

MER Waal Energie  
 Bijlage 6.1 - Onderbouwing lageimpact CO2 en NOx  
 (23 pagina's)



Rev.	Datum	Status	Auteur	Goedgekeurd door
Locatie Centrale Gelderland Hollandiaweg 11 6541 BL Nijmegen			Referentienr.	



## Waal Energie

Reactie op advies Commissie m.e.r., zienswijze op ontwerp bestemmingsplan  
aangaande de NO<sub>x</sub> en CO<sub>2</sub> emissies voor een lagere impact.

2.0	03-04-2023	definitief	P. Verstappen	N. van Dijk (K. Baijens)
1.0	27-01-2023	eerste concept	P. Verstappen	N. van Dijk (K. Baijens)
<b>Rev.</b>	<b>Datum</b>	<b>Status</b>	<b>Auteur</b>	<b>Collegiale Toets</b>
<b>Locatie Centrale Gelderland</b> Hollandiaweg 11 6541 BL Nijmegen			<b>Projectcode</b>	Waal Energie
			<b>Documentnr.</b>	CGPPWEWNB-DB-ME-2.0

## INHOUDSOPGAVE

1	Beoogde activiteit .....	3
1.1	De rol van de energiecentrale bij de energie transitie .....	3
2	Rookgasreiniging van NO <sub>x</sub> .....	5
2.1	SCR (Selective Catalytic Reduction).....	5
2.1.1	Ontwerp van de SCR.....	6
3	Verantwoording van de emissie limieten NO <sub>x</sub> en NH <sub>3</sub> .....	7
3.1	Bij stabiele uitbating (10 mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> en 1,5 mg/Nm <sup>3</sup> NH <sub>3</sub> ) .....	7
3.2	Bij flexibele uitbating (10 mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> en 3 mg/Nm <sup>3</sup> NH <sub>3</sub> ) .....	8
4	Uitgangspunten NO <sub>x</sub> en NH <sub>3</sub> emissies .....	9
4.1	Koude start .....	9
4.2	Warme start .....	9
4.3	Hete start.....	9
4.4	Exploitatie regime .....	9
5	Alternatieven maatregelen .....	11
5.1	Primaire emissie reductie maatregelen .....	11
5.1.1	Water- of stoominjectie .....	11
5.2	Secundaire emissie reductie maatregelen .....	11
5.2.1	SNCR .....	11
5.2.2	SCR met Ammonia oxidatie katalysator (Zero slip <sup>tm</sup> ) .....	11
5.2.3	Multi- functie Katalysator METEOR <sup>tm</sup> .....	12
5.2.4	Multi- functie Katalysator EMX <sup>tm</sup> / SCONOX .....	12
5.2.5	Technieken toegepast in de landbouw (gaswasser).....	12
6	CO <sub>2</sub> emissie.....	13
7	CO <sub>2</sub> afvang .....	14
7.1	Impact op de milieueffecten van de energiecentrale .....	15
7.1.1	Impact op de prestaties.....	15
7.1.2	Technisch haalbaarheid van een STEG met CO <sub>2</sub> -afvang.....	16
7.2	Impact op de CO <sub>2</sub> uitstoot .....	17
7.2.1	Impact CO <sub>2</sub> afvang op andere milieueffecten .....	17
7.2.2	Technische haalbaarheid CO <sub>2</sub> afvang .....	18
7.2.2.1	Geschikte opslag locatie .....	18
7.2.2.2	CO <sub>2</sub> valorisatie .....	18
7.2.2.3	Bestaande faciliteiten voor transport .....	19
7.2.2.4	Geschiktheid van de energiecentrale om aangepast te worden voor CO <sub>2</sub> -afvang .....	19
7.2.2.5	Benodigde oppervlakte .....	19
7.2.3	Economische haalbaarheid .....	20
8	Leemten in kennis .....	22
9	Conclusie .....	23
9.1	NO <sub>x</sub> en NH <sub>3</sub> emissie.....	23
9.2	CO <sub>2</sub> emissie en afvang .....	23

## 1 Beoogde activiteit

Op het terrein van Centrale Gelderland een vergunde kolen en biomassa gestookte energiecentrale aanwezig die in 2015, vooruitlopend en ten behoeve van de beoogde ontwikkeling van het plangebied Waal Energie dat ziet op terrein van de containerterminal en Centrale Gelderland, uit bedrijf is genomen. Met de beoogde ontwikkeling van het plangebied Waal Energie wordt een belangrijke bijdrage geleverd aan onder andere de energietransitie. Bij de beoogde ontwikkeling dient rekening te worden gehouden met het gegeven dat het plangebied Waal Energie vanuit de rijksoverheid aangewezen is en blijft als locatie voor grootschalige energie opwekking zoals opgenomen in het Barro. De energiecentrale die hiervoor is voorzien betreft een gas gestookte energiecentrale van het type STEG eenheid (stoom en gasturbine). Hierbij dient gas te worden gelezen als aardgas, biogas, synthetisch gas of waterstofgas of een combinatie daarvan. De installatie zal vanaf het moment van de bouw als direct op hierop worden voorbereid en worden aangesloten op het Nederlandse hoofdtransport gasnetwerk (transportnet waterstof).

De energiecentrale kan een netto elektrisch vermogen van 500 MWe opwekken, wat overeenkomt met een thermisch vermogen van ca. 800 MWth.

Met de installatie van één van de eerste gasturbines van de “H” generatie met een rendement van 63%, zal de energiecentrale één van de beste wereldwijd zijn. Het rendement zal beter zijn dan alle bestaande energiecentrales. De energiecentrale wordt verwacht in de eerste periode frequent als basis last te werken. Zodra meer hernieuwbare energie wordt geïnstalleerd, zal het uitbatingsregime wijzigen en dalen de verwachte draaiuren.

### 1.1 De rol van de energiecentrale bij de energie transitie

De bestaande energiecentrales spelen al een kritische rol om de stabiliteit van het elektriciteitsnet te verzekeren met toenemende capaciteit van variabele hernieuwbare energie bronnen (zon, wind, etc.).

De laatste generatie van energiecentrales zal ook een belangrijke rol blijven spelen in de transitie naar lage en een tegen 2050 CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem.

Twee fases worden door ENGIE geïdentificeerd:

1. Back-up fase (2022 - 2050): de capaciteit van hernieuwbare energie zal de komende jaren blijven stijgen. De inzet van de ‘nieuwe’ energiecentrales zal geleidelijk afnemen. De energiecentrales zullen beschikbaar en nodig zijn als hernieuwbare bronnen niet voldoende energie produceren (weinig zon of wind).
2. Groene fase (> 2040): als biogas, waterstof of synthetisch gas (geproduceerd met waterstof en CO<sub>2</sub>) beschikbaar komen, dan zullen de energiecentrales deze gassen met een hoog rendement kunnen verbranden.

#### **Back-up fase (2022 - 2050)**

In deze fase zal de energiecentrale voornamelijk elektriciteit produceren om de bevoorradingszekerheid te verzekeren als hernieuwbare energiebronnen niet beschikbaar zijn. Met een toenemende productie van hernieuwbare energie zullen de draaiuren van de energiecentrale geleidelijk dalen en daarmee ook de totale CO<sub>2</sub> uitstoot en andere emissies.

De flexibiliteit van de energiecentrale (ramp-up / down & start / stop) maken deze eenheden de perfecte aanvulling voor hernieuwbare energiebronnen.

#### **Groene fase (> 2040 )**

Op langere termijn zal seizoensgebonden opslag van (hernieuwbaar) gas waarschijnlijk nodig zijn om de energie vraag te dekken in de winter (weinig zon en dagen zonder wind).

Het halen van de Europese doelstellingen ter reductie van de uitstoot van broeikasgassen is een prioriteit voor ENGIE dat zich geëngageerd heeft voor een “net zero tegen 2045” voor al haar activiteiten wereldwijd. Mogelijkheden die daar naar toe werken zijn de vergroening van het gas. ENGIE is al gestart met verschillende pilootprojecten om deze nieuwe technologieën concreet te maken: bijstook van waterstof op de ENGIE energiecentrale in Lelystad en bij Ineos in Antwerpen. Voor CO<sub>2</sub> afvang en gebruik is het Columbus project in Charleroi te benoemen.

Groene gasen kunnen biogas, waterstof of synthetisch gas (geproduceerd met waterstof en CO<sub>2</sub>) zijn. De energiecentrales kunnen biogas of synthetisch gas zonder aanpassing verbranden. Het verbrandingssysteem van de beoogde energiecentrale is vanaf aanvang geschikt voor het gebruik van waterstof.

Voor wat betreft waterstof is het project in Nijmegen goed gelegen, dichtbij de toekomstige waterstof “backbone” van waaruit de bestaande gasleiding naar de energiecentrale kan worden hergebruikt. Dit zou toelaten om het waterstofgas met aardgas te mengen om zo de CO<sub>2</sub>-emissies te verminderen tot het moment dat waterstof op grote schaal economisch beschikbaar komt.

De nieuwe energiecentrale (hierna: STEG) is, met zijn hoog rendement, een perfecte manier om dit groen gas te valoriseren en elektriciteit op te wekken (zoals een 'seizoensgebonden' batterij voor hernieuwbare elektriciteit). De kosten van de transitie worden ook beperkt door het gebruik van de bestaande gasnet infrastructuur. Verdere innovaties en technologische evoluties in de komende 25 jaar zullen bepalen hoe dit zal gebeuren en hoe competitief elke technologie zal zijn. Maar, verschillende oplossingen zullen er komen om STEG's in een CO<sub>2</sub>-vrij systeem te integreren op een kosten-efficiënte manier. Daarnaast heeft ENGIE, als voortrekker in de energietransitie, ook de ambitie om bijkomende innovatieve activiteiten op haar terrein te onderzoeken zoals de installatie van batterijen of een elektrolyse-installatie voor lokale productie van waterstof. De aanwezigheid van de haven op het terrein biedt hierbij bijkomende voordelen zoals de binnenscheepvaart te voorzien van waterstof.

De nieuwe STEG is 'best beschikbare technologie' als lage CO<sub>2</sub> stuurbare energiebron. De specifieke CO<sub>2</sub> uitstoot (320 g CO<sub>2</sub>/kWh) is de laagste van alle thermische technologieën. Dankzij hogere efficiëntie (63%) en lagere marginale kosten op de markten zal de STEG helpen om oudere en minder efficiënte energiecentrales uit de markt te duwen (oude gas-/kolen gestookte energiecentrales). Daardoor zal de positieve impact van de nieuwe STEG op de energietransitie onmiddellijk zijn.

