze hebben namelijk marginale kosten van € 0 (als windmolens of zonnepanelen er staan kost het niets om stroom te produceren).

⁵ We maken gebruik van de [uitwerking van de KEV 2024 in het Energietransitiemodel](#)

Regelbare centrales hebben de hoogste marginale kosten door de hoge brandstofkosten en worden alleen ingezet als er onvoldoende stroom geleverd kan worden door andere productiebronnen en import.

Regelbare centrales zullen in de toekomst steeds minder draaiuren maken doordat windmolens en zonnepanelen, aangevuld met opslag en import, een groot deel van het jaar in de elektriciteitsvraag kunnen voorzien. Op dit moment draait een gemiddelde regelbare centrale ongeveer 3.000 vollasturen (ENTSO-E, lopend). In 2030 is dit in het KEV-scenario nog steeds ongeveer 3.000 vollasturen (ongeveer 35% van het jaar) (PBL, 2024a). Maar richting 2040 daalt het aantal vollasturen daarna snel, regelbare centrales draaien dan nog slechts 1.200 vollasturen (ongeveer 15% van het jaar), in het scenario Koersvaste Middenweg (Netbeheer Nederland, 2025). Dit betekent dat exploitanten van regelbare centrales in steeds minder uren de investeringen moeten terugverdienen.

Seizoensopslag slaat stroom op op momenten met lage prijzen en levert vervolgens stroom op momenten met hoge prijzen. In het scenario voor 2030 wordt nog geen seizoensopslag voorzien. In 2040 wordt seizoensopslag ongeveer 6.300 vollasturen ingezet (waarvan de helft van de uren elektriciteit opslaan en de helft leveren). Dit betekent dat seizoensopslag een stuk meer ingezet wordt dan regelbare centrales. Dit komt doordat de marginale kosten, de kosten voor het leveren van 1 kWh extra elektriciteit, beperkt zijn. Het opslaan van elektriciteit kost (vrijwel) niets, er zijn alleen kosten voor de energieverliezen. Dit in tegenstelling tot regelbare centrales, waarbij de kosten voor het leveren van 1 kWh extra elektriciteit door de brandstofkosten hoger zijn.

2.3.2 Inkomsten regelbare centrales en seizoensopslag

Voor 2030 en voor 2040 hebben we ook een inschatting gemaakt van de inkomsten van regelbare centrales en seizoensopslag. Bij seizoensopslag geven we de netto-inkomsten weer, dus de inkomsten voor levering van elektriciteit minus de kosten voor inkoop van elektriciteit. Bij regelbare centrales nemen we de kosten voor inkoop van energie niet mee, aangezien hiervoor geen elektriciteit ingekocht wordt (maar een brandstof). De inkomsten zijn dus niet direct vergelijkbaar.

Tabel 2 – Inschatting inkomsten regelbare centrales en seizoensopslag⁶

	Regelbare centrales	Seizoensopslag (netto-inkomsten)
2030 – alleen day-aheadmarkt	€ 280.000/MW € 85/MWh	Geen inschatting
2030 – inclusief optionaliteitswaarde en systeemdiensten	€ 510.000/MW € 160/MWh	Geen inschatting

⁶ De inkomsten per MW en per MWh zijn verschillende uitsnedes. Deze kunnen dus niet opgeteld worden.

	Regelbare centrales	Seizoensopslag (netto-inkomsten)
2040 – alleen day-aheadmarkt	€ 450.000/MW € 400/MWh	€ 425.000/MW € 200/MWh
2040 – inclusief optionaliteitswaarde en systeemdiensten	€ 800.000/MW € 700/MWh	Geen inschatting

De tabel laat het volgende zien:

- De inkomsten van regelbare centrales per MWh nemen flink toe richting 2040, omdat de prijs vaker gezet wordt door dure CO₂-vrije regelbare centrales.
- De inkomsten per MW nemen ook iets toe, maar wel minder dan de toename per MWh. Dit komt doordat regelbare centrales minder draaiuren maken in 2040. De centrales moeten hun investering dus in minder uren terugverdienen.
- De inkomsten per MWh zijn voor seizoensopslag een stuk lager dan voor regelbare centrales. Maar zoals eerder besproken komt dit ook doordat het hier om de netto-inkomsten gaat. Daarnaast komt dit doordat seizoensopslag vaker ingezet wordt, ook bij lagere prijzen.

De inkomsten op de day-aheadmarkt hebben we gemodelleerd. Er zijn echter ook nog andere potentiële inkomsten voor regelbare centrales en seizoensopslag, zoals optionaliteitswaarde en systeemdiensten (inzet op onbalansmarkten en redispatch). TenneT heeft in de Monitor Leveringszekerheid ingeschat dat in 2030 voor (efficiënte) gascentrales ongeveer 55% van de netto-inkomsten door inzet op de day-aheadmarkt komen. Daarnaast komt 20% van de inkomsten van de optionaliteitswaarde en 25% van de inkomsten door systeemdiensten (TenneT, 2025). In de tabel is ook een inschatting opgenomen van de inkomsten inclusief deze aanvullende inkomstenbronnen.

2.4 Eigenschappen locatie Eemshaven

We kijken in het onderzoek naar opties voor de toekomstige invulling van de Eemshavencentrale. Om een inschatting te maken van de geschiktheid van bepaalde technieken zijn ook de eigenschappen van de locatie en de verwachte ontwikkelingen van de Eemshaven van belang.

De Eemshaven is een locatie waar veel ontwikkelingen rondom het energiesysteem plaatsvinden. De belangrijkste (verwachte) ontwikkelingen in de Eemshaven zijn:

- Het is een locatie waar elektriciteitskabels van windparken op zee aan land komen. In de huidige routekaart windenergie op zee zijn plannen voor 2,6 GW aan elektriciteitskabels vanaf de windparken op zee richting de Eemshaven vastgelegd. Dit moet begin jaren 2030 gerealiseerd zijn.

In het Programma VAWOZ worden keuzes gemaakt voor eventuele extra elektriciteitskabels richting de Eemshaven, bovenop realisatie van de huidige routekaart.

Dit betekent dat er veel hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is bij de Eemshaven. Dat maakt de Eemshaven een geschikte locatie voor flexibiliteitstechnieken die overschotten van elektriciteit kunnen benutten, zoals elektrische boilers (power-to-heat) en elektrolyzers.

- De Eemshaven is een locatie met, naast de Eemshavencentrale (1.560 MW), ook nog twee grote gascentrales. Namelijk de Eemscentrale (1.800 MW) en de Magnumcentrale (1.400 MW). In totaal staat er op dit moment dus bijna 5.000 MW aan regelbare elektriciteitscentrales in de Eemshaven. De Eemshaven is een locatie die ook voor de toekomst aangewezen is als locatie voor grootschalige regelbare centrales het barre.⁷ In het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) is vastgelegd dat deze locatie ook in de toekomst beschikbaar moet blijven voor grootschalige regelbare centrales (Rijksoverheid, 2024).
- De Eemshaven is een potentiële locatie voor grootschalige elektrolyse en er lopen ook al verschillende initiatieven, zoals NorthH₂.⁸ RWE is ook één van de partner organisaties binnen dit initiatief. De Eemshaven is aangewezen als voorkeurslocatie voor grootschalige elektrolyzers in het PEH (Rijksoverheid, 2024). Dit betekent dat er naar verwachting grote hoeveelheden groene waterstof geproduceerd zullen worden in de Eemshaven in de toekomst.
- De LNG-terminal in de Eemshaven, genaamd EemsEnergyTerminal, wordt momenteel gebruikt voor de import van vloeibaar aardgas (LNG). Er zijn plannen om de terminal in de toekomst mogelijk ook te gebruiken voor de import van groene waterstof en als CO₂-hub in de Eemshaven. Het definitieve verlengings- en investeringsbesluit over de toekomst van EemsEnergyTerminal wordt eind 2025 verwacht.⁹
- Er wordt richting de toekomst een grote elektriciteitsvraag voorzien voor de Eemshaven, onder meer vanuit datacenters. Vlakbij de Eemshaven, in Delfzijl, wordt daarnaast een forse elektriciteitsvraag voorzien van de (chemische) industrie. Dit betekent dat er lokaal voldoende afzetmarkt is voor elektriciteit die geleverd wordt door regelbare centrales of seizoensopslag.
- Vanwege de bestaande elektriciteitscentrales en de plannen voor wind op zee is er een sterk uitgelegd elektriciteitsnet vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland. Er loopt een 380kV¹⁰-verbinding naar Meeden en vervolgens Zwolle, en daarnaast is er een 380kV-verbinding naar Vierverlaten, die doorgetrokken wordt richting Flevoland. Dit zorgt ervoor dat er veel capaciteit is om stroom af te voeren vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland.

⁷ [Besluit Algemene Regels Ruimtelijke Ordening](#)

⁸ <https://www.north2.eu/>

⁹ [Volgende fase voor toekomst EemsenergyTerminal](#)

¹⁰ kiloVolt. Het 380kV-net is het hoogste spanningsniveau van het elektriciteitsnet.

Daarnaast zijn er verschillende hoogspanningsstations in de Eemshaven (waar centrales op kunnen worden aangesloten) en zijn er elektriciteitskabels richting Denemarken en Noorwegen.

Dit betekent dat er veel mogelijkheden zijn het realiseren van opwek, vraag of flexibiliteitsbronnen van elektriciteit.

- Vanwege de waterstofambities wordt de Eemshaven ook gekoppeld aan het toekomstige Waterstofnetwerk Nederland. De huidige planning is dat de waterstofinfrastructuur in Noord-Nederland, bij de Eemshaven, rond 2030 gereed is. Vanaf 2033 moet dit netwerk in Noord-Nederland ook gekoppeld zijn met de andere industrieclusters (Gasunie, 2025).

Een ander belangrijke karakteristiek voor de locatie van de Eemshaven is de ligging aan zee en de aanwezigheid van een overslaghaven. Dit zorgt ervoor dat er brandstoffen aangevoerd kunnen worden via zee, zoals kolen, biomassa en in de toekomst mogelijk ammoniak. Daarnaast kan het mogelijk een optie zijn om afgevangen CO₂ via schepen af te voeren bij de Eemshaven.

3 Evaluatie opties toekomstige invulling Eemshavencentrale

In dit hoofdstuk bespreken we de technische en economische haalbaarheid van de verschillende opties. Daarbij gaan we in op het plan van RWE, biomassa met CCS (Carbon Capture and Storage), en de drie alternatieven: waterstofcentrale, ijzerpoeder en warmteopslag. We bespreken de belangrijkste aspecten met betrekking tot de technische haalbaarheid en de (potentiële) rol in het energiesysteem per techniek. Daarna vergelijken we de technieken, waarbij we ook ingaan op de kostenvergelijking.

3.1 Biomassa met CCS

3.1.1 Beschrijving techniek

De Eemshavencentrale wekt sinds 2015 elektriciteit op met steenkolen en biomassa. Door de 'Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie' vervalt de vergunning van kolenstook voor elektriciteitsproductie voor de Eemshavencentrale. Daarom is RWE voornemens om de centrale volledig in te zetten voor de stook van biomassa.

Momenteel heeft de Eemshavencentrale een vergunning voor het stoken van 1.600 kton biomassa per jaar, overeenkomend met 30% biomassa. Voor volledige base-load elektriciteitsproductie met biomassa moet dit worden verhoogd naar 5.000 tot 6.000 kton per jaar (afhankelijk van de stookwaarde van biomassa) (Royal Haskoning DHV, 2023).

Daarnaast heeft RWE het plan om CCS toe te passen op de voorgenomen bio-energiecentrale, om de uitstoot te verlagen en zelfs negatieve emissies te realiseren.

Het afgevangen CO₂ zal moeten worden afgevoerd per schip of via pijpleidingen om elders te worden opgeslagen. In dit geval wordt gesproken van genoemd BECCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage).

3.1.2 Technische haalbaarheid

Het ombouwen van de Eemshavencentrale van kolen- en biomassa naar volledig biomassa zal aanpassingen vereisen aan de centrale. Biomassa heeft immers andere verbrandings- en behandelingseigenschappen dan steenkolen. RWE heeft met de Amercentrale laten zien dat de ombouw van een kolencentrale naar volledige biomassa-stook technisch mogelijk is. Er zijn ook internationale voorbeelden van ombouw kolen-centrales naar 100% biomassa in het Verenigd Koninkrijk en Denemarken.¹¹

Naast aanpassingen aan de kolencentrale zullen ook een aantal nieuwe voorzieningen moeten worden gerealiseerd (Royal Haskoning DHV, 2023):

- nieuwe gesloten losinstallatie (schroeftransporteur);
- realisatie van een tweede opslagvoorziening, waar ca. 80 ton biomassa kan worden opgeslagen;
- aanpassing van het bestaande transportsysteem.

Naast de ombouw van de centrale, is RWE ook voornemens CO₂-afvang te realiseren. De techniek voor de afvang van CO₂ is marktrijp en wordt bij andere toepassing, zoals enhanced oil recovery, al grootschalig toegepast. Er zijn daarnaast voorbeelden van CO₂-afvang bij kleinere installaties die ook (deels) gebruik maken van biomassa:

- Verschillende afvalenergiecentrales (>50% biomassastook) hebben operationele CO₂-afvanginstallaties, zoals AVR Duiven en Twence in Hengelo. Hiervan is de CO₂-concentratie in het rookgas circa 10% (Royal HaskoningDHV, 2021). De concentratie CO₂ in het rookgas bij biomassaverbranding is 5 tot 15%, en dus vergelijkbaar met AVI's. Dezelfde techniek zou dus naar verwachting kunnen worden gebruikt voor biomassacentrales.
- Daarnaast heeft een grote biomassacentrale (Drax Power Station) in het Verenigd Koninkrijk op kleinschalige schaal bewezen dat de techniek werkt en is het bedrijf Ørsted in Denemarken ver gevorderd met de bouw van CO₂-afvang installaties bij twee biomassacentrales (Asnæs Power Station and Avedøre Power Station). Zij verwachten in 2026 operationeel te zijn.¹²

Deze toepassingen zijn echter niet vergelijkbaar met de Eemshavencentrale. Het gaat bij voorgaande voorbeelden om toepassingen op kleinere schaal en/of slechts gedeeltelijke afvang. Dit betekent dat nog verdere opschaling noodzakelijk is voor toepassing van BECCS in de Eemshavencentrale. We schatten echter wel in dat dit technisch mogelijk is. De techniek is marktrijp en er zijn geen fundamentele redenen waarom toepassing bij BECCS, en op deze schaal, voor 2030 niet haalbaar zou zijn.

¹¹ [Drax Power Station \(VK\)](#) en [Studstrup CHP \(Denemarken\)](#)

¹² [Ørsted: full-scale carbon capture and storage project](#)

Het afgevangen CO₂ moet worden getransporteerd naar een opslaglocatie. Er zijn geen concrete plannen voor CCS transportleiding infrastructuur bij de Eemshaven. Transport via buisleidingen zal daarom zo goed als zeker geen optie zijn in 2030. Vloeibaar transport per schip of wegtransport blijven dan over als opties. Gezien de schaal van 8-10 Mton heeft transport per schip naar verwachting meer economisch schaalvoordeel. De meest aannemelijke route is dat het vloeibare CO₂ via het L10CCS-project (aangesloten aan het Aramis-project) in de Noordzee zal worden opgeslagen.¹³ Dit project is momenteel in ontwikkeling en voorziet operationeel te zijn in 2030. Of dit in de praktijk ook haalbaar is moet echter nog wel blijken.

Tekstkader 2 – Toelichting CO₂-afvangtechnologie

CO₂-afvang technologie

CO₂-afvang na verbranding kan worden gerealiseerd door middel van chemische absorptie met **amines**, welke de eigenschap hebben om op lage temperaturen CO₂ te binden en op hoge temperaturen weer los te laten. Deze technologie is ruim 120 jaar geleden voor het eerst toegepast en bewezen en heeft sindsdien veel ontwikkeling doorgemaakt (Brandl et al., 2022). Momenteel wordt CO₂-afvang met amines beschouwd als de meest ontwikkelde technologie voor CO₂-afvang. Het gebruik van amines voor CO₂-afvang kost energie, waardoor de efficiëntie van de centrale minder wordt (meer hierover in Paragraaf 3.1.3). Daarnaast is het vrijkomen van toxische afbraakproducten en corrosie van metalen bij gebruik van amines een aandachtspunt. Hiervoor zijn technische en operationele maatregelen nodig.

Veel gebruikte amines zijn MEA en DEA, echter worden steeds meer geavanceerde amines ontwikkeld om de chemische eigenschappen voor CO₂-afvang te verbeteren. Daarnaast zijn er andere technologieën in ontwikkelingen zoals membranen, adsorptie, MOF's, calcium looping, cryogene scheiding (Brandl et al., 2022).

3.1.3 Energetische eigenschappen en rol in energiesysteem

Een biomassacentrale zal grotendeels dezelfde eigenschappen hebben als de huidige kolencentrale en bij een optimale rol in het elektriciteitssysteem ingezet worden als regelbare centrale die draait op momenten met weinig opwek van wind en zon. Een biomassacentrale zal in dat geval in 2030 naar verwachting 3.000 vollasturen (ongeveer 35% van het jaar) en in 2040 slechts 1.200 vollasturen (15% van het jaar) draaien. Een biomassacentrale heeft typisch gezien wel een lager energetisch rendement dan een moderne

¹³ [L10CCS](#)

kolencentrale zoals de Eemshavencentrale. In onze kostenvergelijking gaan we uit van 32% rendement voor de biomassacentrale met CCS, waar een kolencentrale een rendement zou hebben van 42% (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024).

Daarnaast heeft een CO₂-afvang installatie ook energie nodig, waardoor het totale rendement van de centrale ook lager is. Volgens een rapport van de IEA daalt het rendement met 6-8% bij afvalenergiecentrales, en dit zal naar verwachting een vergelijkbaar percentage zijn bij een biomassacentrale (IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2024).