Het werkingsregime van de STEG zal sterk afhangen van de evolutie van de elektriciteitsmarkt, kosten van fossiele brandstoffen en ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen. In het voorliggend stuk wordt de impact bepaald in een “worstcase” scenario van 8.700 draaiuren vollast per jaar, zijnde met maximaal aantal uren exclusief onderhoud, echter rekening houdend met de bijkomende absolute beperking op de jaarlijkse emissievrachten voor NO<sub>x</sub> (200 ton/jaar) en NH<sub>3</sub> (23 ton/jaar).

In onderstaande tabel is in functie van de energievraag een verwachting van de vollast draaiuren weergegeven:

Tabel: vollast draaiuren

Jaar	Vollast Draaiuren [uur/jaar]
2022-2040	3000-6000
>2040	1000-2000

De geraamde energieverbruiken in de geplande situatie bij volcontinue werking (waarbij rekening gehouden wordt met 8.700 vollast werkingsuren per jaar) is in onderstaande overzicht weergegeven. Vermits aangegeven verbruiken/productiecijfers geraamd zijn o.b.v. extrapolaties en leveranciersgegevens, zijn deze als indicatief te beschouwen, vnl. de grootteordes zijn relevant.

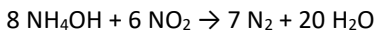
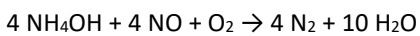
Tabel: energiebalans

	verbruik [MWh/jaar]	productie [MWh/jaar]
Aardgas	Ca 7.000.000	
Elektriciteit	Ca 9.200	Ca 4.400.000

## 2 Rookgasreiniging van NO<sub>x</sub>

Om de NO<sub>x</sub> emissies te beperken kunnen maatregelen van tweeërlei aard genomen worden. De eerste reeks maatregelen, of de primaire maatregelen, bestaan erin de vorming van NO<sub>x</sub> tijdens het verbrandingsproces zoveel mogelijk te vermijden. Voor de STEG zal dit gebeuren door middel van Dry Low NO<sub>x</sub> (DLN) branders. Indien deze primaire maatregel onvoldoende is om ten aanzien van de NO<sub>x</sub> emissies te kunnen voldoen aan de strengste normen die zijn vastgelegd in de Nederlandse wetgeving wordt een secundaire maatregel toegepast bij de nieuwe generatie energiecentrales. In hoofdstuk 3.1 wordt dit nader toegelicht.

Als secundaire maatregel om de NO<sub>x</sub> emissie eventueel verder te verlagen, wordt voor dit project voorzien in een SCR (Selective Catalytic Reduction) proces. Bij dit systeem worden de stikstofoxides, in aanwezigheid van een katalysator, door middel van ammoniakwater (typisch 24,5 %) gereduceerd tot stikstof en water volgens de volgende chemische reacties:

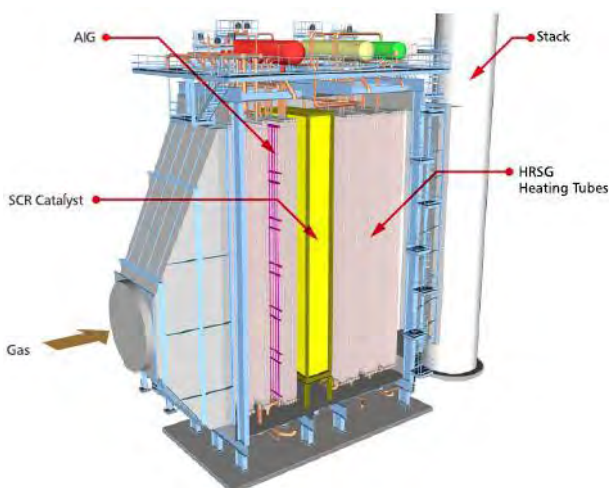


Deze reactie gaat spontaan door bij temperaturen tussen 950 en 1.100 °C. De aanwezigheid van een katalysator laat toe de reactietemperatuur te verlagen tussen 300 en 400 °C. De reactie tussen NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> is nooit perfect waardoor er altijd een residuele emissie van NH<sub>3</sub> is ("NH<sub>3</sub> slip").

### 2.1 SCR (Selective Catalytic Reduction)

Het SCR-systeem omvat o.a. volgende componenten:

- Ammonia opslagtank, kleppen en instrumentatie.
- Vrachtwagenlospomp voor ammonia, kleppen en instrumentatie.
- Ammonia doseersysteem en toebehoren.
- Ammonia Injectieooster ("AIG" – Ammonia Injection Grid) - in de recuperatieketel.
- SCR-katalysatormodules ("SCR catalyst") - in de recuperatieketel
- NH<sub>3</sub> slipdetectie.



Figuur: Typische configuratie van een SCR proces in de recuperatieketel na een STEG

### 2.1.1 Ontwerp van de SCR

ENGIE heeft uitgebreide discussies gevoerd met de mogelijke leveranciers voor energiecentrales, alsook met mogelijke leveranciers voor gasturbines, recuperatieketels en SCR-installaties om een “state of the art” installatie voor te stellen om de NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> emissies naar zo laag mogelijke waarden te reduceren.

Door het specifiek ontwerp van de katalysator wordt de drukval over de katalysator modules beperkt zodat er geen negatief effect op het rendement van de STEG is.

De voorgestelde jaargemiddelde luchtemissies zijn voor NO<sub>x</sub> 10 mg/Nm<sup>3</sup> en voor NH<sub>3</sub> 3 mg/Nm<sup>3</sup>. **(kernboodschap 1)** Hiermee wordt voldaan aan de ondergrens van BBT (Best Beschikbare Technieken) voor zowel NO<sub>x</sub> als NH<sub>3</sub>.

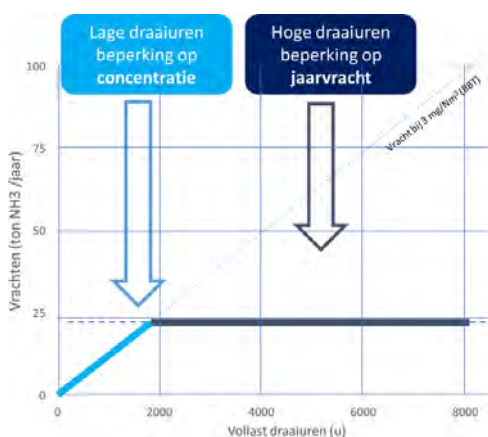
Bovendien engageert ENGIE zich ook op een maximum vracht voor NO<sub>x</sub> van 200 ton/jaar en voor NH<sub>3</sub> van 23 ton/jaar. **(kernboodschap 2)** Er moet immers onderscheid gemaakt worden tussen stabiele operatie en flexibele uitbating.

Bij deze maximum vrachten wordt rekening gehouden met de volgende realistische assumpties<sup>1</sup>:

- Het DeNO<sub>x</sub> systeem (Ammonia injectieooster en katalysator) wordt ontworpen om in stabiele condities<sup>2</sup> het NH<sub>3</sub> slip te beperken tot 1.5 mg/Nm<sup>3</sup>;
- De STEG zal niet altijd op vollast uitgebraat worden: op bepaalde momenten, afhankelijk van elektriciteitsvraag en aanbod van hernieuwbare energie, zal de energiecentrale op deellast werken of uitgeschakeld worden;
- Aantal “starts” en “stops” van de energiecentrale zal in de loop van de levensduur van de energiecentrale stijgen terwijl het aantal draaiuren zal afnemen. Tijdens elke start is er een bijkomende uitstoot van NO<sub>x</sub> (zie hoofdstuk 4). De SCR is immers pas operationeel bij het bereiken van zijn werkingstemperatuur (350°C). Tijdens het opstarten van de gasturbine wordt er bijgevolg geen NH<sub>3</sub> geïnjecteerd zolang deze temperatuur niet bereikt is, omdat dit NH<sub>3</sub> anders niet kan reageren met NO<sub>x</sub>.

Er zijn 2 beperkingen, zowel op concentratie als op vracht, om het volledige uitbatingsregime af te dekken over de levensduur van de energiecentrale:

1. Bij stabiele uitbating, tijdens jaren met veel draaiuren, zal de NH<sub>3</sub> slip op een lagere concentratie (tot 1,5 mg/Nm<sup>3</sup>) gehouden kunnen worden. Boven ongeveer 2.000 draaiuren per jaar wordt de NH<sub>3</sub>-uitstoot door de vrachtlimiet van 23 ton/jaar beperkt.
2. Bij een meer flexibele uitbating, wanneer het jaarlijks aantal draaiuren lager is maar met meer lastwisselingen, kan de NH<sub>3</sub> slip moeilijker beneden 3 mg/Nm<sup>3</sup> gehouden worden (zie uitgebreide uitleg hieronder). De beperking van de slip op 3 mg/Nm<sup>3</sup> wordt in dit geval bepalend en de vracht van 23 ton/jaar wordt niet overschreden ten gevolge van het lager aantal draaiuren.



Figuur : beperking concentratie en jaarvracht

<sup>1</sup> De combinatie van de voorgestelde maximumconcentratie voor NH<sub>3</sub> van 3 mg/Nm<sup>3</sup> met het maximum aantal draaiuren zou leiden tot een aanzienlijke overschatting van de NH<sub>3</sub> vracht

<sup>2</sup> werkingsuren na 2 uur uitbating en waarbij de lastvariatie (verschil tussen maximale en minimale last op uur basis) lager is dan 50 MW

## 3 Verantwoording van de emissie limieten NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub>

### 3.1 Bij stabiele uitbating (10 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> en 1,5 mg/Nm<sup>3</sup> NH<sub>3</sub>)

In het uitvoeringsbesluit EU 2017/1442 van 31/07/2017 tot vaststelling van BBT conclusies voor grote stookinstallaties gepubliceerd 17/08/2017 zijn volgende ranges opgenomen als jaargemiddelde:

- NO<sub>x</sub>: 10 – 30 mg/Nm<sup>3</sup>
- NH<sub>3</sub>: 3 -10 mg/Nm<sup>3</sup>

Het NH<sub>3</sub> slip van 1.5 mg/Nm<sup>3</sup> is dus aanzienlijk lager dan de onderste grens van de BBT range.

Bij de opmaak van de BBT voor grote stookinstallaties werd bovendien nog geen rekening gehouden met de nieuwste generatie gasturbines H(L)-klasse. De meeste referenties in het BREF LCP document<sup>3</sup> zijn dus gebaseerd op de oudere generatie gasturbines (F-klasse). Het BREF LCP document geeft voor deze installaties NO<sub>x</sub> concentraties weer variërend van 15 tot 35 mg/Nm<sup>3</sup> bij toepassing van primaire maatregelen (Dry low NO<sub>x</sub> branders) bij een rendement van ca 58%.

Met een rendement van 63% maakt de H(L)-klasse generatie een grote sprong met een rendementsstijging van meer dan 5%. Dit is enkel mogelijk door hogere temperaturen in de verbrandingskamer zoals ook bevestigd in §7.1.2.2 van het BREF LCP document ("*NO<sub>x</sub> emission levels depend on the type of gas turbine and may be affected when trying to increase energy efficiency, as this leads to higher firing temperatures in the gas turbine. With increasing temperature, NO<sub>x</sub> emission levels tend to increase, much faster than the efficiency of electricity generation.*").

Zoals ook aangegeven in het BREF document zijn de NO<sub>x</sub> emissies zeer gevoelig voor temperatuur. Een stijging van 50°C betekent een verdubbeling aan NO<sub>x</sub> emissies. Dit verklaart waarom de NO<sub>x</sub> emissies aan de uitlaat van deze laatste generatie gasturbines significant hoger zijn (tot 60 mg/Nm<sup>3</sup>) ten opzichte van de F-klasse generatie. Dit wordt ook expliciet vermeld in het BREF document ("*Therefore, technical developments to higher efficiencies may also imply higher NO<sub>x</sub> emission levels in mg/Nm<sup>3</sup>.*"). Secundaire maatregelen (SCR) zijn dus noodzakelijk om NO<sub>x</sub> emissies onder de norm (max 30 mg/Nm<sup>3</sup>) te brengen.

Het rendement van de SCR is voornamelijk bepaald door het type en volume katalysator, alsook door het ontwerp van het ammonia injectie rooster (sproeisysteem) om tot een optimale mengverhouding NO<sub>x</sub>/NH<sub>3</sub> te komen. Dit is immers een sleutelfactor voor de performante werking van de SCR en wordt mede bepaald door het ontwerp van het volledige rookgassysteem gas turbine - stoomketel - SCR. Een montagekwaliteit van de katalysator is ook kritisch om lekkage van de rookgassen rond de katalysator te vermijden.

De laagste garantie die de DeNO<sub>x</sub>-installatie leveranciers geven voor NH<sub>3</sub> slip is 1,5 mg/Nm<sup>3</sup> en dit bij een stabiele uitbating. Een dergelijk lage NH<sub>3</sub> slip (1,5 mg/Nm<sup>3</sup> of 2 ppm) is ook de absolute laagste emissie waarde die voor NH<sub>3</sub> slip aangetoond wordt in internationale referenties<sup>4</sup> (inclusief VS die een voortrekkersrol spelen in de reductie van luchtmissies) voor STEG energiecentrales met F-class en H-class gasturbines en wordt beschouwd als de laagst bereikbare emissiewaarde. De bepalende factor hierbij is, zoals vermeld, de ongelijke verdeling NO<sub>x</sub>/NH<sub>3</sub> over de SCR, die het onmogelijk maakt om tot een lagere NH<sub>3</sub> slip te komen.

Voor die redenen zal een mogelijke "relaxatie" van de NO<sub>x</sub> emissies (boven 10 mg/Nm<sup>3</sup>) niet leiden tot een verdere verlaging van de NH<sub>3</sub> emissies. NH<sub>3</sub> slip lager dan 1,5 mg/Nm<sup>3</sup> kan niet worden gegarandeerd en is niet industrieel beschikbaar voor dit type installatie (geen "proven technology"). De voorgestelde combinatie is dus een optimale balans tussen de NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> emissies.

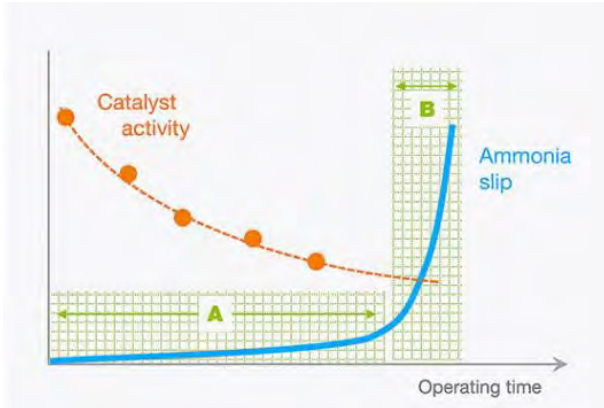
<sup>3</sup> Large Combustion Plants (LCP), juli 2017

<sup>4</sup> Zie volgende referenties:

- <https://www.environmental-experts.org/publications/advanced-class-gas-turbine-scr-and-co-catalyst-system-operating-challenges>
- <https://www.cormetech.com/gasoilapplications/> => de vermelding van een NO<sub>x</sub> reductie tot 95% is een theoretische waarde, gebaseerd op een ideale verdeling van de NH<sub>3</sub>/NO verhouding over de katalysator. Er zijn geen referenties met H-class type gasturbine (50 Hz) met dergelijk hoge NO<sub>x</sub> reductie gecombineerd met een NH<sub>3</sub> slip van 1,5 mg/Nm<sup>3</sup>



De katalysator zal met de loop van tijd degraderen. De bovenvermelde garantie is geldig tot 33.000 werkingsuren, wat overeenkomt met de slip aan het einde van periode "A" als aangeduid op onderstaande figuur. Dit zal van nabij opgevolgd worden om tijdig te anticiperen op de vervanging van de katalysator.



Figuur: katalysator activiteit en NH<sub>3</sub> slip in functie van de tijd<sup>5</sup>

### 3.2 Bij flexibele uitbating (10 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> en 3 mg/Nm<sup>3</sup> NH<sub>3</sub>)

De emissies van NO<sub>x</sub> en de NH<sub>3</sub> slip moeten als één geheel beschouwd worden. De combinatie van de gasturbine met een SCR vraagt een permanente regeling van de injectie van ammonia om beide NH<sub>3</sub> en NO<sub>x</sub> grenswaarden te respecteren. Dit is bijzonder complex bij uitbating op lage last of flexibele uitbating zoals ook in BREF LCP §3.1.15. weergegeven.

In de BREF LCP § 3.2.3.11 is vermeld dat homogeniteit van de "NH<sub>3</sub> to NO<sub>x</sub>" ratio zeer belangrijk is: "*In order to obtain a high NO<sub>x</sub> removal efficiency and to minimise the NH<sub>3</sub> slip, it is particularly important to achieve a homogeneous NH<sub>3</sub> to NO<sub>x</sub> ratio in the flue-gas.*" Bij uitbating op lagere last is de homogeniteit van de "NH<sub>3</sub> to NO<sub>x</sub>" ratio veel moeilijker te regelen en is de samenstelling van de rookgassen verschillend: er is meer NO<sub>2</sub> in de rookgassen t.o.v. NO. Dit maakt de regeling van de SCR ook complexer en leidt tot afwijkende emissies. Bovendien is er een vertraging tussen de aansturing van de SCR regeling en de reactietijd van het ammonia-injectiesysteem en katalysator (inertie van het systeem). Schommelingen van de emissies rond de stuurwaarde zijn te verwachten.

De STEG zal op termijn steeds meer flexibel ingezet worden, met veel starts en stops, alsook lastvariaties. Dit is een gevolg van de toename van de capaciteit van intermitterende hernieuwbare energie. Frequente en hoge lastschommelingen worden verwacht, variërend tussen minimum en maximaal vermogen met het oog op het waarborgen van de stabiliteit van het elektriciteitsnet.

Bij flexibele uitbating zal de SCR niet optimaal werken door een minder homogene verdeling van de rookgassen, andere samenstelling aan de uitlaat van de gasturbine (onder andere: hoeveelheid NO<sub>2</sub> in de rookgassen) alsook de lagere snelheden van de rookgassen. De wijzigende temperatuurgradiënten en debieten geven aanleiding tot een complexe regeling van de NH<sub>3</sub> injectie, met een risico op verhoogde NH<sub>3</sub> slip zoals hierboven reeds aangehaald en ook vermeld in BREF LCP.

Omwille van bovenstaande redenen wordt een NH<sub>3</sub> slip van 3 mg/Nm<sup>3</sup> gegarandeerd voor flexibele uitbating in combinatie met een NO<sub>x</sub> emissie van 10 mg/Nm<sup>3</sup>, wat nog overeenkomt met de laagste BBT drempel voor beide parameters.

<sup>5</sup> Bron: <https://www.laborelec.com/services/denox/scr-catalyst-testing/>

## 4 Uitgangspunten NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> emissies

Op basis van ervaringsgegevens op andere gasturbines worden de emissies geraamd bij opstart van de installaties. Er wordt hierbij uitgegaan van aannames inzake verloop van concentraties en debieten tijdens de volledige opstartfase, en dit zowel voor een koude, warme en zogenaamde hot start.

Bij opstart- en stillegfases is de belasting van de installatie dermate beperkt dat de rookgasdebieten aanzienlijk veel lager liggen dan bij werking op vollast. Deze verlaagde debieten compenseren ruimschoots de eventueel verhoogde concentraties, zodat de massa uitgestoten tijdens deze fases lager tot aanzienlijk lager liggen dan bij vollast.

### 4.1 Koude start

Nadat de installatie langere tijd uit dienst is gesteld (> 50u), en de installatie aanzienlijk is afgekoeld, wordt bij het heropstarten van de turbine gesproken van een koude start. De NO<sub>x</sub> emissies zijn in het begin op vlak van massa uitstoot laag omwille van de lage belasting, en zullen daarna systematisch toenemen, tot het ogenblik dat de DeNO<sub>x</sub> op temperatuur staat en kan de DeNO<sub>x</sub>-installatie ingeschakeld worden. Pas op dat ogenblik kunnen dan ook NH<sub>3</sub>-emissies optreden. Over de globale opstartperiode zijn de NH<sub>3</sub>-emissies dan ook verwaarloosbaar.