Als een biomassacentrale, in combinatie met CCS, ingezet wordt voor koolstofverwijdering doordat dit economisch aantrekkelijk gemaakt is, zal het vanuit dat perspectief economisch en technisch wenselijk zijn om zoveel mogelijk draaiuren te maken. Op die manier worden zoveel mogelijk negatieve emissies gerealiseerd en zal de infrastructuur voor CCS maximaal benut worden. Echter, als een biomassacentrale met CCS het hele jaar door draait, dan zal deze op veel momenten elektriciteit produceren terwijl er geen vraag naar is. En op die uren zullen de kosten van productie van elektriciteit met BECCS ook hoger liggen dan de waarde voor het elektriciteitssysteem. Als een biomassacentrale vollast draait dan produceert deze bijna 14 TWh per jaar, ten opzichte van 5 TWh in 2030 en 2 TWh in 2040 bij inzet als reguliere regelbare centrale. Een deel van de extra productie kan worden opgevangen met flexibele bronnen (zoals elektrolyse) en export, maar dit zal ook leiden tot meer curtailment van windmolens en zonnepanelen. In 2040 kan naar verwachting 75-85% van de extra productie (ten opzichte van de 1.200 vollasturen inzet die nodig is op momenten met weinig wind en zon) opgevangen worden met flexibele bronnen en export. De overige 15-25% zal leiden tot extra curtailment van windmolens en zonnepanelen, wat overeenkomt met 1,5 tot 3 TWh extra curtailment (0,5-1% van de totale verwachte productie van windmolens en zonnepanelen in 2040).

Dit betekent dat de optimale inzet voor het elektriciteitssysteem niet overeenkomt met de optimale inzet voor koolstofverwijdering. Economische afwegingen zullen bepalen op welke wijze een biomassacentrale met CCS ingezet zal worden. Met name de vergoeding die de exploitant van de centrale ontvangt voor het realiseren van de koolstofverwijdering zal bepalen of de centrale ook ingezet wordt op momenten met lage elektriciteitsprijzen (momenten met veel productie van windmolens en zonnepanelen).

3.1.4 Geschiktheid locatie Eemshaven

De Eemshaven is een potentieel gunstige locatie voor een biomassacentrale met CCS vanwege de volgende aspecten:

- De mogelijkheid voor hergebruik van de bestaande kolencentrale.
- De Eemshaven is een geschikte locatie voor grootschalige elektriciteitscentrales, vanwege de beschikbare ruimte, koelwaterbeschikbaarheid en een grote capaciteit van het elektriciteitsnet. In het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) is vast-

gelegd dat deze locatie ook in de toekomst beschikbaar moet blijven voor groot-schalige regelbare centrales (Rijksoverheid, 2024).

- De aanwezigheid van de overslaghaven is van belang voor de aanvoer van biomassa. De Eemshavencentrale zal volgens de Notitie reikwijdte en detailniveau voor 90-100% afhankelijk zijn van aanvoer van biomassa over zee (Royal Haskoning DHV, 2023). Momenteel geldt een maximale toegestane breedte in de Eemshaven van 32,30 meter voor alle schepen met een diepgang groter dan 11 meter (Groningen Seaports, 2022). Vrachtschepen zullen dus gebonden zijn aan deze maximale breedte. In de MER-rapportage over de Eemshavencentrale (verhoging van aandeel biomassa naar 100%) is de aanbeveling gegeven om de totale havencapaciteit en schiptransport voor biomassa toevoer en CO₂-afvoer te onderzoeken (Royal Haskoning DHV, 2023).

Voor toepassing van CCS is het ook gunstig dat de Eemshaven aan de kust ligt, wat zowel voor transport met buisleidingen als met schepen handig is. En er zijn ook plannen voor toepassing van CCS bij de Eemshaven (zie Paragraaf 3.1.2). Maar het nadeel van de locatie Eemshaven is wel dat de locatie niet in de nabijheid van de meeste andere CCS-initiatieven in Nederland (met name in Rotterdam) of voorziene grootschalige CO₂-infrastructuur (zoals de CO₂-leiding in de Delta Rhine Corridor¹⁴). Daardoor is transport via buisleidingen niet mogelijk, wat leidt tot hogere kosten voor CCS in de Eemshaven.

3.1.5 Overige relevante aspecten

CO₂-uitstoot en milieu-impact

Momenteel heeft de Eemshavencentrale een vergunning om 30% biomassa en 70% kolen te stoken op basis van thermisch ingangsvermogen. RWE geeft zelf aan dat 15% van de energie wordt opgewekt uit biomassa.¹⁵ Steenkool bevat grofweg twee keer zo veel energie als biomassa bij verbranding. Er komt ongeveer evenveel CO₂ vrij per geproduceerde hoeveelheid energie (110 kg CO₂/GJ voor biomassa, 100 CO₂/GJ voor steenkool). Bij biomassa gaat het wel om biogene emissies.¹⁶

De fossiele emissies volgen uit de emissiecijfers van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa, 2025b). Hiervan uitgaande kunnen we inschatten hoeveel uitstoot de centrale de afgelopen jaren heeft gerealiseerd. Dit is weergegeven in Tabel 3. Van de totale emissies is 3% biogeen, als 15% van de energie uit biomassa komt. In 2030 is de

¹⁴ [Delta Rhine Corridor](#)

¹⁵ [RWE Eemshavencentrale](#)

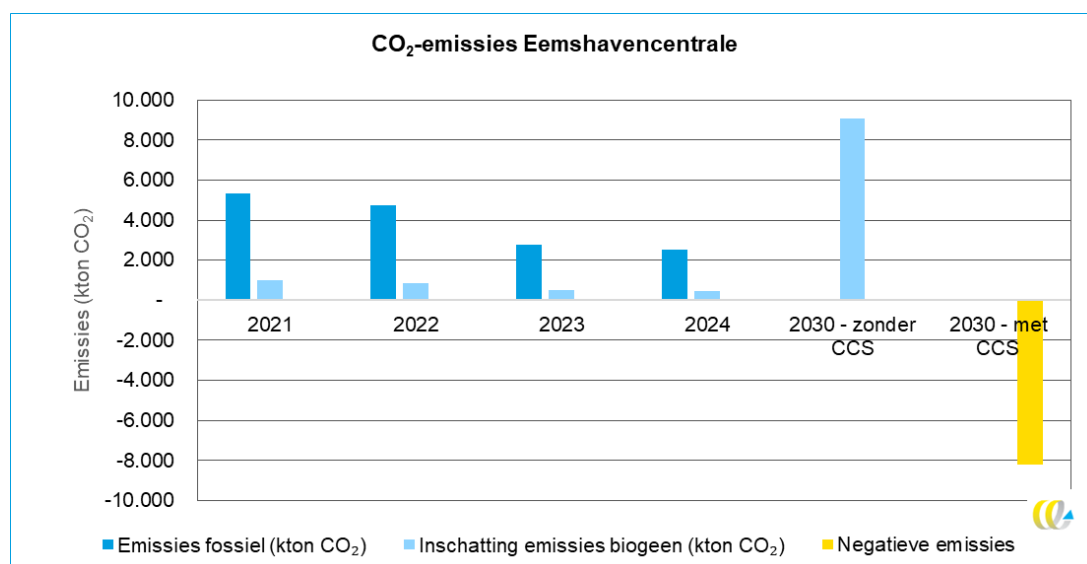
¹⁶ Als gebruik wordt gemaakt van duurzame biomassa, doordat gebruik wordt gemaakt van reststromen of nieuwe biomassa aangeplant wordt, dan is op de lange termijn het netto CO₂-effect nul. Echter, op de korte termijn neemt de CO₂-concentratie in de atmosfeer wel toe, waardoor een zogenaamde 'koolstofschuld' ontstaat tot het moment dat de nieuwe biomassa evenveel CO₂ opgenomen heeft (terugverdientijd). In de tussentijd heeft de uitgestoten CO₂ wel impact op klimaatverandering (PBL, 2024b)

Eemshavencentrale voornemens 5-6 Mton aan biomassa te stoken. Dit komt overeen met ongeveer 9.100 kton aan biogene emissies.

Met een CO₂-afvang installatie kan 90-99% van de CO₂ worden afgevangen (Brandl et al., 2021). Hierbij geldt de vuistregel dat de kosten en technische complexiteit toenemen naarmate een hoger percentage CO₂-afvang gerealiseerd dient te worden. Dit is dus een technische en economische afweging. Met een afvangpercentage van 90% blijft er circa 900 kton aan biogene emissies over, en 8.200 kton aan negatieve emissies.

De historische en verwachte toekomstige emissies zijn weergegeven in Figuur 1 en Tabel 3.

Figuur 1 – CO₂-emissies Eemshavencentrale. De jaren 2021-2024 zijn daadwerkelijke gerapporteerde emissies volgens de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa, 2025b). De 2030 prognoses zijn op basis van het huidige vergunde vermogen van de centrale, met de aanname van 100% biomassastook en 8.000 vollasturen per jaar¹⁷.



Tabel 3 – Gerapporteerde emissies afgelopen jaren en verwachte emissies in 2030.

Parameter	2021	2022	2023	2024	2030
Emissies fossiel (kton CO ₂) (NEa, 2025b)	5.310	4.720	2.780	2.520	-
Inschatting emissies biogeen (kton CO ₂) ¹⁸	980	870	510	460	9.100
Aandeel biogene emissies (%)	16%	16%	16%	16%	100%

¹⁷ Dit komt overeen met een centrale die vrijwel het hele jaar draait. Als de biomassacentrale alleen ingezet wordt op momenten met weinig wind en zon, dan zullen het aantal draaiuren en de negatieve emissies een stuk lager zijn. Meer hierover is te vinden in Paragraaf 3.1.3.

¹⁸ Uitgaande van 15% energie uit biomassa, 85% uit kolen.

Koolstofverwijdering

Door biomassa te verbranden en de resulterende CO₂-emissies af te vangen en permanent op te slaan, zou de Eemshavencentrale kunnen bijdragen aan koolstofverwijdering.¹⁹ Koolstofverwijdering is gedefinieerd als een antropogene actie waarbij CO₂ uit de atmosfeer wordt verwijderd en (tijdelijk of permanent) wordt opgeslagen. Op deze manier wordt de CO₂ effectief uit de atmosfeer verwijderd en draagt deze dus niet meer bij aan opwarming hiervan. Naast emissiereductie is koolstofverwijdering noodzakelijk om de temperatuurdoelstelling van het Klimaatakkoord van Parijs te halen (IPCC, 2023). Daarbij is het essentieel dat koolstofverwijdering niet ten koste gaat van emissiereductie: alleen emissies die niet op een andere manier teruggebracht kunnen worden (restemissies) zouden gecompenseerd kunnen worden door permanente koolstofverwijdering (CE Delft, 2023). Koolstofverwijdering door het verbranden van biomassa en opslaan van de CO₂-emissies wordt BECCS genoemd (Bio-Energy Carbon Capture and Storage). Er bestaan daarnaast nog vele andere koolstofverwijderingsmethoden, waarvan sommige tot permanente en andere tot tijdelijke koolstofverwijdering leiden.

Koolstofverwijdering kan vermarkt worden via zogenoemde koolstofverwijderingscertificaten (carbon removal credits). Op dit moment bestaat er alleen een vrijwillige markt voor dergelijke certificaten: er bestaat binnen Nederland of de EU geen wetgeving die het realiseren van koolstofverwijdering of het kopen van certificaten verplicht stelt. Als de Eemshavencentrale bij het toepassen van BECCS de inkomsten van de koolstofverwijderingscertificaten wil gebruiken zal er dus een koper (of meerdere kopers) in de vrijwillige markt gevonden moeten worden.²⁰ Kopers zijn op dit moment vooral grote bedrijven die certificaten opkopen om klimaatneutraliteit te kunnen claimen of aan interne klimaatdoelstellingen te voldoen.

Beleid voor koolstofverwijdering is nog sterk in ontwikkeling. Op Europees niveau is eind 2024 een certificeringsraamwerk voor koolstofverwijdering (CRCF) van kracht geworden. Dit raamwerk zet een standaard voor de regels waaraan aanbieders van koolstofcertificaten moeten voldoen. De specifieke uitwerking voor verschillende koolstofverwijderingsmethoden is nog in ontwikkeling en wordt eind 2025 verwacht. Halverwege 2026 komt de Europese Commissie met een voorstel om koolstofverwijdering op een of andere manier aan het bestaande emissiehandelssysteem (ETS) te koppelen. Dit zou kunnen leiden tot een Europese *compliance market* (verplichte markt) voor koolstofverwijdering, waardoor de vraag naar certificaten waarschijnlijk sterk zou toenemen.

¹⁹ Engels: Carbon Dioxide Removal (CDR). Ook de term negatieve emissies wordt wel gebruikt, maar omdat dit zowel kan slaan op de actie waarbij koolstof wordt verwijderd als op een feitelijke netto emissie kan dit voor verwarring zorgen en kiezen wij voor de term koolstofverwijdering.

²⁰ Een specifieke overweging hierbij is dat de vrijwillige markt voor koolstofverwijderingscertificaten nog zo beperkt is, dat BECCS op de schaal van de gehele Eemshavencentrale (~8 Mton) de markt mogelijk zou overspoelen. Het zou waarschijnlijk lastig zijn om voor een dergelijk volume kopers te vinden en de prijs zou mogelijk dalen door dit relatief grote extra aanbod.

Op Nederlands niveau is recent een Roadmap voor koolstofverwijdering gepubliceerd door het ministerie van Klimaat en Groene Groei (Ministerie van KGG, 2025). Hierin staat dat de overheid verwacht dat er in de periode 2040-2050 ca. 20-25 Mton koolstofverwijdering per jaar nodig is in Nederland. De Roadmap geeft ook aan dat ondersteuning van grootschalige BECCS vanuit de overheid niet voor de hand ligt. Dit is aan de ene kant omdat vanuit het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en het Duurzaamheidskader biogrondstoffen wordt gesteld dat laagwaardige toepassing van duurzame biomassa, zoals het opwekken van elektriciteit, zoveel mogelijk moet worden afgebouwd. Aan de andere kant wordt betwijfeld of een biomassacentrale met CCS goed in het toekomstige energiesysteem past, omdat dit niet goed flexibel kan worden ingezet. De Roadmap maakt echter expliciet dat BECCS niet wordt verboden (Ministerie van KGG, 2025). De SDE++ is sinds 2024 opengezet voor kleinschalige BECCS, tot een vermogen van 100 MWe. Het kabinet heeft 1,5 Mton koolstofverwijdering via BECCS ingeboekt voor 2030 en onderzoekt hoe dit kan worden uitgebreid naar 3,5 Mton²¹. Op 2 juli 2025 is in de Tweede Kamer een motie aangenomen waarin opgeroepen wordt om BECCS met hout als biomassa op geen enkele wijze te stimuleren of te faciliteren²². Het is op het moment van het schrijven van dit rapport nog onduidelijk hoe aan deze motie invulling gegeven zal worden en of dit zal leiden tot een aanpassing van het bestaande beleid, mede omdat de Roadmap koolstofverwijdering controversieel verklaard is na de val van het kabinet Schoof.

Ondanks de mogelijke bezwaren is BECCS wel een van de methoden voor permanente koolstofverwijdering in Nederland die relatief kansrijk is. Het is echter nog geen volledig bewezen techniek (zie Paragraaf 3.1.2). Een gerelateerde methode die relatief snel kan worden gerealiseerd maar minder nadelen heeft is afvang en opslag bij afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) (CE Delft, 2023) en de productie van biobrandstoffen (PBL, 2024c). Andere permanente methoden, zoals Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) en biochar zijn nog minder ver ontwikkeld of missen een sterke businesscase. Tijdelijke koolstofverwijdering zou in Nederland gerealiseerd kunnen worden door bijvoorbeeld herbebossing, maar het potentieel van dergelijke methoden is in Nederland relatief laag door de beperkte beschikbare ruimte. Bovendien kan tijdelijke koolstofverwijdering niet gebruikt worden om fossiele restemissies te compenseren.

Biomassa beschikbaarheid en toepassingen

De inzet van biomassa in kolencentrales in Nederland bedroeg in 2024 1.583.259 ton (CE Delft, 2025). De Eemshavencentrale heeft een aandeel van ca. 20% volgens onze berekeningen. Volgens de Biomassaconvenant is 98,1% van deze biomassa houtpellets. Het grootste aandeel van de gebruikte biomassa komt uit Noord-Amerika (63,7%), meer dan een kwart uit Azië (28,7%). Slechts 7,6% van de biomassa kwam uit landen die

²¹ [Toelichting besluitvorming klimaat- en energiemaatregelen](#)

²² [Motie over BECCS op geen enkele wijze stimuleren of faciliteren met hout als biomassa](#)

tot de EU behoren. De totale inzet van het biomassa bestond voor 100% uit biogene rest- en afvalstromen.²³

In een recente CE Delft-studie is onderzocht wat de technische beschikbaarheid is van reststromen van biomassa in 2040 voor Europa, specifiek EU27 + 3 (Noorwegen, Zwitserland en het Verenigd Koninkrijk) (CE Delft, 2024).

De verwachte vraag voor reststromen van biomassa in 2040 stijgt flink en is 2,5 keer zo hoog dan het huidige aanbod. Alleen als het volledige technische potentieel binnen de EU27 + 3 wordt gehaald, of er forse vraagreductie wordt gerealiseerd, kan er worden voorzien in genoeg biomassabeschikbaarheid in deze landen. Daarnaast speelt nog mee dat voor de inschatting van het technische potentieel, er geen rekening is gehouden met economische, sociologische en ecologische overwegingen. Het technische potentieel in deze studie houdt wel rekening met ruimtelijke en praktische beperkingen.

Economische en beleidsmatige context

Momenteel valt de Eemshavencentrale onder het EU ETS. Via het EU ETS wordt uitstoot belast. Installaties zijn verplicht om emissierechten in te leveren voor iedere ton CO₂ die wordt uitgestoten. Naar verwachting loopt de prijs per emissierecht op, omdat het totaal aantal emissierechten van de gehele EU ETS-markt ieder jaar omlaag wordt gesteld tot uiteindelijk 0 emissierechten in 2040. Als de centrale overgaat van kolen met biomassa op volledig duurzame biomassa dan zal deze vanaf 2026 niet meer onder het EU ETS vallen (NEa, 2025a). De eisen die worden gesteld aan duurzame biomassa zijn Europees vastgelegd. Installaties die meer dan 95% duurzame biomassa verbruiken zijn namelijk uitgesloten van het EU ETS. Voor de Eemshavencentrale betekent dit minder kosten voor het kopen van emissierechten voor uitstoot.

Volgens het huidige beleid is de omschakeling van kolen naar biomassa toegestaan. Echter volgt uit een recente kamerbrief en het SER-advies (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2024; SER, 2020) dat de productie van elektriciteit uit biomassa als laagwaardige toepassing wordt beschouwd. Daarnaast is in de Routekaart voor koolstofverwijdering aangegeven dat ondersteuning van grootschalige BECCS vanuit de overheid niet voor de hand ligt (Ministerie van KGG, 2025). Voor elektriciteitsproductie zijn er immers duurzamere alternatieven zoals elektriciteitsproductie uit zon- en windenergie. De overheid heeft verschillende stappen gezet om de stimulering van laagwaardige toepassingen af te bouwen (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2024):

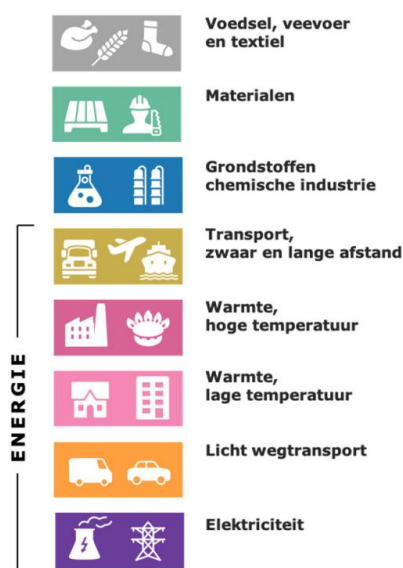
- sinds 2020 worden er geen nieuwe subsidies afgegeven voor bij- en meestook van biograndstoffen in kolencentrales en het opwekken van uitsluitend elektriciteit met biograndstoffen;

²³ Er wordt hier wel verder onderzoek naar gedaan, aangezien door milieuclubs een klacht is geuit na twijfels over de geldigheid van duurzaamheidscertificaten van een deel van de gebruikte biomassa. Zie [artikel](#).

- per 2022 worden er ook geen nieuwe subsidies meer afgegeven voor de opwek van lagetemperatuurwarmte (<100 °C) met houtige biograndstoffen;
- SDE++-categorieën voor warmte in de glastuinbouw en stadsverwarming met houtige biograndstoffen zijn per 2023 beëindigd;
- bij het gecombineerd opwekken van warmte en elektriciteit door verbranding en vergassing van biograndstoffen is de productie van elektriciteit per 2024 uitgesloten van subsidie.

Naast het afbouwen van subsidies voor onder andere elektriciteitsproductie met biograndstoffen, stuurt de regering ook op het stimuleren van hoogwaardige toepassingen. In een recente kamerbrief is een overzicht gegeven van verschillende beleidsmaatregelen, zoals het normeren en stimuleren van circulair plastic. In Figuur 2 is een relatieve weergave van hoog- en laagwaardige toepassingen van biograndstoffen. Elektriciteitsproductie wordt gezien als de meest laagwaardige toepassing van biograndstoffen.

Figuur 2 – Toepassingen van biograndstoffen in volgorde van maatschappelijke waarde volgens de SER



Bron: (SER, 2020)

Dit betekent dat de plannen van RWE voor het realiseren van een biomassacentrale met CCS niet aansluit bij de huidige beleidsvisie op toepassing van biomassa, aangezien dit als een laagwaardige toepassing gezien wordt. Ook voor koolstofverwijdering geeft de overheid aan ondersteuning van grootschalige BECCS vanuit de overheid niet voor de hand ligt. De Roadmap voor koolstofverwijdering maakt echter expliciet dat BECCS niet wordt verboden (Ministerie van KGG, 2025).

3.1.6 Conclusie

RWE mag vanaf 2030 geen kolen meer stoken in de Eemshavencentrale. Een van de alternatieven is om de bestaande kolencentrale volledig in te zetten voor de stook van biomassa, en de CO₂ af te vangen en op te slaan. In dit geval wordt gesproken van genoemd BECCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage). Er zijn op dit moment nog geen bekende praktijkvoorbeelden van BECCS op deze schaal, wat betekent dat deze techniek nog niet bewezen is. Wel zijn er toepassingen op kleinere schaal en/of slechts gedeeltelijke afvang. Dit betekent dat nog verdere opschaling noodzakelijk is voor toepassing van BECCS in de Eemshavencentrale.

We schatten echter wel in dat dit technisch mogelijk is. De techniek is marktrijp en er zijn geen fundamentele redenen waarom toepassing bij BECCS, en op deze schaal, voor 2030 niet haalbaar zou zijn.

Een onzekerheid bij de ontwikkeling van een biomassacentrale met CCS is hoe deze centrale ingezet zal worden. Vanuit het elektriciteitssysteem is behoefte aan regelbare centrales die alleen draaien op momenten met weinig wind en zon, en die richting 2040 steeds minder draaiuren maken. Maar voor koolstofverwijdering en optimale benutting van (dure) installaties voor afvang en opslag van CO₂ is het wenselijk dat een centrale zoveel mogelijk draaiuren maakt. Dit betekent dat de optimale inzet voor het elektriciteitssysteem niet overeenkomt met de optimale inzet voor koolstofverwijdering. Economische afwegingen zullen bepalen op welke wijze een biomassacentrale met CCS ingezet zal worden. Met name de vergoeding die de exploitant van de centrale ontvangt voor het realiseren van de koolstofverwijdering zal bepalen of de centrale ook ingezet wordt op momenten met lage elektriciteitsprijzen (momenten met veel productie van windmolens en zonnepanelen). Op dit moment is het nog lastig om opbrengsten te halen uit de verkoop van koolstofcertificaten, aangezien hier alleen een vrijwillige markt voor is. Als een biomassacentrale ook draait op momenten met veel wind en zon, dan zal dit ertoe leiden dat op deze momenten windmolens en zonnepanelen af moeten schakelen (curtailment), wat impact heeft op de businesscase van die bronnen.

Daarnaast is op dit moment ook nog onduidelijk hoe het Nederlandse beleid rondom BECCS (met name met houtige biomassa) eruit zal zien. In de Roadmap voor koolstofverwijdering is opgenomen dat ondersteuning van BECCS niet voor de hand ligt (al wordt het niet expliciet uitgesloten) en in een recente motie wordt de regering ook opgeroepen om BECCS met houtige biomassa niet te stimuleren of te faciliteren. Vanuit de huidige beleidscontext en bredere economische systeemafwegingen is de inzet van BECCS dus zeer onzeker.

Daarnaast is het van belang dat biomassa met CCS niet direct vergeleken worden met de overige technieken, aangezien hierbij ook de discussie om toepassing van biomassa, beschikbaarheid van biomassa en koolstofverwijdering van belang zijn. Deze aspecten zullen naar verwachting doorslaggevend zijn voor de (economische) haalbaarheid van BECCS, en niet de rol in het elektriciteitssysteem.

3.2 Waterstofcentrale

3.2.1 Beschrijving techniek

De meeste Nederlandse gascentrales zijn van het type combined cycle gas turbine (CCGT of STEG in het Nederlands). Er wordt aardgas verbrand in een gasturbine, de hete uitlaatgassen worden vervolgens verder verhit om stoom op te wekken. Zowel de gasturbine als de stoomturbine wekken elektriciteit op, met een gezamenlijk rendement van 55-60% voor een moderne centrale.

Gascentrales kunnen omgebouwd worden naar waterstof, door zowel de gasturbine als de stoomketel aan te passen. Daarnaast is nieuwbouw een optie. De ombouw van een bestaande centrale kan als voordeel hebben dat er een gasturbine met meer vermogen en een hogere efficiëntie geïnstalleerd kan worden. Zeker bij de ombouw van oudere centrales kan het verschil aanzienlijk zijn.

Waterstofcentrales worden in veel scenariostudies en onderzoeken gezien als de meest kansrijke optie voor CO₂-vrij regelbaar vermogen.

In combinatie met elektrolyzers (die elektriciteit omzetten naar waterstof) en waterstofopslag kan een hele cyclus opgezet worden voor (langetermijn)opslag van elektriciteit. Elektriciteit kan op momenten met overschotten aan hernieuwbare opwek omgezet worden in waterstof met elektrolyzers. Deze waterstof kan opgeslagen worden (in bijvoorbeeld een zoutcaverne) en wanneer er weinig wind en zon is kan de waterstof in de waterstofcentrale verbrand worden in een boiler en met de geproduceerde warmte kan met een turbine elektriciteit geproduceerd worden. Dit proces is in Figuur 3 weergegeven (bovenste processchema). Het is ook mogelijk om waterstof te importeren of waterstof van het netwerk af te nemen (onderste processchema).

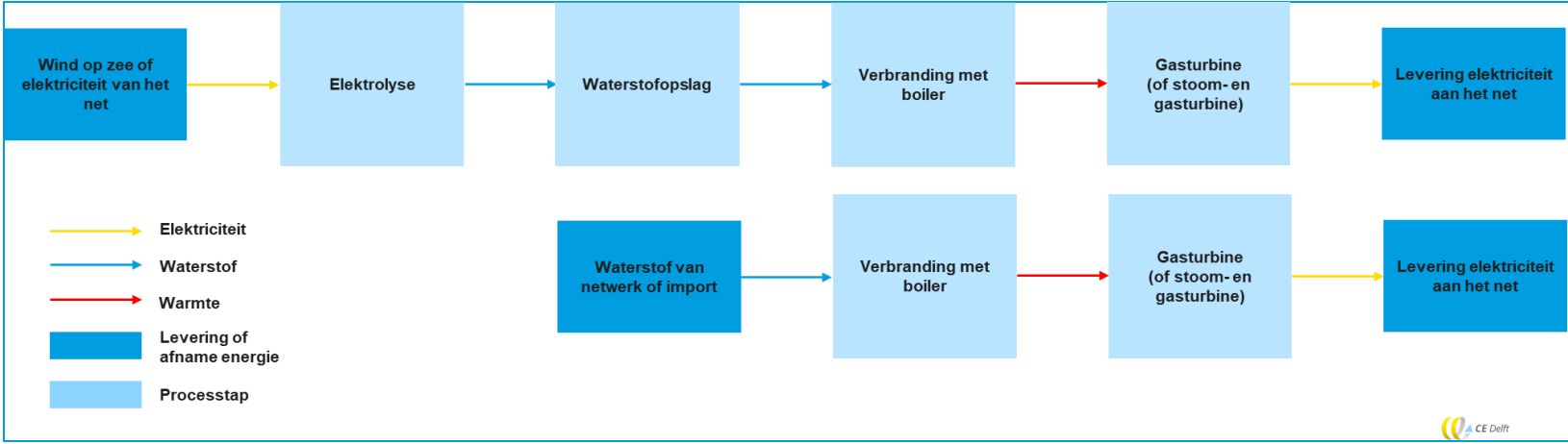
3.2.2 Technische haalbaarheid

Technische haalbaarheid techniek

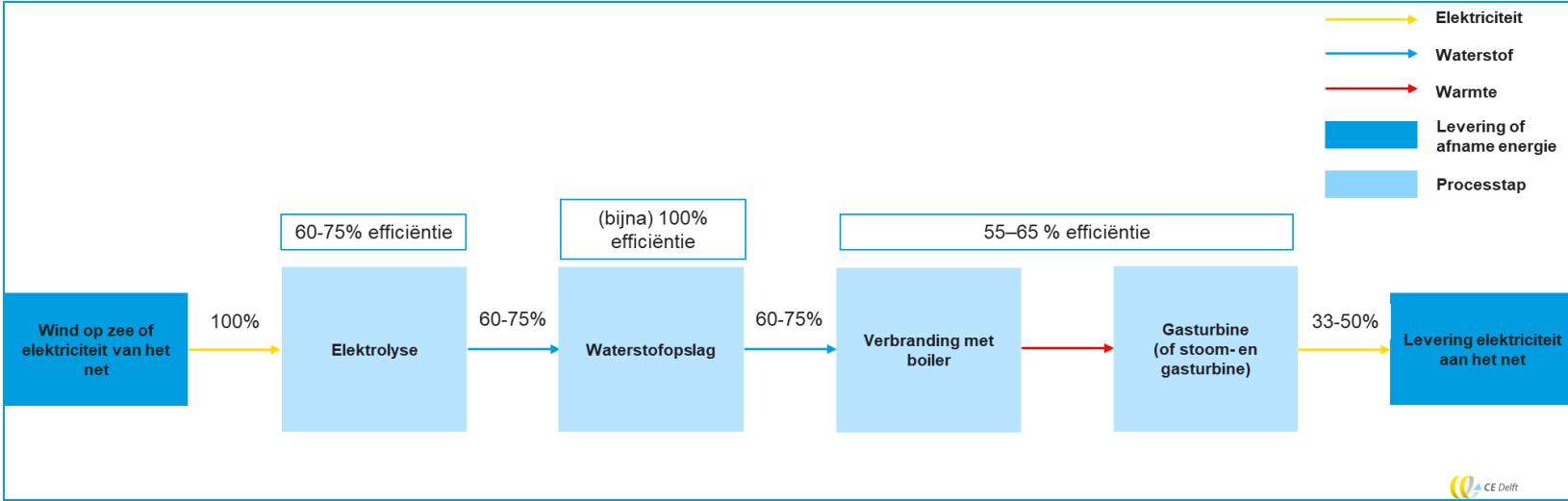
Het realiseren van een waterstofcentrale lijkt realiseerbaar richting 2030. Er zijn nog geen gasturbines beschikbaar die op 100% waterstof kunnen draaien binnen de eisen voor NO_x emissies. De belangrijkste fabrikanten bieden gasturbines aan die op een mengsel van 30-60% waterstof kunnen draaien. De uitdagingen zijn met name technisch: de verbranding van waterstof verloopt veel sneller en op hogere temperaturen dan de verbranding van aardgas. Bij hogere temperaturen worden er meer stikstofverbindingen gevormd. Waterstofturbines moeten hierop aangepast worden zodat zij binnen de stikstofnormen blijven. Als alternatief kan er een nageschakelde behandelinstallatie geïnstalleerd worden die de NO_x-omzet in onschadelijke stikstof. De fabrikanten verwachten tussen 2025 en 2030 gasturbines aan te kunnen bieden die op 100% waterstof kunnen draaien (CE Delft, 2022).

Tijdige realisatie van waterstofinfrastructuur en de beschikbaarheid van groene (of blauwe) waterstof is richting 2030 wel onzeker. Meer hierover volgt in Paragraaf 3.2.5.

Figuur 3 – Processchema waterstofcentrales



Figuur 4 – Efficiëntie proces waterstofcentrales (elektriciteit naar elektriciteit)



Mogelijkheid hergebruik assets kolencentrale

Het lijkt niet goed mogelijk om kolencentrale om te bouwen naar waterstof. Mogelijk kan een deel van de installatie hergebruikt worden, maar het grootste deel zal moeten worden vervangen (bijvoorbeeld branders, turbine, leidingen, veiligheidssystemen, rookafvoersystemen). Het komt erop neer dat voor het realiseren van een waterstofcentrale op de locatie van de Eemshavencentrale een gehele nieuwe centrale nodig is en een sanering van de huidige kolencentrale.

3.2.3 Energetische eigenschappen en rol in energiesysteem

Rol en inzet in energiesysteem

Een waterstofcentrale heeft hoge marginale kosten en zal ingezet worden als regelbare centrale die draait op momenten met weinig opwek van wind en zon. Wordt alleen ingezet als andere bronnen van flexibiliteit en import niet aan de vraag kunnen voorzien.

Een waterstofcentrale zal in dat geval in 2030 naar verwachting 3.000 vollasturen (ongeveer 35% van het jaar) en in 2040 slechts 1.200 vollasturen (ongeveer 15% van het jaar) draaien.

Efficiëntie proces

In combinatie met elektrolyzers (die elektriciteit omzetten naar waterstof) en waterstofopslag kan een hele cyclus opgezet worden voor (langetermijn)opslag van elektriciteit. Figuur 4 toont de efficiëntie van de verschillende stappen in het proces.

De efficiëntie van het volledige proces is 33 tot 50%. Dit betekent dat een groot deel van de energie verloren gaat in het proces, maar dit is ook het geval bij de andere processen. Het voordeel van een waterstofcentrale ten opzichte van een (omgebouwde) kolencentrale is dat de efficiëntie hoger ligt doordat gebruik gemaakt kan worden van een combined cycle gas turbine, waarbij zowel een stoom- als gasturbine elektriciteit opwekt.

Wat is nodig bij dit proces?

Een waterstofcentrale met een (elektrisch) vermogen van 1.560 MW, het vermogen van de huidige kolencentrale, produceert, met het verwachte aantal vollasturen van regelbare centrales, 5,1 TWh elektriciteit in 2030 en 1,8 TWh in 2040. Dit betekent dat in 2030 8 tot 10 TWh waterstof en in 2040 2,8 tot 3,3 TWh waterstof nodig is, voor de brandstof van deze centrale. Dit komt overeen met 2,5 tot 3,5 GW elektrolyse in 2030 en 0,9 tot 1,3 GW elektrolyse in 2040, uitgaande van de verwachte inzet van elektrolyzers in de scenario's van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2025). De totale elektriciteitsvraag van de elektrolyzers is dan 10-15 TWh in 2030 en 3,5-5,5 TWh in 2040.

Het is ook mogelijk om voor een waterstofcentrale blauwe waterstof (geproduceerd met aardgas, met toepassing van CCS) of geïmporteerde waterstof te gebruiken.

De benodigde waterstofvraag is dan uiteraard nog wel hetzelfde.

3.2.4 Geschiktheid locatie Eemshaven

De Eemshaven is een potentieel geschikte locatie voor waterstofcentrales. Dit is het geval vanwege de volgende redenen:

- De Eemshaven is een locatie die ook voor de toekomst aangewezen is als locatie voor grootschalige regelbare centrales. De Eemshaven is een geschikte locatie voor regelbare centrales vanwege de aansluitingen en transportcapaciteit op het hoogspanningsnet, de beschikbare ruimte en de aanwezigheid van koelwater.
- De Eemshaven is een potentiële locatie voor grootschalige elektrolyse en er lopen ook al verschillende initiatieven. Deze geproduceerde waterstof kan gebruikt worden als brandstof voor de centrale. Daarnaast is waterstofimport (of ammoniakimport) een mogelijkheid bij de Eemshaven door de aanwezigheid van een haven.
- De EemsEnergyTerminal in de Eemshaven importeert nu LNG en kan in de toekomst mogelijk ook groene waterstof en CO₂ verwerken. Het besluit over verlenging en investeringen volgt eind 2025.
- Vanwege de waterstofambities wordt de Eemshaven ook gekoppeld aan het toekomstige Waterstofnetwerk Nederland. De huidige planning is dat de waterstofinfrastructuur in Noord-Nederland, bij de Eemshaven, rond 2030 gereed is. Vanaf 2033 moet dit netwerk in Noord-Nederland ook gekoppeld zijn met de andere industrieclusters (Gasunie, 2025).