Tabel: raming gemiddelde emissies bij koude start

Gasturbine (STEG)	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	Debiet bij 15% O <sub>2</sub>	duur
	[kg/u]	[kg/u]	[Nm <sup>3</sup> /u]	[uren/opstart]
koude start (gemiddeld over de volledige start)	121	Verwaarloosbaar	2.776.100	6

### 4.2 Warme start

Wanneer de installaties slechts beperkte tijd stil hebben gelegen (< 50u) wordt bij heropstarten gesproken van een warme start (installaties nog maar beperkt afgekoeld). Bij warme start, die uiteraard veel korter is dan een koude start, zullen de emissies veel sneller het niveau van de emissies bij normale werking bereiken. Ook nu dient eerst een minimale temperatuur bereikt te zijn vooraleer de DeNO<sub>x</sub> effectief kan ingeschakeld worden.

Tabel: raming gemiddelde emissies bij warme start

Gasturbine (STEG)	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	Debiet bij 15% O <sub>2</sub>	Duur
	[kg/u]	[kg/u]	[Nm <sup>3</sup> /u]	[uren/opstart]
warme start (gemiddeld over de volledige start)	127	Verwaarloosbaar	2.930.000	2,3

### 4.3 Hete start

Na kortstondige stilstand (< 8u), waarbij er slechts zeer beperkte afkoeling is opgetreden, is er sprake van een hot start.

Gezien de hete starts slechts zeer kortstondig duren (± 40 minuten), de emissies bij conservatieve benadering gelijk gesteld kunnen worden aan deze bij een warme start (tijdens de laatste 40 minuten van een warme start wordt een NO<sub>x</sub> emissie geraamd van 91,3 kg, wat omgerekend op uur basis zowat 137 kg/u zou uitmaken, versus een emissie van 169 kg/u bij quasi vollast en gezien er bij de impactbeoordeling in de geplande situatie er uit gegaan wordt van een quasi volcontinue werking bij vollast, wordt het in het kader van deze aanvraag niet noodzakelijk geacht om hier meer in detail op in te gaan. De jaarvracht limiet voor NO<sub>x</sub> emissies van 200 ton/jaar wordt trouwens aangehouden voor de STEG, ongeacht het aantal starts. Voor de beoordeling van de hogere percentielimpact inzake NO<sub>2</sub> kan uitgegaan worden van de hoogste uurvracht van 169 kg/uur zoals deze kan optreden bij vollast, en een uurgemiddelde concentratie van 40 mg/Nm<sup>3</sup> bij 15% O<sub>2</sub>.

### 4.4 Exploitatie regime

Zoals in hoofdstuk 1 is beschreven, wordt verwacht dat het uitbatingsprofiel van de STEG in de loop van de levensduur van de energiecentrale zal wijzigen van een eerder stabiele uitbating in de beginperiode wanneer de energiecentrale verwacht wordt vrij veel te produceren, naar een meer flexibel regime, met minder draaiuren, in de latere jaren. Tijdens de eerste uitbatingsperiode wordt verwacht dat de energiecentrale, zeker in de koudere maanden, tijdens de weekdagen continu en bij hogere stabiele last zal draaien. In een latere periode zal het deel hernieuwbare energie

verder toenemen, waarbij een veel flexibelere uitbating met minder draaiuren verwacht wordt. Typisch hierbij kan verondersteld worden dat rond de middag door de elektriciteitsproductie door zonnecellen er een lagere inzet van de energiecentrale nodig zal zijn.

Onderstaande tabel geeft de NH<sub>3</sub> en NO<sub>x</sub> emissies in functie van de draaiuren, equivalente vollasturen, aantal starts op basis van het verwachte uitbatingsprofiel in de betreffende periode en het ontwerp van de DeNO<sub>x</sub> en bijbehorende emissies.

Tabel: NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> emissies en vrachten in functie van het aantal draaiuren, transiënten en starts

	starts	Totaal draaiuren	Totaal equivalent vollast uren	NH <sub>3</sub> vracht	NO <sub>x</sub> vracht
	[#]	[uren/jaar]	[uren/jaar]	[ton/jaar]	[ton/jaar]
Eerste periode	100	6.750	6.000	23	190
Tweede periode	175	4.400	4.000	15	170
Derde periode (> 2040)	250	2.300	2.000	9	150

Voor de bepaling van het “worstcase” laag impact variant en de beperking van de totale jaarvrachten waartoe het bedrijf zich engageert, is er t.o.v. de hierboven in kaart gebrachte emissie, een bijkomende marge toegevoegd aan de jaarvrachten: voor NH<sub>3</sub> is 23 ton en voor NO<sub>x</sub> 200 ton opgenomen.

Hiermee wordt in elk geval voldaan aan de onderste BBT waarden. Inzake NH<sub>3</sub> wordt zelfs een relevant lagere waarde gerealiseerd dan de onderste BBT Gen waarde.

Bij de berekening en de opvolging van de totale vracht zal ter controle van het engagement van de exploitant ten aanzien van de maximale emissie ook rekening gehouden worden met de emissies die optreden bij start/stop momenten van de machine. Tijdens de opstartfase is de DeNO<sub>x</sub> buiten dienst tot de werkingstemperatuur van de katalysator wordt bereikt. Dit leidt tot tijdelijke hogere NO<sub>x</sub>-vrachten. Voor NH<sub>3</sub> slip is dit anders, er wordt immers pas ammoniak geïnjecteerd zodra de werkingstemperatuur van de katalysator is bereikt. Bij de opstart periodes is er dus geen NH<sub>3</sub> slip daar er nog geen NH<sub>3</sub> wordt geïnjecteerd. In de gegarandeerde vrachten van maximaal 200 ton NO<sub>x</sub> en 23 ton NH<sub>3</sub> per jaar zitten de opstartperiodes ook effectief mee inbegrepen, en dit ongeacht het aantal startoperaties. Het wordt dan ook niet noodzakelijk geacht scenario's met een verschillend aantal startoperaties in detail te beoordelen.

De gepresenteerde NO<sub>x</sub> emissies zijn zo ingeschat dat hierbij rekening is gehouden met het feit dat de katalysator zal degraderen en vervangen dienen te worden. De berekening voor zowel NO<sub>x</sub> als NH<sub>3</sub>, is uitgevoerd rekening houdend met deze degradatie en is bijgevolg voor de eerste uitbatingsjaren een overschatting. Er wordt dus niet geopteerd voor het beoordelen van de (lagere) gemiddelde emissies over de verwachte levensduur van de katalysator gezien de luchtkwaliteitsgrenswaarden die als toetsingswaarden gebruikt worden betrekking hebben op gegevens per (kalender)jaar.

Met het doel om geen vroegtijdige overschrijding van de jaarvrachten te hebben, met als gevolg een energiecentrale “onbeschikbaar” is, zal er een proactieve opvolging van deze vrachten plaatsvinden. Zowel de emissies als de gecumuleerde jaarvrachten worden opgevolgd en bij afwijkingen kan worden ingegrepen op het uitbatingsregime. Indien noodzakelijk kan een onderhoudsinterventie worden gepland. Eventuele lekkages over de katalysator of andere fouten kunnen worden hersteld. Wanneer de activiteit van de katalysator onvoldoende is, kan deze eventueel vroegtijdig worden vervangen.

## 5 Alternatieven maatregelen

Om de emissies van NO<sub>x</sub> zoveel mogelijk te beperken kunnen maatregelen van tweeërlei aard genomen worden. De eerste reeks maatregelen, of de primaire maatregelen, bestaan erin de vorming van NO<sub>x</sub> tijdens het verbrandingsproces zoveel mogelijk te beperken.

Om de NO<sub>x</sub> emissies verder te verlagen, wordt beroep gedaan op secundaire maatregelen, deze grijpen in op de aanwezige NO<sub>x</sub> in de rookgassen.

### 5.1 Primaire emissie reductie maatregelen

#### 5.1.1 Water- of stoominjectie

Een alternatief voor de DLN ("Dry low NO<sub>x</sub>") branders is gebruik te maken van water- of stoominjectie in het brander systeem, ook wel WLE ("Wet Low Emission") branders genoemd. Hierdoor wordt de vlamtemperatuur verlaagd met lagere NO<sub>x</sub> productie tot gevolg. Het is een technologie die bij de eerste generaties van gasturbines wijd toegepast werd, maar ze is niet zo effectief als DLN-branders. WLE kan ook niet worden gebruikt in combinatie met DLN omdat dit leidt tot onstabiele verbranding en verhoging van de CO emissies. Bovendien verbruiken WLE-branders grote hoeveelheden gedemineraliseerd water (voor een NO<sub>x</sub> reductie van 80% is de massastroom water even hoog als de vereiste hoeveelheid gas).

Door de beperkte NO<sub>x</sub> reductie en het hoge waterverbruik is de optie van water- of stoominjectie, WLE, een minderwaardig alternatief.

**DLN is de BBT om de primaire NO<sub>x</sub> emissie te beperken.**

### 5.2 Secundaire emissie reductie maatregelen

#### 5.2.1 SNCR

SNCR (Selective Non catalytic Reduction) is een naverbrandingstechnologie voor NO<sub>x</sub>-controle op basis van de reactie van ureum [CO(NH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>] of ammonia, dat wordt geïnjecteerd in de uitlaatgassen waarbij NH<sub>3</sub> reageert met NO<sub>x</sub> tot stikstof en water. Er is geen katalysator nodig. Deze technologie wordt typisch ingezet in kleinere verbrandingsketels en wervelbedketels (CFB of Circulating Fluidized Bed boilers), als NO<sub>x</sub> reductie maatregel. Typische NO<sub>x</sub> reductie voor een SNCR is 30 - 50%, en de NH<sub>3</sub> slip is hoog, tussen 4 en 10 mg/Nm<sup>3</sup>. Een belangrijke belemmering bij het implementeren van een SNCR is het feit dat het temperatuurvenster voor de chemische reactie 950 tot 1.100 °C is. De residentietijd van ureum/NH<sub>3</sub> moet typisch 2 seconden zijn, wat helemaal niet het geval is in energiecentrales waar de rookgasdebieten en snelheden bij die temperaturen in de turbine bijzonder hoog zijn (temperaturen in de recuperatieketel zijn lager). De werking van een SNCR bij lagere temperaturen resulteert in bijkomend ammoniakslip. Bij te hoge temperaturen wordt NH<sub>3</sub> bovendien omgezet tot bijkomende NO<sub>x</sub>.