3.2.5 Overige relevante aspecten

Beschikbaarheid CO₂-vrije waterstof

Een waterstofcentrale draagt alleen bij aan de transitie naar een CO₂-vrij elektriciteitsstelsel als deze gebruik maakt van groene (of eventueel blauwe) waterstof. De beschikbaarheid van CO₂-vrije waterstof is dus een belangrijke randvoorwaarde.

Er is in 2030 op jaarbasis 8 tot 10 TWh waterstof (10 tot 15 TWh elektriciteit) nodig bij de bouw van een nieuwe waterstofcentrale met hetzelfde vermogen als de huidige kolencentrale (uitgaande van het gemiddeld aantal draaiuren van centrales, circa 3.000 vollasturen per jaar). Dit komt overeen met 2,5 tot 3,5 GW elektrolyse. De ontwikkeling van elektrolyzers komt op dit moment nauwelijks van de grond vanwege hoge kosten en een lastige businesscase. De benodigde hoeveelheid elektrolyse voor deze waterstofcentrale ligt hoger dan de verwachte hoeveelheid elektrolyse in heel Nederland in 2030 (Netbeheer Nederland, 2025).

Dit betekent dat het realiseren van een waterstofcentrale van dit formaat in 2030 alleen mogelijk is bij productie van blauwe waterstof of grootschalige import van CO₂-vrije waterstof. Ook daarbij is het de vraag of het haalbaar is om dit voor 2030 te realiseren.²⁴

In 2040 is een stuk minder waterstof nodig, aangezien de regelbare centrales dan naar verwachting een stuk minder draaiuren maken in 2030 (1.200 vollasturen in plaats van 3.000). Er is dan 2,8 tot 3,3 TWh waterstof (3,5-5,5 TWh elektriciteit) nodig per jaar voor een waterstofcentrale met een gelijk vermogen als de huidige kolencentrale. Dit komt overeen met 0,9 tot 1,3 GW elektrolyse. Dit is een stuk minder dan de totale hoeveelheid elektrolyse die verwacht wordt in Nederland (Netbeheer Nederland, 2025), en lijkt dus wel haalbaar.

Beschikbaarheid waterstofinfrastructuur

Voor toepassing van een waterstofcentrale is een aansluiting op waterstofinfrastructuur noodzakelijk. Het zal namelijk niet mogelijk zijn om alle waterstof zelf lokaal te produceren en op te slaan. De huidige planning is dat de waterstofinfrastructuur in Noord-Nederland, bij de Eemshaven, rond 2030 gereed is. Vanaf 2033 moet dit netwerk in Noord-Nederland ook gekoppeld zijn met de andere industrieclusters (Gasunie, 2025).

Beschikbaarheid waterstofopslag

Daarnaast is ook waterstofopslag noodzakelijk, aangezien de vraag naar waterstof van waterstofcentrales volatiel is en niet op hetzelfde moment plaatsvindt als productie van waterstof. Hierbij zal het, vanwege de schaalgrootte van de centrales, om gecentraliseerde ondergrondse waterstofopslag gaan. Lokale opslag lijkt niet haalbaar. Er wordt op dit moment gewerkt aan waterstofopslag in zoutcavernes bij Zuidwending, maar het is onzeker of dit gerealiseerd is in 2030.

3.2.6 Conclusie

Waterstofcentrales worden in veel onderzoeken naar het toekomstige elektriciteitssysteem gezien als de belangrijkste techniek voor CO₂-vrije regelbare productie. De Eemshaven is ook een geschikte locatie hiervoor. Het lijkt technisch echter niet of nauwelijks mogelijk om de installaties van de bestaande kolencentrale te hergebruiken (dit kan mogelijk wel met ammoniak, zie Tekstkader 3). Het zou dus gaan om een vrijwel volledig nieuwe waterstofcentrale.

²⁴ Het kan ook een mogelijkheid zijn om de hoeveelheid waterstof in de centrales langzaam toe te laten nemen en in de eerste jaren nog deels aardgas te gebruiken. In dat geval is er in het begin van de jaren '30 minder waterstof nodig. Het is dan wel noodzakelijk om een centrale te realiseren waarbij het technisch mogelijk is om zowel deels waterstof en deels aardgas (in de beginfase) als volledig waterstof (in een later stadium) te gebruiken. Er zijn bedrijven die plannen hebben om dit soort centrales in 2030 te kunnen realiseren, zoals [Mitsubishi](#).

Technisch gezien lijkt het haalbaar om in 2030 een centrale te realiseren die volledig op waterstof kan draaien. Maar beschikbaarheid van CO₂-vrije waterstof is een belangrijke randvoorwaarde om een bijdrage te kunnen leveren aan de transitie naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem. En de ontwikkeling van elektrolyzers, die groene waterstof produceren, komt op dit moment nauwelijks van de grond. De benodigde hoeveelheid elektrolyse voor deze waterstofcentrale ligt hoger dan de verwachte hoeveelheid elektrolyse in heel Nederland in 2030 en ook voor geïmporteerde waterstof of blauwe waterstof is het zeer onzeker of deze hoeveelheden al in 2030 gerealiseerd zijn.²⁵ Daarnaast zijn richting 2030 ook de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur en waterstofopslag noodzakelijk, maar onzeker. Dit betekent dat deze optie voor 2030 zeer uitdagend is. Richting 2040 lijkt dit wel goed haalbaar.

Tekstkader 3 – Beschouwing mogelijkheid toepassing ammoniak

Mogelijkheid toepassing ammoniak

Mogelijk kan ammoniak, een waterstofdrager, wel als brandstof in bestaande kolencentrale worden toegepast wat bijmenging van biokool. Dit komt doordat de calorische waarde (MJ/kg) van ammoniak vergelijkbaar is met die van biokool en steenkool (Berenschot & TNO, 2023). Het verbrandingsproces is naar verwachting dus vergelijkbaar als bij kolen.

Stikstofemissies zijn echter een groter aandachtspunt bij ammoniakverbranding. Bij verbranding van ammoniak komt veel NO_x vrij, welke in de rookgasreiniging moet worden omgezet tot moleculair stikstof N₂. Ammoniak wordt toevallig ook als chemische stof gebruikt om NO_x-emissies om te zetten in N₂, maar vanwege grotere volumes van NO_x dan in de huidige kolencentrale zal er naar verwachting een uitgebreider rookgasreinigingsproces nodig zijn. Daarnaast zijn er andere technische uitdagingen zoals toxiciteit, verbrandingseigenschappen en transport van ammoniak die het uitdagend maken om de centrale om te bouwen naar ammoniakverbranding (General Electric, 2021).

Er is nog beperkt ervaring met het verbranden van ammoniak in voormalige kolencentrales. In Japan draait de eerste pilot van het gebruik van ammoniak in een kolencentrale.²⁶ Het is dus een nieuwe technologie waar nog beperkt ervaring mee is. Of het draaien op NH₃ rendabel is en producenten deze mogelijkheden gaan benutten is dus onzeker. Voor 2030 lijkt het in ieder geval een uitdagende optie, ook vanwege de beschikbaarheid van groene ammoniak.

²⁵ Er zijn wel al plannen voor waterstofimport, zoals plannen voor [4 Mton waterstofimport in 2030 in Rotterdam](#) en plannen voor [3 Mton waterstofimport in 2030 in North Sea Port](#) (Zeeland), maar het is onzeker of deze hoeveelheden ook daadwerkelijk in 2030 gerealiseerd worden.

²⁶ [Demonstration Testing of Ammonia Used for Thermal Power Generation](#)

Ammoniak kan geproduceerd worden met (groene) waterstof. Als het in Nederland geproduceerd wordt met groene waterstof leidt deze extra stap tot meer energieverliezen en hogere kosten. Het is echter ook mogelijk om geïmporteerde ammoniak te gebruiken, die in landen met goedkope hernieuwbare energie wordt gemaakt. In scenario's over de ontwikkeling van het energiesysteem wordt import van ammoniak uit dit soort landen voorzien (Netbeheer Nederland, 2025).

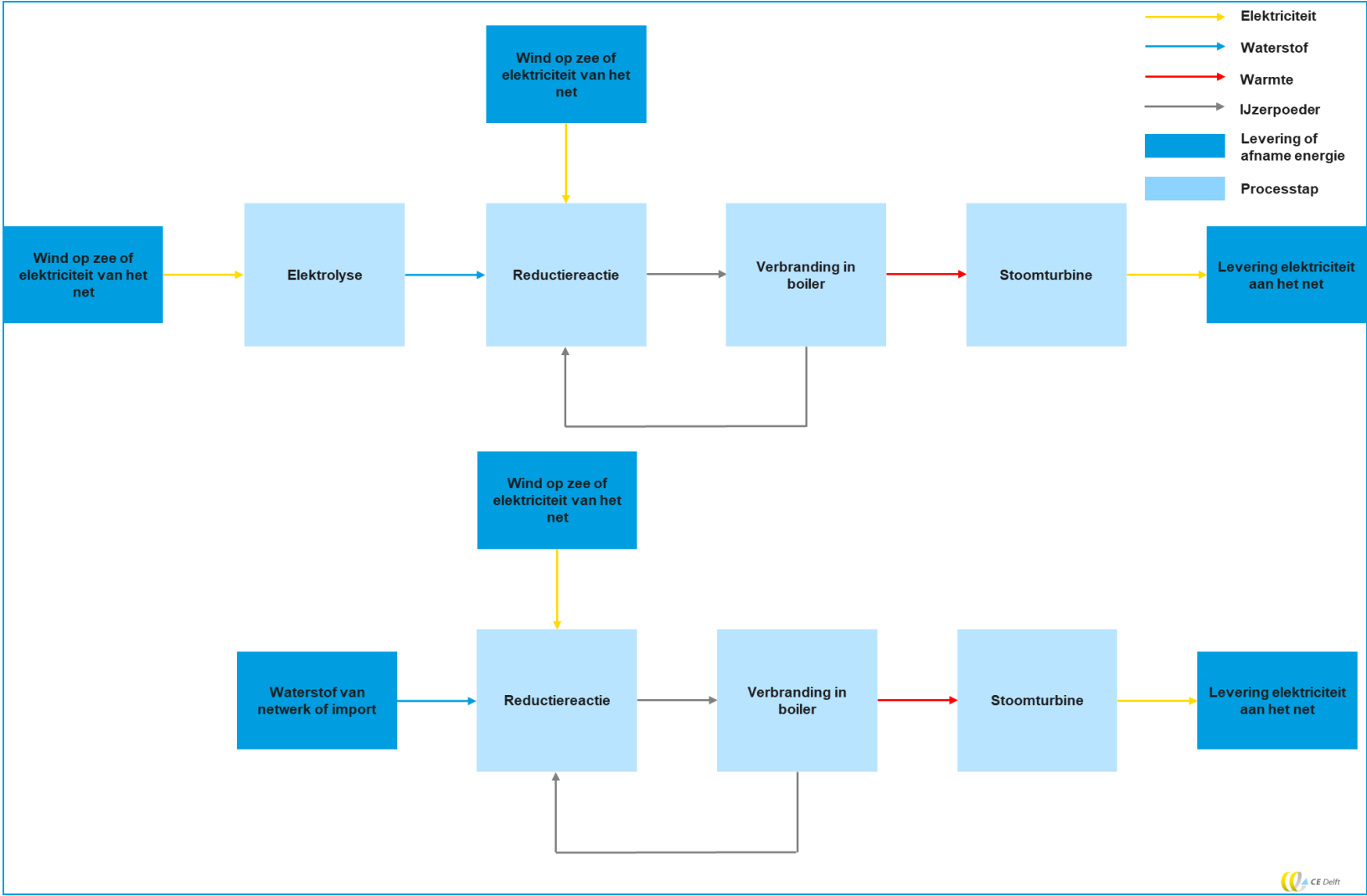
3.3 IJzerpoeder

3.3.1 Beschrijving techniek

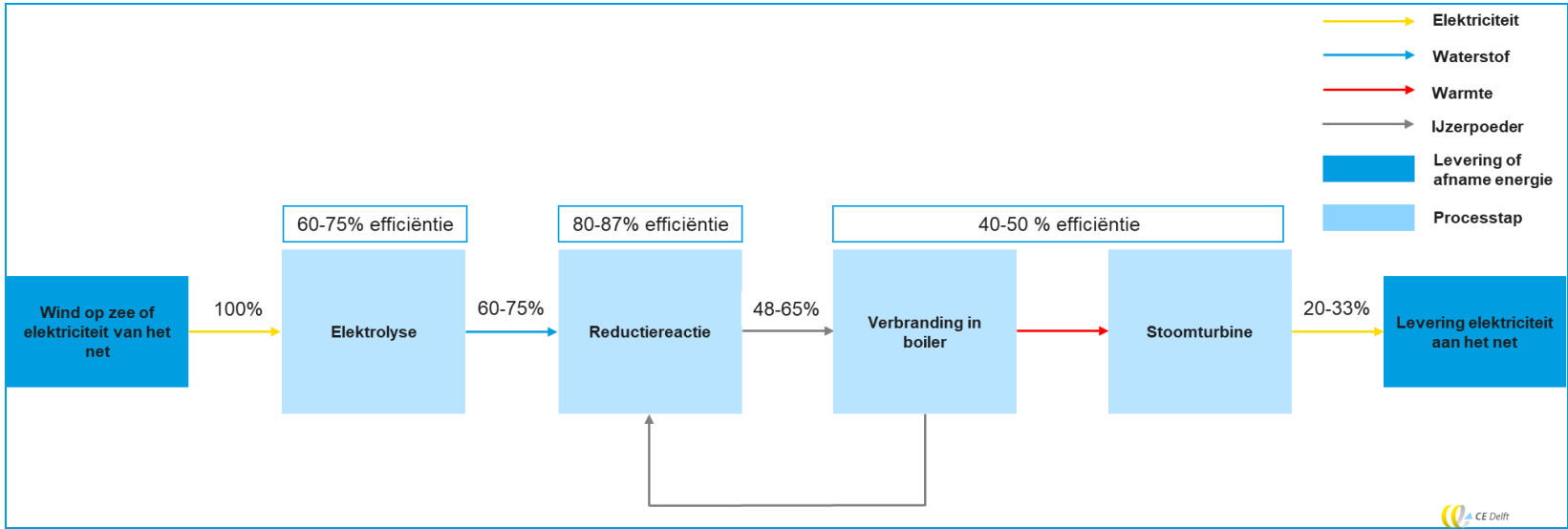
IJzerpoeder is een brandstof die potentieel gebruikt kan worden in een kolencentrale. Bij de verbranding van ijzerpoeder komt hoge temperatuur lucht (1.000 °C), stoom (650 °C) of water (180 °C) vrij (RIFT, 2023). Na de verbranding van ijzerpoeder wordt het ijzeroxide weer omgezet (elektrochemische reductie) naar ijzerpoeder met behulp van waterstof en elektriciteit. Hiermee heb je een kringloop en kan je met een bepaalde hoeveelheid ijzerpoeder dit proces 'oneindig' herhalen. Voor de casus Eemshavencentrale is de meest aannemelijke route om stoom te produceren, en deze om te zetten in elektriciteit met de stoomturbines van de kolencentrale.

Lokaal geproduceerde waterstof kan gebruikt worden voor reductie, om ijzeroxide weer om te zetten naar ijzerpoeder. Elektriciteit kan op momenten met overschotten aan hernieuwbare opwek omgezet worden in waterstof met elektrolyzers. Door op een later moment de ijzeroxide te verbranden en via een stoomturbine om te zetten naar elektriciteit krijg je dan een volledige keten van (langetermijn)opslag van elektriciteit. Dit proces is weergegeven in Figuur 5 (bovenste processchema). Het is ook mogelijk om waterstof te importeren of waterstof van het netwerk af te nemen (onderste processchema).

Figuur 5 – Processchema centrales op ijzerpoeder



Figuur 6 – Efficiëntie proces ijzerpoedercentrale (elektriciteit naar elektriciteit)



3.3.2 Technische haalbaarheid

Technische haalbaarheid techniek

Toepassing van ijzerpoeder is op dit moment nog niet commercieel beschikbaar. Volgens ontwikkelaar RIFT wordt grootschalige commerciële toepassing van ijzerpoeder in 2027 verwacht (RIFT, 2023). Dus dan zou het mogelijk zijn om dit in 2030 toe te passen. Maar dit is een inschatting van de producent en daarmee niet objectief. Momenteel zijn er enkele pilots afgerond naar deze techniek. Daarnaast lopen er nog onderzoeken/projecten om dit op grotere schaal mogelijk te maken, zoals het project Metal Power van de Technische Universiteit Eindhoven, Team SOLID, de provincie Noord-Brabant en Metalot.²⁷ Hierbij gaat het echter pas om een demonstratieproject, er is dus nog een lange weg te gaan naar toepassing op het schaalniveau van een kolencentrale.

Onze verwachting is daarom dat toepassing van ijzerpoeder, zeker op de schaal die nodig is voor toepassing in de bestaande kolencentrale, voor 2030 niet realistisch is. Daarnaast is de beschikbaarheid van waterstof ook een belemmering voor realisatie in 2030 (zie Paragraaf 3.3.5).

Mogelijkheid tot hergebruik van assets van een kolencentrale

Zowel ijzerpoeder als kolen worden verbrand in een ketel, waarbij de temperaturen van verbranding naar verwachting vergelijkbaar zijn. Op basis van temperatuurvereisten lijkt het daarom technisch mogelijk om de verbrandingsketel van een kolencentrale ook voor ijzerpoederverbranding te gebruiken. Onze inschatting is dat het stoomcircuit van een kolencentrale in principe herbruikbaar is. De werking van het stoomsysteem is namelijk grotendeels onafhankelijk van het type brandstof dat in de ketel wordt verbrand. Er zijn naar verwachting dan wel aanpassingen aan de installatie noodzakelijk, omdat het verbrandingsproces van ijzerpoeder fysisch en chemisch verschilt van dat van kolen.