Gezien de lage NO<sub>x</sub> reductie en de hogere NH<sub>3</sub> slip in vergelijking met een SCR wordt SNCR niet toegepast in STEG-eenheden.

#### 5.2.2 SCR met Ammonia oxidatie katalysator (Zero slip™)

SCR met Ammonia Oxidatie Katalysator (Zero slip™) is een verfijning van de "standaard" SCR, ontwikkeld door Cormetech en Mitsubishi Power Systems om de NH<sub>3</sub> slip verder te verlagen in vergelijking met traditionele SCR-systemen. De Zero slip™-technologie bestaat uit een tweede katalysator-bed (oxidatieve laag) die geïnstalleerd wordt na de SCR-katalysator voor oxidatie van CO en vluchtige organische stoffen (VOS), waarbij ook NH<sub>3</sub> oxideert tot NO<sub>x</sub>. Dit resulteert in NO<sub>x</sub> emissies die vergelijkbaar zijn met standaard SCR-systemen.

Tot op heden is de Zero slip™-katalysatortechnologie niet toegepast op grote STEG-eenheden. Ondanks dat de technologie reeds ontwikkeld werd in 2003, is de werking enkel gedemonstreerd op een 7,5 MW gasturbine. Bovendien wordt deze technologie niet meer aangeboden in de markt.

Aangezien de technologie geen referenties heeft op grotere installaties, wordt deze beschouwd als experimenteel en bijgevolg niet weerhouden als redelijke alternatief.

### 5.2.3 Multi-functie Katalysator METEOR™

METEOR™ is een Multi-functie katalysator die oorspronkelijk is ontwikkeld en gepatenteerd door Siemens Energy en geoptimaliseerd door Cormetech. De focus van Cormetech Meteor is CO/VOS controle door middel van een gespecialiseerde katalysator en laag drukverlies. De Meteor™ M1 controleert bovendien ook NO<sub>x</sub> via de injectie van ammoniak, vergelijkbaar met standaard SCR-systemen. Het vermogen van de METEOR™ katalysator om NO<sub>x</sub> emissies te verminderen is vergelijkbaar met die van de meer traditionele SCR-ontwerpen. De gegarandeerde NH<sub>3</sub> slip voor dit type katalysator is typisch tussen 1,5 en 8 mg/Nm<sup>3</sup>.

De METEOR™ werd voor de eerste maal geïnstalleerd op een 320 MW Siemens / Westinghouse 501G gasturbine (F-class technologie) in november 2015.

Aangezien er slechts beperkte commerciële operationele ervaring is met de METEOR™-katalysator, en de verwachte NO<sub>x</sub> / NH<sub>3</sub> emissiewaarden niet lager zijn dan die van conventionele SCR-ontwerpen, wordt de METEOR™-technologie optie niet beschouwd als een beter alternatief.

### 5.2.4 Multi-functie Katalysator EMX™/ SCONOX

EMX™/SCONOX NO<sub>x</sub> Absorber Technologie is een controletechnologie voor meerdere verontreinigingen. Deze technologie maakt gebruik van een gecoate oxidatiekatalysator om zowel NO<sub>x</sub> als CO te verwijderen zonder injectie van een reagens, zoals ammoniak. Het SCONOX-systeem bestaat uit een op platinum gebaseerde katalysator die is gecoat met kaliumcarbonaat [K<sub>2</sub> (CO<sub>3</sub>)] om NO<sub>x</sub> (naar kaliumnitraat [K (NO<sub>3</sub>)] en CO (naar CO<sub>2</sub>) te oxideren. Waterstof wordt gebruikt als basis voor het katalysator regeneratieproces waarbij K (NO<sub>3</sub>) terug wordt omgezet naar K<sub>2</sub> (CO<sub>3</sub>) katalysator waarbij N<sub>2</sub> en water vrijkomt. De katalysator is geïnstalleerd in het rookgas kanaal met een temperatuurbereik tussen 150 °C tot 375 °C.

De NO<sub>x</sub> reductie-efficiëntie voor een SCONOX-systeem is 70-80%.

De EMX™/SCONOX-katalysatorsysteem is in het verleden op verschillende kleinere gasturbine installaties (32 MW LM2500 gasturbine STEG en een 5 MW gasturbine) geïnstalleerd, maar er zijn verschillende technische uitdagingen bij het toepassen van deze technologie op grotere energiecentrales. Tot op heden is deze technologie niet toegepast op een STEG met een vermogen van meer dan 32 MW.

Bijgevolg kan geconcludeerd worden dat dit type van katalysator geen redelijk alternatief is voor het beheersen van de NO<sub>x</sub> emissies van de beoogde energiecentrale.

### 5.2.5 Technieken toegepast in de landbouw (gaswasser)

Technieken die gebruikt worden om VOS, maar ook NH<sub>3</sub> uit de lucht uit stallen te zuiveren gaan uit van relatief lage volumes lucht bij omgevingstemperatuur. Het rookgasdebiet uit een STEG energiecentrale met een vermogen van 500 MW (ca. 1.050 kg/s) is meer dan 10 keer hoger dan de ventilatie van stallen. De rookgassen hebben ook een andere samenstelling, en hebben een schouwtemperatuur van ongeveer 75 °C.

De technieken uit de landbouw halen geen NO<sub>x</sub> uit de rookgassen en een SCR DeNO<sub>x</sub> systeem is dus steeds vereist na een STEG zodat de uitlaatemissie conform de emissienorm is. Een gaswasser ("scrubber") systeem na een STEG zou eventueel dus enkel kunnen helpen om de NH<sub>3</sub> emissie, na de DeNO<sub>x</sub>, nog verder te verminderen.

Een gaswasser betekent recirculatie van grote volumes water (al dan niet aangezuurd), waarvoor een aanzienlijke hoeveelheid energie nodig is, en een bijkomende waterzuiveringsinstallatie om de afgevangen stikstof uit de rookgassen te behandelen. Een gaswasser zal leiden tot extra drukverlies. Een bijkomende gas-gas verwarmers is nodig om een pluim aan de schoorsteen te vermijden, wat op zich alweer meer druk- en bijkomend rendementsverlies betekent. Dergelijke gaswassers zullen dus het rendement van de STEG verlagen en zullen bijgevolg leiden tot hogere specifieke CO<sub>2</sub> emissies.

Omwille van die verschillende redenen zijn gaswassers niet beschreven als BBT technieken voor STEG energiecentrales. Bovendien zijn er geen gekende commerciële referenties van gaswasser-systemen in combinatie met STEG eenheden.

Een gaswasser wordt bijgevolg niet als een redelijk alternatief aanzien.

## 6 CO<sub>2</sub> emissie

In een studie uitgevoerd door Fichtner voor ELIA en CREG werden de volgende technologieën geïdentificeerd als “beste” referentie technologieën: <sup>6,7</sup>

- OCGT: gasturbine in open cyclus
- CCGT/STEG's
- Gasmotoren

Een open cyclus gasturbine is gebaseerd op dezelfde gasturbines als de STEG's, maar zonder recuperatieketel en stoomturbine. De efficiëntie is dus veel lager. Dit type open cyclus gasturbines wordt typisch ingezet als piekeenheid.

F-klasse gasturbines is de generatie van turbines toegepast bij de meeste recente STEG's in Nederland (jaren 2000). De meer performante H-klasse gasturbines zijn nu beschikbaar op de markt voor nieuwe eenheden. Bij de gasmotoren wordt brandstof in de cilinder verbrand. Door de warmte die hierbij vrijkomt zal het verbrandingsgas worden verhit waardoor de druk stijgt. Deze druk resulteert in een totaalcracht die de zuiger naar beneden drukt waardoor er arbeid geleverd wordt.

Een ander alternatief is een gasketel (Rankine cyclus). Gas wordt verbrand in een gewone ketel om stoom te produceren. De stoom wordt dan ontspannen in een stoomturbine. Moderne ketels gebruiken superkritische stoom (> 220 bar) en herverhitting om een efficiëntie tot 48% te bereiken <sup>8</sup>.

De verschillende resterende alternatieven in het huidige beleidskader van CRM worden in de volgende tabel weergegeven:

Tabel: vergelijking van de uitvoeringsalternatieven voor elektriciteitsproductie

	Netto- efficiëntie	CO <sub>2</sub> emissie	% meer CO <sub>2</sub> dan H-klasse	Ref bronvermelding
	[%]	[g CO <sub>2</sub> /kWh]		
Gasketel (Rankine)	48	420,8	31%	BAT §7.1.1
Gasmotoren	49	412,2	29%	Fichtner studie
OCGT F-klasse	38	531,5	66%	ENGIE (bestaande eenheden)
OCGT H-klasse	42	480,9	50%	<a href="https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gasturbines/sgt5-9000hl.html">https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gasturbines/sgt5-9000hl.html</a>
CCGT-F-klasse	56	360,6	13%	ENGIE (bestaande eenheden)
CCGT H-klasse	63	320,6	0%	<a href="https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gasturbines/sgt5-9000hl.html">https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gasturbines/sgt5-9000hl.html</a>

Op basis van deze vergelijking kunnen we besluiten dat de H-klasse STEG, met een CO<sub>2</sub> uitstoot van 320,6 g per kWh elektrisch tussen de 13 % en 66 % minder CO<sub>2</sub> uitstoot en daarmee als de meeste efficiënte laag CO<sub>2</sub> technologie kan worden beschouwd om energie op te wekken en is dus vanwege het hoog energetisch rendement het enige redelijke alternatief.

<sup>6</sup> [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505\\_fichtner-report-cost-of-capacity-crm\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf)

<sup>7</sup> Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030, Elia (2019)"

<sup>8</sup> Best Available Techniques (BAT) for Large Combustion Plants (2017).