Er loopt/liep onderzoek naar de toepassing van ijzerpoeder in een kolencentrale, in het project Metalpower (zie Paragraaf 3.3.2). Het is onbekend wat de actuele stand van zaken hiervan is.

3.3.3 Energetische eigenschappen en rol in energiesysteem

Rol en inzet in energiesysteem

Een centrale op ijzerpoeder heeft hoge marginale kosten en zal ingezet worden als regelbare centrale die draait op momenten met weinig opwek van wind en zon. Deze alleen ingezet als andere bronnen van flexibiliteit en import niet aan de vraag

²⁷ [Metal Power: IJzerpoeder als Duurzaam Alternatief voor Kolen](#)

kunnen voorzien. Zo'n centrale zal in dat geval in 2030 naar verwachting 3.000 vollasturen (35% van het jaar) en in 2040 slechts 1.200 vollasturen (15% van het jaar) draaien.

Efficiëntie proces

In combinatie met elektrolyzers (die elektriciteit omzetten naar waterstof) en stoomturbine kan een hele cyclus opgezet worden voor (lange-termijn) opslag van elektriciteit.

Figuur 6 toont de efficiëntie van de verschillende stappen in het proces.

De efficiëntie van het volledige proces is 20 tot 33%. Dit betekent dat een groot deel van de energie verloren gaat in het proces. Er gaat met name bij de productie van waterstof uit elektriciteit en de productie van elektriciteit uit de warmte (die vrijkomt bij verbranding van het ijzerpoeder) veel energie verloren. De efficiëntie van het proces ligt nog een stuk lager dan de efficiëntie bij een waterstofcentrale (33 tot 50%). Dit komt doordat er een extra conversiestap in het proces zit (reductie van ijzerpoeder), waarbij energie verloren gaat. Daarnaast is een STEG-waterstofcentrale efficiënter dan de stoomturbine van de kolen-centrale.

Wat is nodig bij dit proces?

Een centrale op ijzerpoeder met een (elektrisch) vermogen van 1.560 MW, het vermogen van de huidige kolencentrale, produceert, met het verwachte aantal vollasturen van regelbare centrales, 5,1 TWh elektriciteit in 2030 en 1,8 TWh in 2040. Dit komt overeen met de verbranding van 10 tot 13 TWh ijzerpoeder in 2030 en 2,8 tot 3,3 TWh in 2040.

Voor de reductiereactie, om de ijzeroxide weer om te zetten naar ijzerpoeder, is ongeveer een gelijke hoeveelheid waterstof nodig. Dit komt overeen met 3,5 tot 6 GW elektrolyse in 2030 en 1,3 tot 2,1 GW elektrolyse in 2040, uitgaande van de verwachte inzet van elektrolyzers in de scenario's van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2025). De totale elektriciteitsvraag van de elektrolyzers is dan 16 tot 27 TWh in 2030 en 5 tot 9 TWh in 2040.

Daarnaast is ijzerpoeder nodig. Het ijzerpoeder wordt na verbranding met een reductiereactie weer terug omgezet naar waterstof. Dat betekent dat er geen jaarhoeveelheid aan ijzerpoeder beschikbaar hoeft te zijn, maar er moet wel voldoende om de centrale te kunnen laten draaien als dit nodig is. Er is volgens onze berekeningen 160 tot 200 GWh (800 tot 1000 kton) ijzerpoeder nodig om hele jaar voldoende te hebben in de behoefte te kunnen voorzien.²⁸ Dit komt overeen met de hoeveelheid ijzerpoeder waarmee een centrale 500 uur kan draaien.

²⁸ Dit hebben we berekend op basis van de verwachte inzet van een centrale op ijzerpoeder en de productie van elektrolyzers (die op jaarbasis precies voldoende waterstof produceren voor de vraag). Als waterstof afgenomen van het netwerk (en er ook voldoende waterstof beschikbaar is), dan is minder ijzerpoeder noodzakelijk. Dit is naar verwachting dus de bovengrens van de totale behoefte.

Er is zoveel ijzerpoeder noodzakelijk omdat het op ingezet wordt om het seizoenseffect te overbruggen en om voldoende ijzerpoeder te hebben voor langere periodes met weinig wind en zon.

Op die momenten is er een grote vraag naar de ijzerpoeder en wordt weinig groene waterstof geproduceerd, waardoor de voorraad ijzerpoeder niet of nauwelijks wordt aangevuld.

Tekstkader 4 – Mogelijkheid directe benutting warmte

Directe benutting warmte

In Figuur 6 is te zien dat er relatief veel energie verloren gaat bij de conversie van warmte naar elektriciteit. Dit betekent dat er veel minder energie verloren gaat als de opgeslagen warmte direct als warmte benut kan worden. Dan is de efficiëntie 48 tot 65% (in plaats van 20 tot 33%). De warmte zou benut kunnen worden voor warmtenetten of lokale industrie. De lagere efficiëntie voor toepassing van deze techniek voor elektriciteitsproductie betekent echter niet dat dit geen kansrijke optie is. Het leveren van elektriciteit op momenten met weinig wind en zon zal in de toekomst naar verwachting grote (economische en maatschappelijke) waarde hebben en ook alternatieve opties hebben een relatief lage efficiëntie. Daarnaast kunnen beide casussen ook naast elkaar bestaan.

De concurrentie van toepassing van ijzerpoeder voor elektriciteitsproductie met toepassing voor warmte kan ervoor zorgen dat ijzerpoeder in de eerste fase vooral voor warmtetoepassingen gebruikt wordt, en slechts beperkt beschikbaar is voor inzet voor elektriciteitsproductie. Anderzijds kan het feit dat ijzerpoeder ook voor andere toepassingen benut kan worden het ook interessanter maken voor ontwikkelaars om te investeren in deze techniek, wat positief kan uitwerken voor de ontwikkelingen van deze techniek en dit kan versnellen.

3.3.4 Geschiktheid locatie Eemshaven

De Eemshaven wordt in de toekomst aangesloten op het nationale waterstofnetwerk (Gasunie, 2025). Dit betekent dat het relatief makkelijk is voor partijen om een aansluiting op het toekomstige waterstofnetwerk te krijgen. IJzerpoeder heeft als grote voordeel dat het een hogere energiedichtheid heeft en zonder buisleidingen getransporteerd kan worden. Opslag van ijzerpoeder neemt minder volume in dan waterstof en zou lokaal geproduceerd kunnen worden op de locatie van de Eemshavencentrale. Maar dit lijkt vooral interessant op locaties zonder beschikbare waterstof of op off-gridlocaties.

Aan de andere kant zou ijzerpoeder als voordeel kunnen hebben dat hergebruik van bestaande assets kolencentrales mogelijk is. Bij waterstof is dit niet waarschijnlijk en zal een geheel nieuwe centrale vereisen.

Zoals eerder toegelicht in dit hoofdstuk is het niet met zekerheid te zeggen dat de toepassing van ijzerpoeder als vervanger van kolen mogelijk is.

3.3.5 Overige relevante aspecten

Beschikbaarheid CO₂-vrije waterstof, waterstofinfrastructuur en waterstofopslag

Er is bij toepassing van ijzerpoeder waterstof nodig voor de reductiereactie, om ijzeroxide terug om te zetten naar waterstof. Voor een bijdrage aan de transitie naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem is het randvoorwaardelijk dat hiervoor groene (of eventueel blauwe) waterstof gebruikt wordt. Hierbij spelen dezelfde onzekerheden als bij waterstofcentrales (zie Paragraaf 3.2.6), waardoor ook dit niet haalbaar lijkt voor 2030.

Benodigde ruimte voor ijzerpoeder

Zoals besproken in Paragraaf 3.3 hebben we berekend dat naar verwachting 160 tot 200 GWh (800 tot 1.000 kton) ijzerpoeder nodig is om het hele jaar in de behoefte te kunnen voorzien. Het volume van deze ijzerpoeder is 100.000-130.000 m³. Ter referentie, bij een biomassacentrale wordt 5.000-6.000 kton biomassa per jaar gebruikt, wat overeenkomt met 7.500.000-9.000.000 m³ biomassa per jaar. Dit betekent dat de benodigde ruimte voor ijzerpoeder overeenkomt met vijf dagen aan biomassa.

3.3.6 Conclusie

Het is de verwachting dat ijzerpoeder toegepast kan worden in de bestaande kolencentrale, met wat technische aanpassingen. Het lijkt echter onwaarschijnlijk dat ijzerpoeder in 2030 al toepasbaar is, zeker op de schaal die noodzakelijk is voor toepassing in een kolencentrale. Daarnaast is beschikbaarheid van CO₂-vrije waterstof een belangrijke randvoorwaarde om een bijdrage te kunnen leveren aan de transitie naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem, maar dit lijkt voor 2030 ook niet haalbaar.

Ook op de langere termijn is het de vraag of toepassing van ijzerpoeder haalbaar en wenselijk is. Er is een extra conversiestap in het proces ten opzichte van een waterstofcentrale, waardoor de efficiëntie lager ligt. Daarom lijkt deze optie logischer in gebieden zonder aansluiting op het nationale waterstofnetwerk, en niet bij de Eemshaven. Het voordeel van het makkelijker opslaan en transporteren van ijzerpoeder, ten opzichte van waterstof, vervalft dan namelijk.

Ijzerpoeder kan ook toegepast worden in het warmtesysteem, bijvoorbeeld bij warmtewetten of in de industrie. Beide toepassingen kunnen ook naast elkaar bestaan, maar het is wel een reëel scenario dat ijzerpoeder eerst toegepast gaat worden voor warmtetoe-passingen en later pas (eventueel) voor elektrische toepassingen. Anderzijds kan het feit dat ijzerpoeder ook voor andere toepassingen gebruikt kan worden de ontwikkeling van deze techniek ook versnellen.

3.4 Warmteopslag

3.4.1 Beschrijving techniek

Bij warmteopslag wordt, zoals de naam al aangeeft, warmte opgeslagen om dit op een later moment weer te gebruiken. Warmteopslag bestaat in verschillende vormen. De belangrijkste vormen van warmteopslag zijn (European Association for Storage of Energy, 2023):

- **Opslag middels voelbare warmte.** Hierbij wordt een materiaal verwarmd en warmte opgeslagen door de temperatuuroptename. Een voorbeeld hiervan is het opslaan van warmte in water.²⁹ In dat geval is de temperatuur van de warmte die teruggeleverd wordt relatief laag (meestal tot ongeveer 100 °C). Het is ook mogelijk om warmte op te slaan in andere vloeistoffen (zoals gesmolten zouten) of vaste stoffen (zoals keramiek, gesteente of beton). In dat geval zijn hogere temperaturen haalbaar, afhankelijk van het materiaal. Op dit moment is tot 700 °C mogelijk, en in de toekomst mogelijk tot 1.500 °C (SYSTEMIQ, 2024). Het voordeel van opslag middels voelbare is dat het technisch niet zo complex is. De potentiële nadelen zijn dat de energiedichtheid relatief laag is en de energieverliezen relatief hoog.
- **Opslag middels latente warmte/faseovergangen.** Hierbij wordt warmte opgeslagen in fases waarbij een materiaal overgaat van de ene fase naar de andere (bijvoorbeeld vast naar vloeibaar). Bij deze faseovergang wordt veel energie opgenomen of afgegeven. Warmteopslag met latente warmte/faseovergangen heeft als voordeel dat de energiedichtheid hoog is, dat een hoge temperatuur bereikt kan worden (tot 1.600 °C) en dat er weinig verliezen zijn (SYSTEMIQ, 2024). Maar dit type warmteopslag is technisch complex en daardoor duur.
- **Thermochemische opslag.** Hierbij worden chemische reacties (zoals ontleding of bindingsreacties) gebruikt om warmte op te slaan. Wanneer warmte wordt toegevoegd doorloopt het materiaal een chemische reactie die veel energie bevat. Deze reactie wordt op een later moment omgekeerd, waarbij dan veel warmte vrijkomt. Ook thermochemische opslag heeft als voordeel dat de energiedichtheid hoog is, dat een hoge temperatuur bereikt kan worden (tot 900 °C) en dat er weinig verliezen zijn (SYSTEMIQ, 2024). Maar ook dit type warmteopslag is technisch complex en duur.

Voor elk van deze bovenstaande categorieën zijn er veel verschillende technieken mogelijk. Dit maakt dat er een groot aantal potentiële technieken zijn voor warmteopslag. Een combinatie van verschillende technieken is ook mogelijk.

²⁹ Dit is meestal ook het geval bij opslag van warmte in de ondergrond, zoals bij wko-(warmte-koude opslag) systemen.

Warmteopslag slaat warmte op, maar kan ook toegepast worden voor seizoensopslag van elektriciteit. Elektriciteit kan op momenten met overschotten aan hernieuwbare opwek omgezet worden in warmte met een elektrische boiler, of in de toekomst met een elektrisch fornuis of weerstandverwarming. Deze warmte kan opgeslagen worden met warmteopslag en wanneer er weinig wind en zon is kan de warmte gebruikt worden in een turbine om elektriciteit te produceren. Dit wordt weergegeven in Figuur 7.

3.4.2 Technische haalbaarheid

Technische haalbaarheid techniek

Warmteopslag wordt op dit moment al toegepast in Nederland, maar vooral in water en in de ondergrond (ook in water). Dit gaat dus om opslag van warmte op relatief lage temperaturen. Deze technieken zijn naar verwachting echter niet toepasbaar in een kolen-centrale (meer hierover in Paragraaf 3.4.3).

Er zijn, zoals besproken, ook verschillende innovatieve technieken van warmteopslag in ontwikkeling, waarbij warmte op hogere temperaturen geleverd kunnen worden. Hierna volgt een inschatting van de technische haalbaarheid per techniek (European Association for Storage of Energy, 2023):

- **Opslag middels voelbare warmte.** Er zijn al verschillende technieken commercieel beschikbaar en ook nog technieken met een hoge TRL³⁰ die naar verwachting spoedig commercieel beschikbaar worden. Onder andere opslag van warmte in gesmolten zouten, beton, gesteende en grafiet heeft een TRL tussen de 7 en 9, wat betekent dat het commercieel beschikbaar is of naar verwachting voor 2030 deze stap kunnen maken (European Association for Storage of Energy, 2023). Er worden bij deze technieken nog wel stappen gezet om de efficiëntie en de materialen te verbeteren.
- **Opslag middels latente warmte/faseovergangen.** Hier is het beeld wisselend. Er zijn enkele technieken met een hoge TRL, zoals technieken die gebruik maken van water. Maar er zijn ook verschillende technieken met een lagere TRL, waarvan het onzeker is of deze in 2030 commercieel beschikbaar zijn (European Association for Storage of Energy, 2023).
- **Thermochemische opslag.** De meest kansrijke technieken voor thermochemische opslag hebben een TRL van 4 tot 6, wat betekent dat deze nog relatief ver van de markt zitten en commerciële toepassing in 2030 onzeker is (European Association for Storage of Energy, 2023). Daarnaast blijkt het lastig om deze vorm van opslag verder te ontwikkelen en richting de markt te krijgen.

³⁰ Technology Readiness Level. Dit is een indicatie voor de mate van ontwikkeling van technieken. De schaal loopt van 1 tot 9, waarbij een TRL van 9 overeenkomt met een technologie die technisch en commercieel beschikbaar is.

Cellcius, een spin-off van TNO en TU Eindhoven, die thermochemische warmteopslag ontwikkelde, is in 2025 gestopt omdat het niet lukte om apparaat te ontwikkelen die efficiënt genoeg is voor een haalbare economische businesscase.³¹

Mogelijkheid hergebruik assets kolencentrale

De turbines van een kolencentrale maken gebruik van stoom om turbines aan te drijven, waarmee elektriciteit geproduceerd wordt. In theorie is het ook mogelijk om de warmte die vrijkomt uit warmteopslag te gebruiken om de stoom te maken die de turbines aandrijft (SYSTEMIQ, 2024). Randvoorwaarde is dan wel dat de temperatuur van de warmte die vrijkomt uit de warmteopslag hoog genoeg is. De temperatuur moet dan naar verwachting boven de 400 °C liggen (Royal Haskoning DHV, 2025). Dit betekent dat niet alle technieken voor warmteopslag hiervoor geschikt zijn. De huidige technieken die warmte opslaan in water zijn niet geschikt. Innovatieve vormen van warmteopslag in gesteente, opslag middels latente warmte/faseovergangen of thermochemische opslag kunnen naar verwachting wel deze temperaturen halen.

Integratie van warmteopslag in een stoomcyclus is bewezen, zo is er al een toepassing van 100 MW in Dubai.³² Integratie van warmteopslag in kolencentrales komt in principe overeen met integratie van warmteopslag in een stoomcyclus. Dit is dus in theorie mogelijk, maar gebeurt in de praktijk nog niet. Dit betekent dat het geen bewezen toepassing is. Er is gedetailleerder technisch onderzoek nodig om in te schatten welke technische aanpassingen noodzakelijk zijn om warmteopslag te kunnen integreren in een bestaande kolencentrale.

3.4.3 Energetische eigenschappen en rol in energiesysteem

Rol en inzet in energiesysteem

De rol van warmteopslag in het energiesysteem is afhankelijk van de wijze waarop dit wordt ingezet. Warmteopslag kan gebruikt worden als vorm van lange-termijn opslag van elektriciteit, maar kan ook gebruikt worden om warmte te leveren aan bijvoorbeeld de industrie (meer hierover in Tekstkader 4). Hier gaan we echter in op de mogelijke rol als langetermijnopslag van elektriciteit, bij integratie in de bestaande kolencentrale.

Warmteopslag heeft relatief lage operationele kosten, want het maakt gebruik van goedkope elektriciteit die omgezet wordt naar warmte die later dan weer omgezet wordt naar elektriciteit. Daarom zal dit ingezet worden als seizoensopslag. In 2040 wordt seizoensopslag ongeveer 6.300 vollasturen ingezet (waarvan de helft van de uren elektriciteit opslaan en de helft leveren).³³

³¹ Meer hierover op website [Cellcius](#)

³² [Noor Energy](#)

³³ Volgens de scenario's van Netbeheer Nederland voor 2040. In het scenario voor 2030 is nog geen seizoensopslag meegenomen, waardoor onbekend is hoeveel vollasturen seizoensopslag in dat jaar zal hebben.