## 7 CO<sub>2</sub> afvang

In het algemeen komen drie technologieën in aanmerking voor de afvang van koolstofdioxide die door een elektriciteitscentrale wordt uitgestoten:

- Verbranding in een zuivere zuurstofatmosfeer waardoor een eenvoudig verbrandingsgas (CO<sub>2</sub> en water) ontstaat waardoor CO<sub>2</sub> kan worden gescheiden door condensatie van water.
- Afvang “pre-combustion” waarbij de brandstof eerst wordt omgezet in een synthesegas voornamelijk bestaande uit waterstofgas en koolmonoxidegas. Het CO-gas wordt, voordat het synthese gas naar de gasturbine wordt gestuurd, afgescheiden, omgezet in CO<sub>2</sub> en opgevangen. Het overblijvende waterstofgas wordt in de gasturbine verbrand als koolstofvrije brandstof, dus zonder CO<sub>2</sub> emissie.
- Afvang “post-combustion” waar de brandstof conventioneel wordt verbrand in de elektriciteitscyclus en waar CO<sub>2</sub>, na de verbranding, wordt afgescheiden van de rookgassen door absorptie door oplosmiddelen (meestal amines).

Deze laatste technologie wordt momenteel beschouwd als de best geschikte voor de afvang van CO<sub>2</sub> bij een elektriciteitscentrale, omdat deze technologie het voordeel biedt dat de afvanginstallatie achteraf kan geplaatst worden zonder dat het basisontwerp van de energiecentrale fundamenteel moet aangepast worden (hoewel nog steeds aanpassingen nodig zijn bij het opzetten van de CO<sub>2</sub>-afvangsystemen). Bovendien wordt “post-combustion” afvang reeds toegepast op kleinere schaal in de voedingsindustrie (mousserende dranken).

Voor het specifieke geval van STEG-centrales zijn de huidige ontwikkelingen inzake CO<sub>2</sub>-afvang gericht op de combinatie van afvang met uitlaatgasrecirculatie bij de gasturbine (“exhaust gas recirculation” of EGR). Een belangrijke uitdaging voor de CO<sub>2</sub>-afvang na verbranding in STEG-centrales volgt namelijk uit de grote hoeveelheid rookgassen met een lage CO<sub>2</sub>-concentratie (ongeveer 3-4% vol.) welke inherent zijn aan gasturbine technologie. Vanwege deze lage concentratie is het moeilijker en duurder om de CO<sub>2</sub> te capteren in vergelijking met, bijvoorbeeld, een steenkool gestookte energiecentrale waar de rookgasvolumes laag zijn met een hogere CO<sub>2</sub> concentratie (ongeveer 12-15% vol.).

Er zijn op dit moment nog geen commerciële CO<sub>2</sub>-afvang installatie in dienst op grote schaal op STEG wereldwijd.

Tabel: Referenties CO<sub>2</sub> afvang installaties wereldwijd<sup>9</sup>

Table 1.1 Large-scale commercial CCUS projects in operation in 2020

Country	Project	Operation date	Source of CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> capture capacity (Mt/year)	Primary storage type
United States (US)	Terrell natural gas plants (formerly Val Verde)	1972	Natural gas processing	0.5	EOR
US	Enid fertiliser	1982	Fertiliser production	0.7	EOR
US	Shute Creek gas processing facility	1986	Natural gas processing	7.0	EOR
Norway	Sleipner CO <sub>2</sub> storage project	1996	Natural gas processing	1.0	Dedicated
US/Canada	Great Plains Synfuels (Weyburn/Midale)	2000	Synthetic natural gas	3.0	EOR

<sup>9</sup> EIA – Special report on Carbon Capture Utilisation en Storage (2020)

Tabel: Referenties CO<sub>2</sub> afvang installaties wereldwijd (vervolg)

Country	Project	Operation date	Source of CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> capture capacity (Mt/year)	Primary storage type
Norway	Snohvit CO <sub>2</sub> storage project	2008	Natural gas processing	0.7	Dedicated
US	Century plant	2010	Natural gas processing	8.4	EOR
US	Air Products steam methane reformer	2013	Hydrogen production	1.0	EOR
US	Lost Cabin Gas Plant	2013	Natural gas processing	0.9	EOR
US	Coffeyville Gasification	2013	Fertiliser production	1.0	EOR
Brazil	Petrobras Santos Basin pre-salt oilfield CCS	2013	Natural gas processing	3.0	EOR
Canada	Boundary Dam CCS	2014	Power generation (coal)	1.0	EOR
Saudi Arabia	Uthmaniyah CO <sub>2</sub> -EOR demonstration	2015	Natural gas processing	0.8	EOR
Canada	Quest	2015	Hydrogen production	1.0	Dedicated
United Arab Emirates	Abu Dhabi CCS	2016	Iron and steel production	0.8	EOR
US	Petra Nova	2017	Power generation (coal)	1.4	EOR
US	Illinois Industrial	2017	Ethanol production	1.0	Dedicated
China	Jilin oilfield CO <sub>2</sub> -EOR	2018	Natural gas processing	0.6	EOR
Australië	Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	Natural gas processing	3.4-4.0	Dedicated
Canada	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO <sub>2</sub> stream	2020	Fertiliser production	0.3-0.6	EOR
Canada	ACTL with North West Sturgeon Refinery CO <sub>2</sub> stream	2020	Hydrogen production	1.2-1.4	EOR

Voor elektriciteitsproductie bestaan er twee CO<sub>2</sub>-afvang installaties op steenkool gestookte energiecentrales: “Boundary Dam CCS” in Canada (2014) en “Petra Nova” in de Verenigde Staten (2017). De opgevangen CO<sub>2</sub> wordt benut om “Enhanced Oil Recovery” (EOR) uit te voeren in olievelden.

Bij het EGR-proces wordt een fractie van de rookgassen gerecirculeerd naar de inlaat van de compressor van de gasturbine waar het een deel van de lucht die naar de gasturbine wordt gevoerd, vervangt. Daardoor neemt de CO<sub>2</sub>-concentratie in de rookgassen, die uiteindelijk naar het afvangsysteem worden gestuurd, toe en neemt de volumestroom af. Het EGR-proces is echter technisch nog onvoldoende ontwikkeld om te implementeren in het ontwerp van de energiecentrale en dus geen redelijk alternatief. Verbranding in een zuivere zuurstofatmosfeer is evenmin een voldoende ontwikkeld procedé om op deze schaal toe te passen.

Wat volgt in deze uiteenzetting is gebaseerd op de mogelijkheid om een CO<sub>2</sub>-afvang installatie te installeren op basis van ‘post-combustion’ technologie.

## 7.1 Impact op de milieueffecten van de energiecentrale

### 7.1.1 Impact op de prestaties

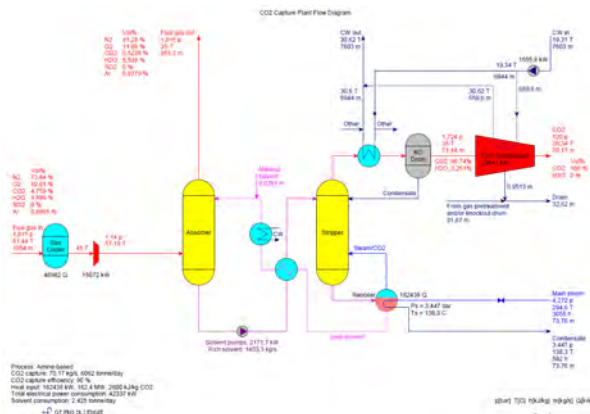
De CO<sub>2</sub>-afvang installatie grijpt in op de normale thermodynamische processen van de STEG en heeft zelf een grote energiebehoefte, met een vermindering in het netto vermogen en het elektrische rendement van de energiecentrale tot gevolg. Voor deze energiecentrale wordt verwacht dat het netto vermogen van de energiecentrale met ongeveer 50MW zou verminderen en dat het rendement zou terugvallen van ongeveer 63% tot slechts 56% (-7%pt). Door deze vermindering in rendement zal voor eenzelfde hoeveelheid elektriciteit (MWh) de benodigde hoeveelheid brandstof hoger (+12%) liggen in de energiecentrale met CO<sub>2</sub>-afvang, dan in de energiecentrale zonder CO<sub>2</sub>-afvang.



### 7.1.2 Technisch haalbaarheid van een STEG met CO<sub>2</sub>-afvang

De verwachte prestaties zonder en met CO<sub>2</sub>-afvang zijn berekend d.m.v. de Thermoflow software voor een vergelijkbare energiecentrale in Vilvoorde . De volgende hypothesen werden daarbij gebruikt:

- Gelijkaardige installatie (H-klasse turbine) met netto vermogen van 859MW (bruto 875 MW) zonder CO<sub>2</sub>-afvang
- De installatie is gesimuleerd op basis van de lokale condities en op vollast;
- Post-combustion CO<sub>2</sub> afvangproces, met amines;
- 90% CO<sub>2</sub> afvang rendement, op het totale rookgasdebit;
- Thermische energie voor de regeneratie = 2.6 GJ/ton CO<sub>2</sub>
- CO<sub>2</sub> transport druk > 110 barg (120 barg uitgang compressor)
- Flow Diagram voor een typische CO<sub>2</sub> afvang installatie:



Figuur: voorbeeld flowdiagram voor een CO<sub>2</sub> afvang installatie bij energiecentrale Vilvoorde

In onderstaande tabel wordt een vergelijking gemaakt tussen een STEG-centrale met en zonder CO<sub>2</sub> afvang in referentie project van energiecentrale Volvoorde

Tabel: vergelijking tussen STEG met en zonder CO<sub>2</sub> afvang

	eenheid	Vollast, zonder CO <sub>2</sub> afvang	Vollast, met CO <sub>2</sub> afvang
Luchtdruk	bara	1.015	1.015
Omgevingstemperatuur	°C	11	11
Relatieve luchtvochtigheid	%	74%	74%
Bruto vermogen gasturbine	MW	587,2	587,2
Bruto vermogen stoomturbine	MW	287,7	235,6
Bruto vermogen van de energiecentrale	MW	874,9	822,8
Bruto rendement van de energiecentrale	%	63,6%	59,8%
Netto vermogen van de energiecentrale	MW	858,8	765,3
Netto rendement van de energiecentrale	%	62,4%	55,6%
CO <sub>2</sub> productie	tonCO <sub>2</sub> /h	278,9	278,9
CO <sub>2</sub> afgevangen	tonCO <sub>2</sub> /h	0	252,6

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de vereisten van CO<sub>2</sub> afvang.