Dit betekent dat seizoensopslag een stuk meer ingezet wordt dan regelbare centrales.³⁴ Dit komt doordat de marginale kosten, de kosten voor het leveren van 1 kWh extra elektriciteit, beperkt zijn.

De rol van warmteopslag in het energiesysteem is echter ook afhankelijk van de karakteristieken van de specifieke techniek die gebruikt wordt. Met name de verhouding tussen de energie-inhoud (MWh) en het maximale vermogen voor warmtelevering (MW) is hierbij van belang, aangezien dit bepaalt hoeveel uren achter elkaar warmte geleverd kan worden. Voor de eerder besproken technieken zien we de volgende opties:

- **Opslag middels voelbare warmte.** De meeste technieken kunnen uren tot enkele dagen achter elkaar warmte opslaan of leveren. Bij opslag in beton of staal kan er mogelijk tot weken achter elkaar warmte opgeslagen of geleverd worden, wat betekent dat deze technieken kunnen dienen als seizoensopslag (European Association for Storage of Energy, 2023).
- **Opslag middels latente warmte/faseovergangen.** De meeste technieken kunnen uren tot enkele dagen achter elkaar warmte opslaan of leveren. Er zijn ook technieken die slechts enkele uren achter elkaar warmte kunnen opslaan of leveren en dus alleen een rol kunnen hebben bij het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit binnen een dag, zoals zouthydraten (European Association for Storage of Energy, 2023).
- **Thermochemische opslag.** Bij thermochemische opslag kan naar verwachting dagen tot weken achter elkaar warmte opgeslagen of geleverd worden, wat betekent dat deze technieken kunnen dienen als seizoensopslag (European Association for Storage of Energy, 2023).

Efficiëntie proces

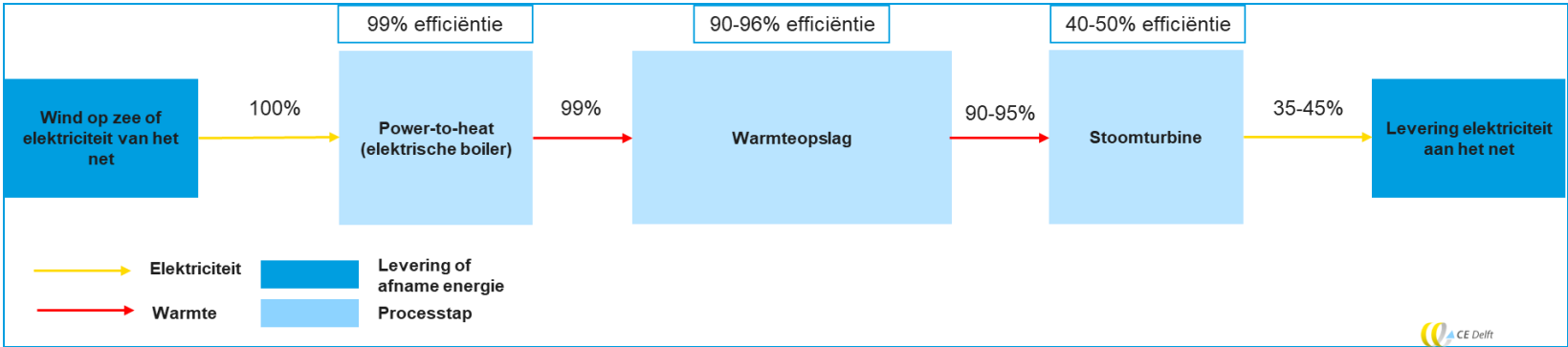
Warmteopslag slaat warmte op, maar kan ook toegepast worden voor seizoensopslag van elektriciteit. Elektriciteit kan op momenten met overschotten aan hernieuwbare opwek omgezet worden in warmte met een elektrische boiler (of elektrische fornuizen of weerstandverwarming). Deze warmte kan opgeslagen worden met warmteopslag en wanneer er weinig wind en zon is kan de warmte gebruikt worden in een turbine om elektriciteit te produceren. Figuur 7 toont de efficiëntie van de verschillende stappen in het proces.

³⁴ Een regelbare centrale zoals een waterstofcentrale zal in 2030 naar verwachting 3.000 vollasturen (ongeveer 35% van het jaar) en in 2040 slechts 1.200 vollasturen (ongeveer 15% van het jaar) draaien.

Figuur 7 - Processchema warmteopslag als lange-termijnopslag voor elektriciteit



Figuur 8 – Efficiëntie proces warmteopslag (elektriciteit naar elektriciteit)



De efficiëntie van het volledige proces is 35 tot 45%. Dit betekent dat een groot deel van de energie verloren gaat in het proces, maar dit is ook het geval bij de andere processen. Het grootste deel van de energie gaat verloren bij de conversie van warmte naar elektriciteit in de stoomturbines. Bij het omzetten van elektriciteit naar warmte en het opslaan van warmte gaat relatief weinig warmte verloren.³⁵

De efficiëntie van het proces kan mogelijk verhoogd worden door de warmte die vrijkomt bij de stoomturbine, terug te winnen en weer op te slaan met warmteopslag of te retourneren naar de stoomturbine in een reheat-stap. Deze stap kan naar schatting 4 tot 5% efficiëntie winst behalen (Ohji & Haraguchi, 2017). Detailonderzoek naar de specifieke casus van de Eemshavencentrale moet uitwijzen of dit technisch haalbaar is, en tegen welke kosten.

Wat is nodig bij dit proces?

Warmteopslag in combinatie met de stoomturbines van een kolencentrale werkt als een vorm van seizoensopslag, aangezien de marginale kosten voor het leveren van elektriciteit relatief laag zijn. Dit betekent dat deze techniek fundamenteel anders opereert dan de andere technieken, die als regelbare centrale opereren. Hierdoor is warmteopslag naar verwachting een stuk meer uren per jaar operationeel. De verwachte levering van elektriciteit met een warmtebatterij in 2040 is 1,8 tot 2,1 TWh.³⁶

Om de elektriciteit te leveren is een warmtebatterij nodig met een thermisch vermogen van 3,1 tot 3,9 GW en een thermische opslagcapaciteit van 90 tot 110 GWh. De opslagcapaciteit hebben we bepaald op basis van de modellering van de inzet van warmteopslag. Deze opslagcapaciteit is nodig om het hele jaar de benodigde inzet te kunnen leveren.

Om de warmte te produceren is een techniek nodig die hoge temperatuur warmte kan produceren vanuit elektriciteit. Een elektrische boiler ligt dan het meest voor de hand, aangezien deze flexibel ingezet kan worden. De benodigde temperaturen lijken voor een elektrische boiler haalbaar, maar zijn aan de hoge kant. In de toekomst zou een elektrisch fornuis of een weerstandverwarming een optie kunnen zijn. Warmtepompen zijn geen optie, aangezien deze geen temperaturen boven de 400 °C kunnen genereren.

Er is per jaar in 2040 5 TWh elektriciteit nodig voor de productie van warmte. Dit komt overeen met een vermogen van 3,2 tot 4,4 GW aan elektrische boilers, als deze evenveel draaiuren maakt als de stoomturbine en er dus op evenveel uren warmte opgeslagen wordt als dat er onttrokken wordt aan de warmtebatterij. Als de elektrische boiler meer draaiuren maakt, bijvoorbeeld op alle uren met overschotten van hernieuwbare elektriciteit (4.000-5.000 uren per jaar in 2040), dan is minder vermogen aan elektrische boilers nodig (circa 1 GW).

³⁵ Dit verschilt nog wel wat per techniek.

³⁶ Voor 2030 hebben we geen inschatting gemaakt, omdat er geen inzicht is in de verwachte inzet van seizoensopslag doordat dit nog niet meegenomen wordt in het scenario voor 2030 (zie Paragraaf 2.3).

Het is in theorie ook mogelijk om de installatie met warmteopslag en elektrische boilers (of elektrische fornuizen en weerstandverwarming) modulair op te bouwen, en met een kleiner vermogen te starten. Dan kan echter wel slechts een deel van de bestaande turbines gebruikt worden met warmteopslag.

Tekstkader 5 - Mogelijkheid directe benutting warmte

Directe benutting warmte

In Figuur 8 is te zien dat er relatief veel energie verloren gaat bij de conversie van warmte naar elektriciteit. Dit betekent dat er veel minder energie verloren gaat als de opgeslagen warmte direct als warmte benut kan worden. Dan is de efficiëntie 90 tot 95% (in plaats van 35 tot 45%). De warmte zou benut kunnen worden voor warmtenetten of lokale industrie. De lagere efficiëntie voor toepassing van deze techniek voor elektriciteitsproductie betekent echter niet dat dit geen kansrijke optie is. Het leveren van elektriciteit op momenten met weinig wind en zon zal in de toekomst naar verwachting grote (economische en maatschappelijke) waarde hebben en ook alternatieve opties hebben een relatief lage efficiëntie. Daarnaast kunnen beide casussen ook naast elkaar bestaan.

De concurrentie van toepassing van warmteopslag voor elektriciteitsopslag met toepassing in warmteprocessen kan ervoor zorgen dat warmteopslag in de eerste fase vooral voor warmte-toepassingen gebruikt wordt, en slechts beperkt beschikbaar is voor inzet voor elektriciteitsopslag. Anderzijds kan het feit dat warmteopslag ook voor andere toepassingen benut kan worden het ook interessanter maken voor ontwikkelaars om te investeren in deze techniek, wat positief kan uitwerken voor de ontwikkelingen van deze techniek en dit kan versnellen.

3.4.4 Geschiktheid locatie Eemshaven

De Eemshaven is een locatie die geschikt is voor toepassing van warmteopslag, aangezien het (door de aanlanding van wind op zee) een locatie is met veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Dat maakt de Eemshaven een geschikte locatie voor flexibilitateistechnieken die overschotten van elektriciteit kunnen benutten, zoals de elektrische boilers voor warmteopslag. Daarnaast is het een locatie met een sterk elektriciteitsnet, waardoor de afgenomen en geleverde elektriciteit ook getransporteerd kan worden.

3.4.5 Overige relevante aspecten

Benodigde ruimte voor warmteopslag

De bestaande warmteopslag technieken, met name warmteopslag in water, hebben een groot ruimtebeslag. Nieuwe technieken voor warmteopslag, zoals thermochemische

warmteopslag of opslag in gesteente, hebben een grotere energiedichtheid. Maar de vraag hoeveel ruimte het kost om warmte op te slaan bij toepassing bij een kolencentrale.

Zoals besproken in Paragraaf 3.4.3 is warmteopslag nodig met 90 tot 110 GWh opslagcapaciteit. Dit bepaalt met name het ruimtebeslag. Basalt, een gesteente waar warmte in opgeslagen kan worden, heeft een opslagcapaciteit van 300 kWh per m³. Het totale ruimtebeslag is dan 300.000 m³. Bij een hoogte van 2 meter is dit 15 hectare. Het gaat om circa 7.500 zeecontainers van 40 m³, waarin Basalt nu standaard geleverd wordt.³⁷ Dit is alleen het ruimtebeslag voor het materiaal, dus nog exclusief ondersteunende installaties. Naast de warmteopslag is er ook nog, op locatie, ruimte voor elektrische boilers (of elektrische fornuizen of weerstandverwarming) nodig. Dit vereist naar verwachting enkele hectares aan ruimte.

Het ruimtebeslag van de huidige kolencentrale is 55 hectare. Een deel van die ruimte komt bij toepassing van warmteopslag vrij, omdat er bijvoorbeeld geen ketel meer nodig is. Daarnaast is er geen kolenoverslag meer. Dit betekent dat de benodigde ruimte voor warmteopslag en elektrische boilers in theorie voldoende lijkt.

3.4.6 Conclusie

Warmteopslag bestaat in verschillende vormen. De belangrijkste categorieën zijn opslag als voelbare warmte, opslag als latente warmte/faseovergang en thermochemische opslag. Voor elk van deze bovenstaande categorieën zijn er veel verschillende technieken mogelijk. Dit maakt dat er een groot aantal potentiële technieken zijn voor warmteopslag.

In theorie lijkt het mogelijk om warmteopslag toe te passen in een kolencentrale, maar alleen bij technieken die warmte op hoge temperatuur kunnen opslaan. De temperatuur moet dan naar verwachting boven de 400 °C liggen (Royal Haskoning DHV, 2025). Er zijn technieken die hieraan voldoen en die voor 2030 beschikbaar lijken. Opslag in materialen als voelbare warmte, en dan met name opslag in bijvoorbeeld gesteente of zouten, lijkt het meest kansrijk. Zo wordt in Dubai al een 100 MW gesmolten zoutbatterij toegepast in combinatie met een stoomcyclus, bij een geconcentreerde zonne-energie centrale.³⁸ De combinatie van warmteopslag met een stoomcyclus is dus al bewezen, al is nog wel verdere opschaling noodzakelijk. Opslag als latente warmte lijkt minder kansrijk, want de meest volwassen technieken leveren te lage temperaturen of kunnen maar voor een korte periode warmte leveren. Thermochemische opslag is in potentie een geschikte techniek, maar voorlopig nog niet beschikbaar.

Een onzekerheid bij warmteopslag is, wat noodzakelijk is om dit te integreren in een kolencentrale, en wat dan de kosten zijn. Integratie van warmteopslag in een stoomcyclus is bewezen, zoals aangetoond door het voorbeeld in Dubai. Integratie van warmteopslag in

³⁷ [Superbatterij Basalt werkt als een straalkachel](#)

³⁸ [Noor Energy](#)

kolencentrales komt in principe overeen met integratie van warmteopslag in een stoomcyclus. Dit is dus in theorie mogelijk, maar gebeurt in de praktijk nog niet.

Dit betekent dat het geen bewezen toepassing is. Er is gedetailleerder technisch onderzoek nodig om in te schatten welke technische aanpassingen noodzakelijk zijn om warmteopslag te kunnen integreren in een bestaande kolencentrale.

Daarnaast gaat het om een installatie van grote omvang. Bij toepassing van basalt zijn 7.500 zeecontainers nodig (met totaal ruimtebeslag van 15 hectare exclusief ondersteunende installaties). Daarnaast zijn er, op locatie, elektrische boilers (of elektrische fornuizen of weerstandverwarming) nodig, wat naar verwachting nog enkele hectare extra ruimte vraagt. In theorie lijkt hier voldoende ruimte voor beschikbaar.

Warmteopslag kan ook toegepast worden in het warmtesysteem, bijvoorbeeld bij warmtenetten of in de industrie. Beide toepassingen kunnen ook naast elkaar bestaan, maar het is wel een reëel scenario dat warmteopslagtechnieken eerst toegepast gaan worden voor warmte-toepassingen en later pas (eventueel) voor elektrische toepassingen. Anderzijds kan het feit dat warmteopslag ook voor andere toepassingen gebruikt kan worden de ontwikkeling van deze techniek ook versnellen.

3.5 Vergelijking technieken

3.5.1 Kostenvergelijking technieken

In deze paragraaf bepalen we de LCOE (levelised costs of electricity) voor de verschillende technieken. LCOE, afkorting voor Levelised Cost of Energy, is een methode die gebruikt wordt om de kostprijs van energie te berekenen over de hele levensduur. Hiermee is dit een maat van de kostprijs voor het produceren van 1 kWh elektriciteit. We bepalen de LCOE voor de verschillende technieken voor de zichtjaren 2030 en 2040.

De kostprijs voor een kWh geproduceerde elektriciteit is opgebouwd uit verschillende onderdelen (zie lijst). Voor iedere techniek is per kostenonderdeel in Bijlage 0 toegelicht welke kostencomponenten er zijn meegenomen in de berekeningen.

- **CAPEX:** ook wel investeringskosten: €/kW.
- **OPEX:** ook wel operationele kosten met twee onderdelen:
 - Fixed Operations & Maintenance (FOM): uitgedrukt in % CAPEX / jaar;
 - Variable Operations & Maintenance (VOM): uitgedrukt in €/MWh-e.
- **Levensduur:** jaren.
- **Rentevoet:** %.
- **Vollasturen:** uren/jaar.
- **Efficiëntie:** rendement van brandstof naar elektriciteit uitgedrukt in %.

Voor warmteopslag is beperkte informatie beschikbaar over bovenstaande aspecten. Voor de kosteninschatting is gebruik gemaakt van een inschatting van de totale kosten voor opslag van warmte uit bestaand onderzoek (SYSTEMIQ, 2024). Dit onderzoek bevat een inschatting voor de totale kosten voor opslag van warmte in 2030. Dit hebben we omgerekend naar de kosten voor opslag en levering van elektriciteit. Daarbij hebben we ook een aanname gemaakt voor de kosten voor ombouw van de bestaande installatie van de kolencentrale, voor integratie van warmteopslag. Het is onzeker of de aannames over efficiëntie en draaiuren bij deze kosteninschatting overeenkomen met de aannames in dit onderzoek, en de aannames van de kosten van overige technieken. Daarnaast hebben we voor warmteopslag geen opsplitsing van de kosten en geen kosteninschatting voor 2040.