Tabel: vereisten van CO<sub>2</sub> afvang

STOOM NODIG VOOR DE "REBOILER"		
Nodige stoomdebit	73,76	kg/s
Lage druk stoom uit de "IP-LP cross-over"	110,6	t/h
Temperatuur	294,6	°C
Druk	4,272	bar

KOELWATER VEREISTEN		
Benodigd koelwater, zonder CO <sub>2</sub> afvang	9267	kg/s
Benodigd koelwater, met CO <sub>2</sub> afvang	14130	kg/s
Waarbij:		
Benodigd koelwater voor de CO <sub>2</sub> afvang	7603	kg/s
Benodigd koelwater voor de energiecentrale zelf	6527	kg/s
Bijkomend benodigd koelwater	4863	kg/s
EIGEN VERBRUIK ELEKTRICITEIT		
Eigenverbruik, zonder CO <sub>2</sub> opvang	16,1	MW
Eigenverbruik, met CO <sub>2</sub> opvang	57,5	MW
Bijkomend eigenverbruik elektriciteit	41,4	MW

CO<sub>2</sub>-afvang vraagt additioneel koelvermogen en bijgevolg een additionele investering en extra ruimte die gereserveerd dient te worden in de directe omgeving van de installatie.

## 7.2 Impact op de CO<sub>2</sub> uitstoot

Een STEG energiecentrale van deze klasse zal wanneer ze op vollast draait ongeveer 280 ton CO<sub>2</sub> produceren per uur, ofwel ca. 320,6 g CO<sub>2</sub>/kWh elektrische energie.

De meeste beschikbare studies en tests, die voornamelijk uitgevoerd zijn voor nieuwe kolen gestookte centrales en niet zozeer voor STEG energiecentrales, verwachten dat een post-combustion afvanginstallatie 90% van de CO<sub>2</sub> in de rookgassen zal kunnen capteren.

Daardoor zou de CO<sub>2</sub> uitstoot van de energiecentrale, op vollast, dus kunnen teruggebracht worden tot ongeveer 30 ton CO<sub>2</sub>/uur. Doordat het rendement van de energiecentrale echter afneemt zal de uitstoot per kWh elektrische energie in verhouding minder afnemen: ongeveer 40g CO<sub>2</sub>/kWh.

De totale vermindering van de uitstoot van CO<sub>2</sub> op jaarbasis zal afhangen van het aantal draaiuren van de energiecentrale.

Uitgaande van een vast aantal draaiuren per jaar, bijvoorbeeld 5.000 uren op vollast, zou de uitstoot van CO<sub>2</sub> verminderen van 1.400 kton CO<sub>2</sub>/jaar naar ongeveer 140 kton CO<sub>2</sub>/jaar.

Indien men echter uitgaat van een vaste elektriciteitsproductie per jaar, zou de uitstoot van CO<sub>2</sub> verminderen van 1.400 kton CO<sub>2</sub>/jaar naar ongeveer 160 kton CO<sub>2</sub>/jaar.

In het kader van de energietransitie wordt verwacht dat de draaiuren van de beoogde energiecentrale geleidelijk zal afnemen met een toenemende productie van hernieuwbare energie. De energiecentrales zullen beschikbaar en nodig zijn als hernieuwbare bronnen niet voldoende energie produceren (weinig zon of wind).

Vanaf 2040 wordt verwacht dat de draaiuren van de beoogde energiecentrale verder zouden kunnen afnemen tot slechts 2.000 uren, waardoor de afgevangen CO<sub>2</sub> eveneens zal verminderen.

### 7.2.1 Impact CO<sub>2</sub> afvang op andere milieueffecten

Een CO<sub>2</sub> afvanginstallatie zal ook andere effecten hebben op het milieu, zoals onder andere:

- toename van NOx en CO uitstoot per geproduceerde kWh elektriciteit;
- toename geluidsemissies naar de omgeving;
- bijkomende nood aan koeling en thermische belasting naar water en/of lucht;
- bijkomend gebruik van water;
- stockage en gebruik van chemicaliën;
- inname van plaats en verharding van oppervlakte;

## 7.2.2 Technische haalbaarheid CO<sub>2</sub> afvang

### 7.2.2.1 Geschikte opslag locatie

De volgende geologische opslagmogelijkheden worden overwogen:

- onbenutte steenkoollagen, waarbij CO<sub>2</sub> zou geïnjecteerd worden in de lagen van eerder gebroken steenkool en daar geabsorbeerd worden;
- de zandsteenlagen die zich tussen deze steenkoollagen bevinden, waarbij de CO<sub>2</sub> zou opgeslagen worden in de poriën van de zandsteenmatrix en gedeeltelijk inert gemaakt worden door chemische reactie met bepaalde minerale verbindingen;
- de diepe watervoerende lagen, waarbij de CO<sub>2</sub> in het water zou worden opgelost en gedeeltelijk met kalksteen kan reageren.

Opslag in de oude steenkoolmijnen of in lagen eronder is om veiligheidsredenen niet mogelijk. Al deze massieven zijn ontworpen en gebroken na de exploitatie van de kolen en zijn doorboord met duizenden putten.

Deze mogelijkheden zijn tot nu toe slechts zeer theoretisch en zullen nog veel onderzoek en testen vergen en de kans dat deze geologische reservoirs daadwerkelijk op industriële schaal kunnen worden gebruikt lijkt onwaarschijnlijk. Bovendien bevinden deze gebieden zich onder bevolkte delen van het land wat problemen zou kunnen opleveren op het gebied van veiligheid en gebruik van gronden omdat de injectie van CO<sub>2</sub> in deze geologische reservoirs waarschijnlijk zal moeten gebeuren via een uitgestrekt injectiepuntmatrix.

**De mogelijkheid tot opslag op het vaste land wordt bij deze beoordeling dan ook niet als een plausibel scenario beschouwd.**

Er zijn veel studies uitgevoerd of lopende om de opslag van CO<sub>2</sub> in (uitgeputte) olie- of aardgasvelden op de Noordzee te onderzoeken. Veel van deze onderzoeken zijn vertrouwelijk en niet openbaar. Desalniettemin lijkt het dat de meest waarschijnlijke reservoirs voor grootschalige industriële toepassing in de Noordzee gelegen zijn.

Om deze reden - hoewel momenteel geen reservoir commercieel en industrieel toegankelijk is - is het basisscenario voor CO<sub>2</sub>-opslag dat de opslag in de Noordzee zal gebeuren, waarheen het hetzij via pijpleidingen, hetzij per schip (LNG-type) zal getransporteerd worden vanaf "HUBs", d.w.z. havens die zich als zodanig willen positioneren en gelegen zijn in een regio met een hoge concentratie aan CO<sub>2</sub>-uitstoot.

Het Havenbedrijf Rotterdam onderzoekt samen met partners hoe een eventueel verbindende infrastructuur tussen de havens kan ontwikkeld worden om CO<sub>2</sub> naar Rotterdam te transporteren, vanwaar het in de offshore aardgasvelden kan opgeslagen worden. Dit zijn echter nog maar onderzoeksprojecten en bovendien minder toepasselijk voor dit project.

**Offshore aardgasvelden in de Noordzee zijn de meest plausibele opslaglocaties in de toekomst en vormen het onderwerp van verschillende studies in beginfase, maar dit is nog geen valabele optie voor toepassing in dit project.**

### 7.2.2.2 CO<sub>2</sub> valorisatie

Naast opslag van CO<sub>2</sub> is het in principe mogelijk om de afgevangen CO<sub>2</sub> te valoriseren door deze in te zetten als grondstof in productieprocessen. De technieken die gebruikt worden om CO<sub>2</sub> in productieprocessen in te zetten, o.a. fotosynthese, carbonatie, polymerisatie, mineralisatie, fermentatie, hydrogenatie en co-elektrolyse, zijn vandaag echter niet commercieel beschikbaar op grote schaal en worden nog maar op pilootproject schaal onderzocht. Bovendien is er tot op vandaag geen afzetmarkt voor grote hoeveelheden CO<sub>2</sub>.

**CO<sub>2</sub>-valorisatie is vandaag dus nog geen economisch haalbare optie op deze schaal**

### 7.2.2.3 Bestaande faciliteiten voor transport

CO<sub>2</sub> kan in principe getransporteerd worden per schip, per pijpleiding en per vrachtwagen. Het meest gunstige middel hangt af van de afstand, de hoeveelheid CO<sub>2</sub> en de uiteindelijke bestemming. Gezien de grote hoeveelheden CO<sub>2</sub> is transport per vrachtwagen geen haalbare optie.

Transport per pijpleiding is voor deze locatie en hoeveelheden de meest voor de hand liggende optie; er is echter vandaag geen pijpleiding beschikbaar, noch zijn er concrete plannen om zo'n pijpleiding te ontwikkelen.

Transport per schip kan overwogen worden indien de CO<sub>2</sub> over zeer lange afstanden moet getransporteerd worden over zee (als alternatief voor lange offshore pijpleidingen). Transport per binnenschip is in principe een mogelijkheid, gezien de ligging van de energiecentrale aan het kanaal, maar lijkt ook geen haalbare optie gezien de grote hoeveelheden CO<sub>2</sub> en het beperkte laadvermogen van binnenschepen.

**Gezien de grote hoeveelheden CO<sub>2</sub> die vrijkomen is de afvoer van afgevangen CO<sub>2</sub> op dit moment praktisch niet mogelijk.**

### 7.2.2.4 Geschiktheid van de energiecentrale om aangepast te worden voor CO<sub>2</sub>-afvang

Een post-combustion afvang installatie kan in principe met een minimum van aanpassingen toegevoegd worden aan een STEG energiecentrale, door enkel de rookgassen af te leiden van de schouw en naar de afvanginstallatie te voeren. Om bovendien echter het rendement van het geheel van de installaties, na toevoegen van de CO<sub>2</sub> afvang installatie, zo hoog mogelijk te houden, is het aangewezen om de benodigde warmte te betrekken uit de stoomkringen van de STEG. Daarvoor kunnen eventueel al de nodige aftakkingen voorzien worden, hoewel deze beter later kunnen bijgevoegd worden na optimalisatie van de uiteindelijke configuratie.