In Figuur 9 zijn de LCOE per techniek weergegeven. Hieruit kunnen we de volgende conclusies trekken:

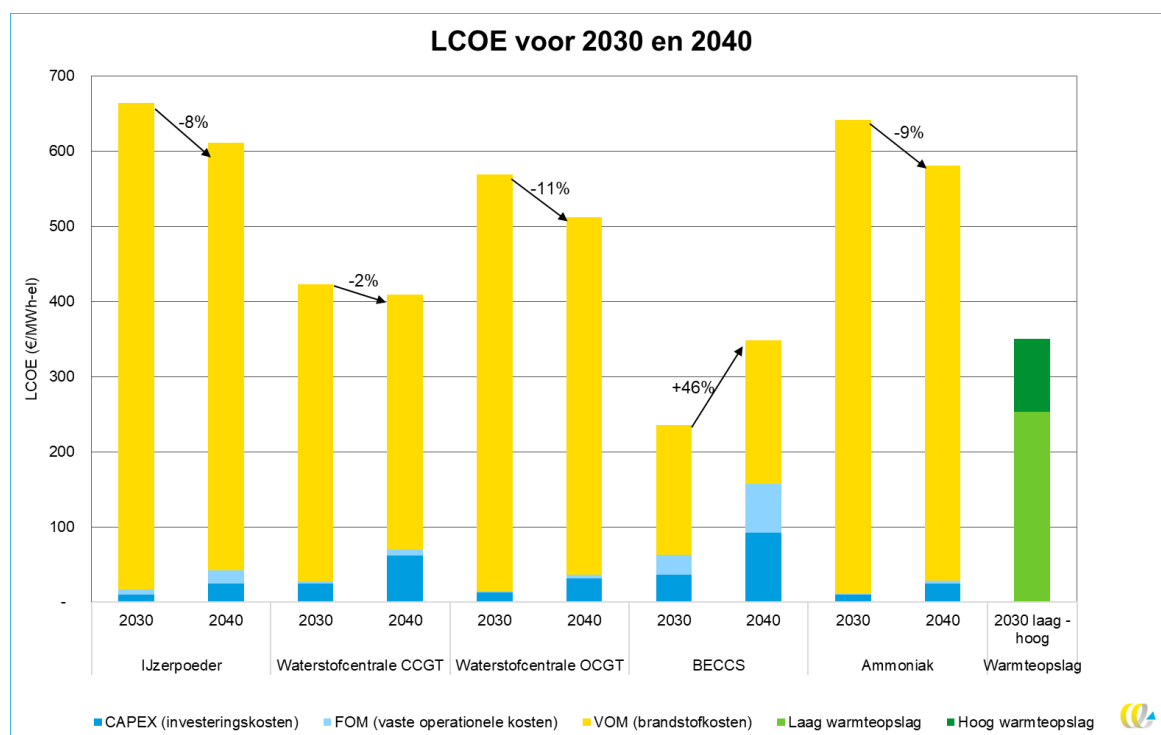
- Voor alle technieken geldt dat de verwachte kosten een stuk hoger liggen dan de verwachte inkomsten in 2030. Die liggen dan naar verwachting op € 85/MWh op de day-aheadmarkt en € 160/MWh inclusief overige inkomsten. Voor 2040 is er voor alle technieken naar verwachting wel een positieve businesscase, dan zijn de verwachte inkomsten € 700/MWh (inclusief overige inkomsten). Meer over de inkomsten is te vinden in Paragraaf 2.3.2.
- Op basis van deze LCOE-berekening, komt BECCS er als meest kosteneffectieve techniek uit voor de productie van elektriciteit. Voor 2030 lijkt dit de goedkoopste optie.
- Richting 2040 neemt het aantal draaiuren van regelbare centrales af van 3.000 naar 1.200. Hierdoor neemt ook de productie van elektriciteit per jaar af en nemen de kapitaalkosten (CAPEX) per MWh geleverde elektriciteit toe. De kosten voor waterstof nemen naar verwachting af richting 2040. Bij de technieken die gebruik maken van waterstof nemen de totale kosten richting 2040 af, doordat de daling van de brandstofkosten een grotere impact hebben dan de stijging van de kapitaalkosten. Bij BECCS nemen de totale kosten toe. In 2040 lijkt BECCS goedkoper dan ijzerpoeder, waterstofcentrales en ammoniak. Of het dan ook goedkoper is dan warmteopslag is onzeker.
- Een ijzerpoedercentrale heeft de hoogste kosten per geproduceerde MWh elektriciteit, gevolgd door de ammoniakcentrale. De waterstofcentrale OCGT heeft daarna de hoogste kosten. Bij de ijzerpoedercentrale, waterstofcentrales en ammoniakcentrale is waterstof de (indirecte) brandstof. De hoge kosten bij deze technieken komen met name door de hoge kosten van groene waterstof.³⁹
- De kosten voor warmteopslag in 2030 zijn hoger dan de kosten voor BECCS, maar lager dan de technieken met waterstof als (indirecte) brandstof. Daarbij moet wel de kanttekening geplaatst worden dat de kosten voor warmteopslag onzeker

³⁹ Als gebruik wordt gemaakt van blauwe waterstof, waarbij waterstof gemaakt wordt met aardgas en toepassing van CCS, dan zullen de kosten naar verwachting lager zijn.

zijn en het onzeker is of de aannames voor de kosteninschatting van deze techniek overeenkomt met de aannames bij de andere technieken.

- Bij ijzerpoeder-, waterstof-, BECCS en ammoniakcentrales zijn de brandstofkosten verantwoordelijk voor het grootste deel van de kosten. Bij warmteopslag zijn de kapitaalkosten naar verwachting verantwoordelijk voor het grootste deel van de kosten. Dit zorgt ervoor dat warmteopslag ook anders ingezet wordt, als seizoensopslag in plaats van als regelbare centrales (zie ook Paragraaf 2.3).

Figuur 9 – De LCOE voor geleverde elektriciteit per techniek⁴⁰



Tabel 4 – Overzichtstabel van aanpassingen aan huidige kolencentrale die zijn meegenomen in de LCOE berekeningen

	IJzerpoeder-centrale	Waterstof-centrale	Biomassa + CCS	Ammoniak	Warmteopslag
Impact op bestaande installaties	Grotendeels hergebruik installaties kolencentrale	Geen hergebruik mogelijk, geheel nieuwe centrale en sanering huidige kolen-centrale	Grotendeels hergebruik installaties kolencentrale	Grotendeels hergebruik installaties kolencentrale	Grotendeels hergebruik installaties kolencentrale

⁴⁰ De kosten van warmteopslag zijn groen gemarkeerd, aangezien hier de opsplitsing tussen de verschillende kostencomponenten niet bekend is (zoals eerder deze paragraaf toegelicht). Het donkergroene deel geeft de onzekerheid voor de kosten in 2030 weer. Er is geen inschatting beschikbaar voor 2040 (zoals ook eerder deze paragraaf toegelicht).

	IJzerpoeder-centrale	Waterstof-centrale	Biomassa + CCS	Ammoniak	Warmteopslag
Vereiste nieuwe assets	Uitbreiding/aanpassing ketel door meer thermisch vereist vermogen	Gehele nieuwe centrale	- Uitbreiding/aanpassing ketel door meer thermisch vereist vermogen - CCS installatie	Uitbreiding rookgasreiniging, ammoniak import-terminal	- Warmtewisselaar - Elektrische boilers
Welke onderdelen meenemen in CAPEX?	Inschatting ombouw kolencentrale naar ijzerpoeder	Opbrengsten bestaande assets heffen kosten op voor ontmanteling kolencentrale.	- CCS installatie - Inschatting ombouw kolencentrale naar biomassa	Inschatting ombouw kolencentrale naar ijzerpoeder	- Inschatting aanpassingen kolencentrale - Warmtebatterij - Elektrische boilers
Welke onderdelen meenemen in OPEX?	- Waterstof kostprijs - Omzetting waterstof naar ijzerpoeder	Waterstof kostprijs	- Biomassa kostprijs - Additionele operationele CCS-kosten	- Waterstof kostprijs - Omzetting waterstof naar ammoniak	- Inkoop elektriciteit
Welke onderdelen niet meenemen in OPEX?	Transportkosten	Transportkosten	Transportkosten	- Transportkosten - Ammoniak importterminal	

3.5.2 Overzichtstabel en conclusies

Tabel 5 geeft een overzicht van de beoordeling van de technieken.⁴¹ Hieruit kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- Voor alle onderzochte technieken geldt dat ze op dit moment nog niet in deze vorm en op de schaal van de Eemshavencentrale toegepast worden, en dat er dus nog onzekerheden zijn over de mogelijkheid voor toepassing in 2030:
 - BECCS lijkt technisch gezien de meest zekere optie richting 2030, maar met name de haalbaarheid van toepassing van CCS voor 2030 is onzeker.
 - Warmteopslag wordt al toegepast, ook in combinatie met een stoomcyclus om elektriciteit te produceren. Voor toepassing in de Eemshavencentrale is echter nog wel forse opschaling nodig ten opzichte van huidige projecten. Daarnaast is er nog geen ervaring met toepassing in een kolencentrale.
 - Bij waterstofcentrales is de tijdige beschikbaarheid van duurzame waterstof het grootste aandachtspunt, met name voor de ontwikkeling richting 2030.

⁴¹ Voor elk van deze technieken is gekeken naar toepassing voor de levering van elektriciteit en, indien mogelijk, integratie in de bestaande kolencentrale. Bij de kosten en efficiëntie zijn alle componenten meegenomen die noodzakelijk zijn om elektriciteit te kunnen leveren. Daarmee zijn de cijfers (voor de kosten en efficiëntie) in deze tabel onderling vergelijkbaar.

- De optie voor ijzerpoeder lijkt voor 2030 niet haalbaar, zowel vanwege onzekerheid over de technische beschikbaarheid van de techniek als vanwege de beschikbaarheid van benodigde duurzame waterstof.
- Voor de langere termijn, richting 2040, gelden de volgende overwegingen:
 - BECCS heeft naar verwachting de laagste kosten per MWh geleverde elektriciteit. IJzerpoeder heeft naar verwachting de hoogste kosten.
 - IJzerpoeder lijkt ook op de lange termijn geen hele kansrijke optie, omdat het een duur en inefficiënt proces is en de Eemshaven geen logische locatie lijkt. Er is een extra conversiestap in het proces ten opzichte van een waterstofcentrale, waardoor de efficiëntie lager ligt en dit een dure techniek is. Daarom lijkt deze optie logischer in gebieden zonder beschikbaarheid van waterstofinfrastructuur. Het voordeel van het makkelijker opslaan en transporteren van ijzerpoeder vervalt dan namelijk.
 - De optie met warmteopslag is in theorie interessant, aangezien de kosten lager lijken te zijn dan bij ijzerpoeder en waterstofcentrales. Daarnaast is er nog veel innovatie in ontwikkeling die tot kostenreductie moet leiden en worden nog nieuwe opslagtechnieken ontwikkeld die potentieel erg geschikt kunnen zijn, zoals thermochemische-opslag. Doordat deze technieken nog erg in ontwikkeling zijn de kosten en kansrijkheid echter nog wel onzeker.
 - Het lijkt niet haalbaar om de bestaande kolencentrale om te bouwen naar een waterstofcentrale. Een nieuwe centrale kan echter nog wel een interessante optie zijn, omdat waterstofcentrales als de meest kansrijke optie voor CO₂-vrije regelbare centrales gezien worden en de Eemshaven uitermate geschikt is voor dit type centrale. Daarnaast is het aandeel investeringskosten beperkt ten opzichte van de totale kosten (LCOE), waardoor het voor de totale kosten slechts een beperkt verschil maakt als een nieuwe centrale moet worden gebouwd. Daarbij moet wel benoemd worden dat ombouw van bestaande gascentrales naar waterstofcentrales naar verwachting goedkoper is dan nieuwbouw (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024).
 - Toepassing van ammoniak in de bestaande kolencentrale kan ook een interessante optie zijn, maar dit is nog erg onzeker.

Tabel 5 – Overzichtstabel technieken

	Technische haalbaarheid 2030	Mogelijkheid hergebruik kolencentrale	Energetische eigenschappen	Kosten per MWh geleverde elektriciteit	Overige aspecten
Biomassa met CCS	Lijkt technisch haalbaar. Toepassing CCS grootste onzekerheid.	Lijkt haalbaar met beperkte aanpassing	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 30-40%	€ 250 - € 350 per MWh ⁴²	Discussie rond koolstofverwijdering en toepassing biomassa zal doorslaggevend zijn, niet rol in elektriciteitssysteem.
Waterstof-centrale	Technisch haalbaar, maar beschikbaarheid waterstof grote onzekerheid 2030.	Niet haalbaar, gaat om vrijwel nieuwe centrale	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 33-50%	€ 400 - € 600 per MWh	Toepassing ammoniak in bestaande centrale mogelijk wel optie.
IJzerpoeder	Technische haalbaarheid en beschikbaarheid waterstof voor 2030 grote onzekerheid.	Lijkt haalbaar met beperkte aanpassing	Regelbare centrale, efficiëntie hele cyclus 20-30%	€ 600 - € 650 per MWh	Lijkt geschikter voor andere gebieden, zonder aansluiting waterstofnetwerk. Directe toepassing waterstof lijkt kansrijker bij Eemshaven.
Warmte-opslag	Deel technieken haalbaar voor 2030, maar schaalvergroting nodig.	In theorie mogelijk, maar nog geen ervaring mee	Seizoensopslag, efficiëntie hele cyclus 35-45%	€ 250 - € 350 per MWh	Fors ruimtebeslag voor warmteopslag.

Biomassa met CCS kan niet direct vergeleken worden met de overige technieken, aangezien hierbij ook zaken als beschikbaarheid van biomassa en koolstofverwijdering van belang zijn. Deze aspecten zullen naar verwachting doorslaggevend zijn en niet de rol in het elektriciteitssysteem. De belangrijkste overwegingen hierbij zijn:

- Alleen als het volledige technische potentieel voor reststromen van biomassa in de EU wordt gehaald, of er forse vraagreductie wordt gerealiseerd, is er voldoende biomassa beschikbaar. Economische, sociologische en ecologische overwegingen kunnen er daarnaast voor zorgen dat niet het totale technische potentieel gerealiseerd wordt. Dit betekent dat er naar verwachting onvoldoende biomassa is voor alle potentiële toepassingen. Productie van elektriciteit uit biomassa wordt als laagwaardige toepassing beschouwd ten opzichte van andere toepassingen, zoals voedsel en materialen.

⁴² Dit is exclusief potentiële baten voor het realiseren van negatieve emissies.

- Koolstofverwijdering is noodzakelijk om de temperatuurdoelstelling van het Klimaatakkoord van Parijs te halen en om de klimaatdoelen in Nederland te halen. BECCS is één van de potentiële technieken voor koolstofverwijdering en lijkt ten opzichte van andere technieken relatief makkelijk realiseerbaar. De Roadmap voor koolstofverwijdering van het ministerie van Klimaat en Groene Groei geeft echter aan dat ondersteuning van grootschalige BECCS vanuit de overheid niet voor de hand ligt. Dit omdat wordt gesteld dat laagwaardige toepassing van duurzame biomassa, zoals het opwekken van elektriciteit, zoveel mogelijk moet worden afgebouwd en omdat wordt betwijfeld of een biomassacentrale met CCS goed in het toekomstige energiesysteem past, omdat dit niet goed flexibel kan worden ingezet. De Roadmap maakt echter expliciet dat BECCS niet wordt verboden.
- De optimale inzet van BECCS voor koolstofverwijdering komt niet overeen met de optimale inzet voor het elektriciteitssysteem. Voor een optimale inzet voor koolstofverwijdering wordt BECCS zoveel mogelijk uren ingezet, terwijl voor een optimale inzet voor het elektriciteitssysteem BECCS alleen ingezet wordt op momenten met weinig wind en zon. Inzet van BECCS voor koolstofverwijdering kan leiden tot meer curtailment van windmolens en zonnepanelen. Economische afwegingen, en dan met name de vergoeding voor koolstofverwijdering, zal bepalen op welke wijze BECCS ingezet zal worden.

4 Beleidscontext CO₂-vrij regelbaar vermogen

Uit de kostenvergelijking van de verschillende technieken volgt dat voor elk van de technieken geldt dat het lastig is om een gunstige business case te realiseren. Voor 2030 zijn de verwachte inkomsten naar verwachting ontoereikend. Voor 2040 lijkt het met de aanvullende inkomsten uit systeemdiensten en optionalietswaarde net mogelijk om in 2040 een positieve businesscase te realiseren, als de doelstelling voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem (in 2035) gerealiseerd wordt. Daarnaast is het zeer onzeker of een positieve business case in 2040 ook voldoende is om investeringen van de grond te krijgen, vanwege een toenemende onzekerheid over het terugverdienen van inkomsten.

Dit sluit aan bij een bredere beleidsdiscussie die speelt rondom de businesscase en investeringszekerheid voor CO₂-vrij flexibel vermogen, zoals regelbare centrales en seizoensopslag. Uit eerder onderzoek van CE Delft en Witteveen+Bos naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 volgde dat er dan naar verwachting geen positieve businesscase is voor regelbare centrales en seizoensopslag (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). Dit geldt dus niet alleen voor de technieken die in dit onderzoek bekeken zijn.

Grofweg zijn er enkele grote knelpunten bij de businesscase en investeringszekerheid van regelbare centrales en seizoensopslag:

- **Teruglopend aantal draaiuren regelbare centrales.** Een steeds groter deel van de elektriciteitsvraag wordt ingevuld met hernieuwbare opwek, waardoor regelbare centrales steeds minder draaiuren maken. Daardoor moeten de investeringen ook in een stuk minder uren terugverdiend worden. Daarnaast leidt dit tot extra onzekerheid over de inkomsten. Dit geldt niet alleen voor CO₂-vrije regelbare centrales, maar ook voor bestaande gascentrales.
- **Transitie naar CO₂-vrije flexibiliteit.** De huidige regelbare centrales draaien op aardgas en steenkolen. Vanaf 2030 is elektriciteitsproductie met kolen bij de wet verboden, maar productie met gascentrales is dan nog wel toegestaan. TenneT verwacht in hun Monitor Leveringszekerheid dat, met het huidige beleid, er in 2035 nog steeds vrijwel alleen centrales op aardgas zijn (TenneT, 2025). Dit betekent dat het huidige beleid naar verwachting onvoldoende is om investeringen in CO₂-vrije regelbare centrales te realiseren.

- **Toenemende onzekerheid over inkomsten.** Investeerders in nieuwe regelbare centrales en seizoensopslag hebben enige mate van zekerheid nodig over het aantal draaiuren van de centrale en de verwachte elektriciteitsprijs tijdens die uren. Vóór de komst van zon en wind waren de inkomsten redelijk goed te voorspellen en de risico's te overzien. De huidige energietransitie leidt echter tot verschillende onzekerheden. Enkele voorbeelden hiervan zijn:
 - Met een toenemend aandeel hernieuwbare opwek neemt de onzekerheid van het aantal draaiuren toe, doordat de weeromstandigheden kunnen verschillen tussen jaren.
 - We zitten in een transitie waarbij zowel de productie als vraag naar elektriciteit fors zal toenemen, waarbij het exacte tempo van ontwikkelingen onzeker is en omstandigheden snel veranderen.
 - De behoefte aan flexibiliteit in de toekomst door een breder portfolio aan technieken ingevuld worden, zoals bijvoorbeeld ook batterijen, vraagsturing en seizoensopslag. De concurrentie met deze andere technieken zorgt ook voor onzekerheid van het aantal draaiuren
 - Zoals in een eerder punt genoemd, neemt het aantal draaiuren van regelbare centrales af, en moet de investering in minder uren terugverdiend worden. [Dit betekent dat extra onzekerheid over het aantal draaiuren ook zwaarder weegt dan in een situatie waarbij centrales veel draaiuren maken.

Uit de Monitor Leveringszekerheid volgt dat het vermogen van regelbare centrales afneemt richting 2035 en dat er ook nog vrijwel geen seizoensopslag gerealiseerd wordt, met het huidige beleid (TenneT, 2025). Daarnaast zullen de regelbare centrales naar verwachting met het huidige beleid nog fossiel zijn. Dit betekent dat het huidige beleid naar verwachting onvoldoende is voor voldoende CO₂-vrije flexibiliteit, terwijl de ambitie vanuit het Nationaal Plan Energiesysteem staat om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteits-systeem te realiseren (Rijksoverheid, 2023).

Er zijn verschillende beleidsopties om de benodigde investeringen van de grond te krijgen. Een mogelijke manier om toch investeringen in regelbare centrales en mogelijk ook in seizoensopslag van de grond te krijgen is een capaciteitsmechanisme (Publieke Zaken B.V. & Quo Mare, 2025).

Maar een capaciteitsmechanisme is nog onvoldoende om leveranciers ook de stap te laten maken naar CO₂-vrije flexibiliteit. Het Europese ETS (European Union Emissions Trading Scheme) biedt door CO₂-beprijzing wel een prikkel de CO₂-uitstoot van bestaande en nieuwe centrales te beperken. Het is echter de vraag of de prikkel voldoende is om tijdige investeringen in regelbare CO₂-vrije productiemiddelen te garanderen (CE Delft, 2022).

Er zijn verschillende beleidsmaatregelen mogelijk om deze investeringen wel te realiseren, zoals een leveranciersverplichting, normering met een einddatum voor fossiele productie (zoals met het verbod op kolen), sterkere beprijzing (bovenop het ETS), het uitzetten van tenders voor CO₂-vrije flexibiliteit of subsidies. De grootste zekerheid geeft een norm (verbod) voor de CO₂-inhoud van de geleverde elektriciteit. Deze kan voor alle elektriciteitsinstallaties gelden of specifiek regelbare centrales (CE Delft, 2022).

Literatuur

- Berenschot, & TNO. (2023). *Omvang en ombouw van regelbaar vermogen in 2035*.
- Brandl, P., Bui, M., Hallett, J., & Mac Dowell, N. (2021). Beyond 90% capture: Possible, but at what cost? *International Journal of Greenhouse Gas Control*(105).
- Brandl, P., Bui, M., Hallett, J., & Mac Dowell, N. (2022). A century of re-exploring co2 capture solvents. *International Journal of Greenhouse Gas Control*(120).
- CE Delft. (2022). *100% co2-vrije elektriciteit in 2025*.
- CE Delft. (2023). *Koolstofverwijdering voor klimaatbeleid: Analyse van behoefte, aanbod en beleid voor negatieve emissies in nederland*.
- CE Delft. (2024). *Energy sources and demand: Can eu27+3 be self-sufficient in its demand for co2-free energy sources and competing feedstocks in 2040?*
- CE Delft. (2025). *Convenant duurzaamheid biomassa - jaarrapportage over 2024*.
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 co2-vrij elektriciteitssysteem*.
- Ecorys. (2022). *The value of lost load for electricity in the netherlands*.
- ENTSO-E. (lopend). *Transparency platform: Dashboard*. ENTSO-E.
<https://transparency.entsoe.eu/>
- European Association for Storage of Energy. (2023). *Thermal energy storage*.
- Gasunie. (2025). *Waterstofnetwerk nederland*. Gasunie.
- General Electric. (2021). *Ammonia as a power generation fuel*.
- Groningen Seaports. (2022). *Toelatingsbeleid eemshaven*.
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme. (2024). *Baseline techno-economic assessment of small-scale carbon capture for industrial and power systems*.
- IPCC. (2023). *Climate change 2023. Ar6 synthesis report*.
- Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. (2024). *Voortgang duurzaamheidskader biograndstoffen*.
- Ministerie van KGG. (2025). *Routekaart koolstofverwijdering*.
- NEa. (2025a). *Deelnamecriteria eu ets*. Emissieautoriteit.nl.
- NEa. (2025b). *Emissiecijfers 2021-2024*.
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer nederland scenario's editie 2025*.
- Ohji, A., & Haraguchi, M. (2017). *Advances in steam turbines for modern power plants*. ScienceDirect
- PBL. (2024a). *Klimaat- en energieverkenning 2024*.
- PBL. (2024b). *The science of carbon debt*.
- PBL. (2024c). *Trajecten naar een klimaatneutrale nederlandse industrie met klimaatneutrale grondstoffen - achtergrondstudie binnen het project trajectverkenning klimaatneutraal 2050*.
- Publieke Zaken B.V., & Quo Mare. (2025). *Regel het regelbare*.
- RIFT. (2023). *Iron fuel technology whitepaper*.
- Rijksoverheid. (2023). *Nationaal plan energiesysteem*.
- Rijksoverheid. (2024). *Programma energiehoofdstructuur*.
- Roland Berger. (2024). *The potential of iron power technology in the energy transition*.
- Royal Haskoning DHV. (2023). *Notitie reikwijdte en detailniveau - beccus in de eemshavencentrale*.
- Royal Haskoning DHV. (2025). *Lokale seizoensopslag energie*.
- Royal HaskoningDHV. (2021). *Mer co2-afvang avr rozenburg*.

SER. (2020). *Biomassa in balans : Een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biogrondstoffen.*

SYSTEMIQ. (2024). *Catalysing the global opportunity for electrothermal energy storage.*

TenneT. (2025). *Monitor leveringszekerheid 2025.*

Witteveen+Bos, eRisk Group, HCSS, & Rethink Zero. (2022). *Scenariostudie kernenergie.*



A Aannames LCOE berekening

A.1 Overzichtstabel

Tabel 6 - Overzicht inputwaarden voor berekeningen LCOE.

Techniek	Toelichting	CAPEX (€/kWe)	FOM (% CAPEX/jaar)	VOM (€/MWh-e)	Levensduur (jaren)	Rentevoet (%)	Vollasturen	Efficiëntie (%)	Elektrisch uitgangs- vermogen (MWe)	Brandstof- kosten (€/MWh)
Ijzerpoeder (retrofit kolencentrale) - 2030	Als regelbare centrale met 3.000 vollasturen voor 2030	351	6,0%	647	20	5,8%	3.000	42%	1.560	270
Ijzerpoeder (retrofit kolencentrale) - 2040	Als regelbare centrale met 1.200 vollasturen voor 2030	351	6,0%	568	20	5,8%	1.200	42%	1.560	237
Waterstofcentrale CCGT - 2030	Als regelbare centrale met 3.000 vollasturen voor 2030	875	1,0%	395	20	5,8%	3.000	59%	1.560	231
Waterstof CCGT - 2040	Als regelbare centrale met 1.200 vollasturen voor 2040	875	1,0%	340	20	5,8%	1.200	59%	1.560	198
Waterstofcentrale OCGT - 2030	Als regelbare centrale met 3.000 vollasturen voor 2030	450	1,3%	554	20	5,8%	1.500	42%	1.560	231
Waterstof OCGT - 2040	Als regelbare centrale met 1.200 vollasturen voor 2040	450	1,3%	475	20	5,8%	1.200	42%	1.560	198

Techniek	Toelichting	CAPEX (€/kWe)	FOM (% CAPEX/jaar)	VOM (€/MWh-e)	Levensduur (jaren)	Rentevoet (%)	Vollasturen	Efficiëntie (%)	Elektrisch uitgangs- vermogen (MWe)	Brandstof- kosten (€/MWh)
Biomassa + CCS - 2030	Als regelbare centrale met 3.000 vollasturen voor 2030	2.872	6,0%	173	20	5,8%	3.000	32%	1.560	54
Biomassa + CCS - 2040	Als regelbare centrale met 1.200 vollasturen voor 2040	2.872	6,0%	173	20	5,8%	1.200	32%	1.560	54
Ammoniakcentrale (retrofit kolencentrale) - 2030	Als regelbare centrale met 3.000 vollasturen voor 2030	351	1,3%	630	20	5,8%	3.000	42%	1.560	263
Ammoniakcentrale (retrofit kolencentrale) - 2040	Als regelbare centrale met 1.200 vollasturen voor 2040	351	1,3%	552	20	5,8%	1.200	42%	1.560	230
Warmteopslag - 2030 laag	€ 117 per MWh geleverde warmte (SYSTEMIQ, 2024), efficiëntie 36%. Aanvullend kosten voor aanpassingen kolencentrale.									
Warmteopslag - 2030 hoog	€ 117 per MWh geleverde warmte (SYSTEMIQ, 2024), efficiëntie 48%. Aanvullend kosten voor aanpassingen kolencentrale.									



A.2 CAPEX

De CAPEX/investeringskosten zijn de kosten die voortkomen uit het aanschaffen van nieuwe installaties of aanpassingen aan de huidige centrale. Als de huidige kolencentrale (gedeeltelijk) wordt hergebruikt, rekenen we hier geen CAPEX-kosten voor en is dus de aanname dat de investeringskosten van deze assets volledig zijn afgeschreven. Hierna volgt een overzicht van welke kosten we hebben meegenomen per alternatief:

- **IJzerpoedercentrale:** Aanpassingen aan huidige kolencentrale. Zoals in Paragraaf 3.3.2 beschreven zijn er aanpassingen aan de huidige centrale nodig. Voor de berekeningen zijn we uitgegaan van 20% van de kosten van een nieuwe kolencentrale. We hebben deze kosten gerelateerd aan de investeringskosten van een nieuwe kolencentrale, aangezien er geen betrouwbare data is over de investeringskosten van een ijzerpoedercentrale.
- **Waterstofcentrale CCGT:** Volledige ontmanteling van huidige centrale en bouw nieuwe CCGT-gascentrale. We gaan ervan uit dat de opbrengsten van verkoop assets van de huidige centrale de ontmantelingskosten van de huidige kolencentrale opheffen. Hier rekenen we dus geen investeringskosten voor. De CAPEX-kosten voor een CCGT-centrale liggen bijna twee keer zo hoog als voor een OCGT-gascentrale.
- **Waterstofcentrale OCGT:** Volledige ontmanteling van huidige centrale en bouw nieuwe OCGT-gascentrale. We gaan ervan uit dat de opbrengsten van verkoop assets van de huidige centrale de ontmantelingskosten van de huidige kolencentrale opheffen. Hier rekenen we dus geen investeringskosten voor. De CAPEX-kosten voor een CCGT-gascentrale liggen bijna twee keer zo hoog als voor een OCGT-gascentrale.
- **Biomassa + CCS:** De kosten voor aanpassingen aan de huidige centrale schatten we even hoog in als voor de ijzerpoedercentrale, dus 20% van de kosten van een nieuwe kolencentrale. Daarnaast hebben we de investeringskosten voor een CCS-installatie ingeschat op basis van basisbedragen uit de SDE++ 2025, CCS Variant 5B. Dit is een nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallatie, bij een bestaande centrale met vloeibaar CO₂ transport.
- **Ammoniakcentrale:** De CAPEX-kosten van deze centrale stellen we gelijk aan de CAPEX-kosten voor de ijzerpoedercentrale. Het gaat hier om een retrofit van de kolencentrale en grotendeels behoudt van de huidige installaties.
- **Warmteopslag:** Aanpassingen aan huidige kolencentrale. Zoals in Paragraaf 3.4.2 beschreven zijn er aanpassingen aan de huidige centrale nodig. Voor de berekeningen zijn we uitgegaan van 20% van de kosten van een nieuwe kolencentrale. We hebben deze kosten gerelateerd aan de investeringskosten van een nieuwe kolencentrale.

A.3 OPEX

De operationele kosten (OPEX) zijn ingeschat op basis van een rapport waarin onder andere de OPEX-kosten van verschillende technieken zijn onderzocht (Witteveen+Bos et al., 2022). De OPEX-kosten bestaan uit twee onderdelen, fixed operations and maintenance (FOM) en variable operations and maintenance (VOM). Hierna volgt per onderdeel welke kentallen en getallen zijn gebruikt:

- **FOM:**
 - **6,0%:** ijzerpoedercentrale, biomassa + CCS. Uit het bovengenoemde onderzoek volgt dit gehanteerde percentage voor FOM-kosten. We schatten de ijzerpoedercentrale even hoog in, omdat dit een nieuwe techniek betreft en vermoedelijk hoge vaste operationele kosten vereist.
 - **1,3%:** OCGT en ammoniakcentrale. Dit percentage is in het onderzoek van Witteveen+Bos gehanteerd voor de OCGT-gascentrale. We schatten in dat de ammoniakcentrale gelijke FOM-kosten betreft.
 - **1,0%:** CCGT-centrale. Dit type centrale heeft de laagste FOM-kosten volgens het bovenstaande onderzoek.
- **VOM:** Voor de variabele operationele kosten (VOM) rekenen we uitsluitend de brandstofkosten. De brandstofkosten zijn naar verwachting het grootste gedeelte van de variabele kosten.
 - **Ijzerpoedercentrale:** de variabele operationele kosten bestaan uit de verwachte internationale waterstofprijs in 2030 (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024) en de reductiekosten van ijzeroxide naar ijzerpoeder met gebruik van waterstof (Roland Berger, 2024). Overige variabele kosten houden we voor iedere techniek gelijk.
 - **Waterstofcentrale CCGT:** de variabele operationele bestaan uit de verwachte internationale waterstofprijs in 2030 en 2040 (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). Overige variabele kosten houden we voor iedere techniek gelijk.
 - **Waterstofcentrale OCGT:** de variabele operationele bestaan uit de verwachte internationale waterstofprijs in 2030 en 2040 (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). Overige variabele kosten houden we voor iedere techniek gelijk.
 - **Biomassa + CCS:** de variabele operationele bestaan uit de verwachte biomassaprijs in 2030 en 2040 (Witteveen+Bos et al., 2022). Overige variabele kosten houden we voor iedere techniek gelijk.
 - **Ammoniakcentrale:** de variabele operationele bestaan uit de verwachte internationale waterstofprijs in 2030 en 2040 (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). en de kosten voor omzetting van waterstof naar ammoniak. Hiermee benaderen we de kostprijs van ammoniak, echter is dit wel een grove inschatting. Daarnaast kan ammoniak ook geïmporteerd worden. In dat geval is de techniek mogelijk goedkoper.
 - Overige variabele kosten houden we voor iedere techniek gelijk.

A.4 Levensduur

De levensduur van de technieken hangt af van verschillende factoren. Specifiek bij de Eemshavencentrale hangt het ook af van het hergebruik van bestaande assets. We gaan voor alle technieken uit van een gelijke levensduur van 20 jaar. Bij een kortere levensduur nemen de kapitaal kosten (CAPEX) toe, aangezien de centrale binnen een kortere tijd afbetaald moet worden.

Tekstkader 6 – Gevoeligheid levensduur installaties

Gevoeligheid levensduur installaties

In de analyses is voor alle technieken uitgegaan van een gelijke levensduur van 20 jaar. In de praktijk kan de levensduur van de onderzochte technieken echter afwijken hiervan. Met name waterstofcentrales en warmteopslag kunnen in potentie langer meegaan dan 20 jaar. Het effect hiervan op de LCOE is echter beperkt, en de conclusies en vergelijking tussen de technieken zullen hierdoor niet veranderen. Dit komt doordat de kapitaalkosten slechts een beperkt deel van de totale kosten zijn. Als een waterstofcentrale 40 jaar meegaat in plaats van 20 jaar, dan wordt de LCOE voor een CCGT-waterstofcentrale in 2030 € 414 per MWh in plaats van € 420 per MWh. Bij warmteopslag worden de kosten € 238-333 per MWh in 2030 in plaats van € 250-350 per MWh.

A.5 Rentevoet

De rentevoet (of WACC) bepaalt de kosten voor kapitaal van een techniek. Een rentevoet voor commerciële partijen hangt onder andere van hun risicoprofiel en varieert zo tussen de 6 en 12%. Voor SDE++-projecten wordt gerekend met 5,8%. Ter vereenvoudiging rekenen we voor alle technieken met een gelijke rentevoet, dus 5,8%.

A.6 Vollasturen

Het aantal vollasturen is bepaald aan de hand van de verwachte inzet van de techniek. In Paragraaf 2.3 is toegelicht dat een regelbare centrale in 2030 een verwacht aantal vollasturen heeft van 3.000 uur, en in 2040 van 1.200 vollasturen. Voor de kostenberekening gaan we uit van dit aantal vollasturen in 2030 en 2040.

A.7 Efficiëntie

De efficiëntie van de centrale bepaald hoeveel thermisch ingangsvermogen wordt omgezet in elektriciteit. Hier hanteren we drie verschillende efficiënties voor de technieken:

- **32%:** biomassa + CCS. Deze techniek vereist relatief veel energie voor het CCS-proces, waardoor de efficiëntie relatief laag uitvalt.
- **42%:** OCGT en ijzerpoedercentrale. De efficiëntie van de OCGT-gascentrale en de ijzerpoedercentrale zijn gelijk aan elkaar. We hebben de aanname gedaan dat een ijzerpoedercentrale een gelijke efficiëntie heeft als een kolencentrale, rond de 42%.
- **59%:** CCGT-gascentrale. De meeste Nederlandse gascentrales zijn van het type combined cycle gas turbine (CCGT of STEG in het Nederlands). Er wordt aardgas verbrand in een gasturbine, de hete uitlaatgassen worden vervolgens verder verhit om stoom op te wekken. Zowel de gasturbine als de stoomturbine wekken elektriciteit op, met een gezamenlijk rendement van 55-60% voor een moderne centrale. Voor de berekeningen hebben we een rendement van 59% aangenomen.