Andere voorzieningen om klaar te zijn voor een toekomstige aanpassing van de energiecentrale voor CO<sub>2</sub>-afvang zijn vandaag niet aangewezen, aangezien zulke voorzieningen, zoals koeling, elektrische voedingen, water- en afvalwaterbehandeling, controle-sturing, enzovoort doelgerichter en optimaler kunnen ontworpen worden op het moment dat de afvang technologie op punt staat om te worden ingezet.

### 7.2.2.5 Benodigde oppervlakte

De installatie die nodig is om CO<sub>2</sub> af te vangen op basis van een post-combustion proces bestaat voornamelijk uit:

- Warmtewisselaars om de temperatuur van de rookgassen te verlagen om het absorptieproces mogelijk te maken;
- Absorbers waar de dampen in contact worden gebracht met oplosmiddelen (meestal van het aminetype) die de CO<sub>2</sub> absorberen;
- Regeneratoren waarbij de oplosmiddelen die rijk zijn aan CO<sub>2</sub> (afkomstig van de absorber) worden verwarmd met behulp van stoom die uit de energiecentrale wordt afgetapt. Bij deze verwarming komt de door het oplosmiddel opgenomen CO<sub>2</sub> vrij en kan het opgevangen en gekoeld worden;
- Compressoren om het de opgevangen CO<sub>2</sub> voor transport te comprimeren;
- Tanks voor chemicaliën.

Momenteel bestaat er geen volledige afvanginstallatie voor een STEG energiecentrale van dit vermogen. De oppervlakte van deze installatie wordt echter ingeschat op 250 x 150 m, d.w.z. 3,75 ha.

De fabrikanten onderzoeken de mogelijkheid om meer compacte modules te ontwikkelen en we schatten dat dit oppervlak in de toekomst met een derde kan worden verkleind. Men kan er dus vanuit gaan dat een gebied van 2 tot 2,5 ha nodig zal zijn naast de eigenlijke energiecentrale.

Deze extra benodigde ruimte is in huidige inrichting van het terrein van Waal Energie niet voorzien. Toevoegen van dit benodigde oppervlakte neemt dan ruimte in van andere duurzame initiatieven.

### 7.2.3 Economische haalbaarheid

De algemeen aanvaarde economische evaluatiemethode is deze waar de extra kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> worden bepaald en vergeleken met de marktprijs in het geval dat (zonder CO<sub>2</sub>-afvang) deze rechten zouden moeten worden gekocht op de EU ETS-markt (EU Emissions Trading System).

Ondanks de onzekerheid over het aantal draaiuren dat een STEG per jaar zal draaien in de toekomst en de mogelijkheid dat de bezettingsgraad zou kunnen dalen tot minder dan 4.000 uren door de ontwikkeling van de energiecentrale en niet-aanstuurbare productiemiddelen, houdt de economische evaluatie rekening met een gebruiksgebied van 4.000 tot 6.000 uur/jaar, zonder rekening te houden met de verslechtering van de afvangprestaties als gevolg van flexibiliteit

Tabel: uitstoot van CO<sub>2</sub> in functie van het aantal draaiuren met en zonder CO<sub>2</sub> afvang (Bron: ENGIE)

500 MW vermogen	ton CO <sub>2</sub> /MWh		ton CO <sub>2</sub> /jaar uitstoot		
	zonder afvang	met afvang	zonder afvang	uitstoot met afvang (*)	vermeden
basis 4000 uren /jaar	0,3206	0,03817	641.200	71.955	569.245
basis 4500 uren/jaar	0,3206	0,03817	721.350	80.950	640.400
basis 5000 uren/jaar	0,3206	0,03817	801.500	89.945	711.555
basis 6000 uren/jaar	0,3206	0,03817	961.800	107.934	853.866

(\*) uitstoot zonder/met afvang wordt vergeleken op basis van een vaste jaarlijkse e-productie (GWh/j)

Gezien het gebrek aan feedback over de kosten van CO<sub>2</sub>-afvangprojecten op industriële schaal, baseren we ons op informatie uit de gespecialiseerde literatuur en op gegevens beschikbaar binnen ENGIE. Het afvangen van CO<sub>2</sub> bevindt zich tot op de dag van vandaag nog in de demonstratiefase en heeft de fase van industriële en commerciële ontwikkeling nog niet op grote schaal bereikt, wat prijsonzekerheid met zich meebrengt.

Deze prijsinformatie wordt in de onderstaande tabellen gegeven.

De onderstaande tabel geeft een indicatie van de investeringskosten voor CO<sub>2</sub> afvang

tabel: investeringskosten CO<sub>2</sub> afvang

	investeringskost	toelichting
<b>afvang</b>		
	CO <sub>2</sub> afvang en compressie: 528 €/kW zonder ontwikkelingskosten en studies	d.w.z. 350 M€ voor 500 MW, zonder projectkosten ("Owner's cost") <sup>[1]</sup>
	490 tot 560 M€	eigen berekening, met projectkosten (20%) <sup>[2]</sup>
<b>Transport</b>		
	?	Geen gegevens beschikbaar voor deze investeringspost

<sup>[1]</sup> 2012 International Energy Agency "CO<sub>2</sub> Capture at Gas Fired Power Plants". Waarde voor "Post-combustion with proprietary solvent": meerkosten van 528 € / kW

<sup>[2]</sup> ENGIE Tractebel databank

De kosten per ton CO<sub>2</sub> worden in de onderstaande tabel weergegeven. Deze kosten bevatten de investeringskosten en de bedrijfs- en onderhoudskosten. Opgemerkt moet worden dat de kosten per ton CO<sub>2</sub> sterk afhankelijk zijn van het aantal jaarlijkse draaiuren van de STEG energiecentrale en ook van de verwachte uitbatingsperiode (operationele levensduur).

tabel: investeringskosten per afgevangen ton CO<sub>2</sub>

kost per ton afgevangen CO <sub>2</sub>	toelichting	referentie
<b>afvang</b>		
65 €/ton CO <sub>2</sub>		[3]
49 €/ton CO <sub>2</sub>		[4]
72,4 €/ton CO <sub>2</sub> (61,7 tot 83,09)	gemiddeld/laag/hoog	[5]
62 €/ton CO <sub>2</sub>		[10]
<b>transport</b>		
4 €/ton CO <sub>2</sub>		[6]
4 €/ton CO <sub>2</sub>		[7]
5,6 tot 8,4 €/ton CO <sub>2</sub>		[4]
15,8 €/ton CO <sub>2</sub> (14,5 tot 17)	gemiddeld/laag/hoog	[5]
6,5-9,4 €/ton CO <sub>2</sub>	resp. voor onshore/offshore pijpleiding (3MtCO <sub>2</sub> /jaar; 250km)	[10]
<b>opslag</b>		
<b>offshore opslag in de Noordzee</b>		
6 tot 17 €/ton CO <sub>2</sub>	volgens geofysische parameters	[8]
8 €/ton CO <sub>2</sub>		[7]
16,8 €/ton CO <sub>2</sub>		[4]
13 €/ton CO <sub>2</sub> (6 tot 20)	gemiddeld/laag/hoog	[5]
6 tot 10 €/ton CO <sub>2</sub> (2 tot 14)	Nederlandse lege gas- en olievelden	[10]
<b>CS chain</b>		
101,1 €/ton CO <sub>2</sub> (82,2 tot 120,1)	gemiddeld/laag/hoog	[5]
65,9 tot 90,2 €/ton CO <sub>2</sub>		[9]
62 tot 131 €/ton CO <sub>2</sub>	Europa, energiesector	[10]

[3] 2012 International Energy Agency "CO<sub>2</sub> Capture at Gas Fired Power Plants"

[4] 2011 "CCS Strategy and Action Plan for the Greater South East" CAMCO (values used in CCR report DAMHEAD CREEK 2 CCPP)

[5] Zero Emissions Platform "The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage"

[6] The Cost of CO<sub>2</sub> Transport – Post-demonstration CCS in the EU", IEA-GHG and ZEP platform, 2011

[7] Engie Laborelec databank

[8] The Costs of CO<sub>2</sub>-storage – Post-demonstration CCS in the EU", IEA-GHG and ZEP platform, 2011

[9] Zero Emissions Platform "The Costs of CO<sub>2</sub> Capture"

[10] Minaraad 200430 kennisdocument 20-005 koolstofopvang (30/04/2020)

Uit bovenstaande tabel is af te lezen dat de kosten variëren tussen ongeveer €70 en €100 per ton CO<sub>2</sub> of zelfs hoger. De verdeling tussen afvang, transport en opslag is als volgt: ongeveer 79% voor afvang, 7% voor transport en 14% voor opslag.

Deze kosten moeten worden vergeleken met de aankoopprijs van CO<sub>2</sub> op de EU ETS-markt op de lange termijn (arbitrage tussen de kosten om de uitstoot van CO<sub>2</sub> te vermijden en de kosten voor het kopen van emissierechten).

De voorspelling van de evolutie van de CO<sub>2</sub> prijs op de EU ETS markt op horizon 2030-2050 is moeilijk, omdat veel zal afhangen van de evolutie van de gerelateerde wetgeving. De schatting van de CO<sub>2</sub> marktprijs tegen 2025-2030 ligt momenteel tussen 30 en 60 € per ton CO<sub>2</sub>.

## 8 Leemten in kennis

---

Er is op dit moment nog zeer beperkt inzicht in de praktijk effecten die het stoken of bijstoken van waterstof heeft bij grootschalige energie opwekking. De verwachting is echter dat de NO<sub>x</sub> emissies hoger zullen zijn. In deze onderbouwing is met deze mogelijke negatieve effecten hiervan geen rekening gehouden.

De verwachting is dat met het bijstoken van waterstof de CO<sub>2</sub> concentraties nog lager worden dan hierboven beschreven. Wat voor gevolgen dat heeft voor de mogelijkheid om CO<sub>2</sub> te kunnen afvangen is nog niet inzichtelijk te maken.

## 9 Conclusie

### 9.1 NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> emissie

Op basis van de bovenstaande onderbouwing is ENGIE van mening dat de conclusie getrokken kan worden dat de beoogde energiecentrale gaat voldoen aan de ondergrens BBT emissie eisen en dat de opgenomen NO<sub>x</sub> en NH<sub>3</sub> vracht van respectievelijk 200 ton/jaar en 23 ton/jaar nodig zijn om deze energiecentrale te kunnen exploiteren. De emissie vracht van deze activiteit is dan ook samen met de andere beoogde activiteiten ten behoeve van de herontwikkeling van het terrein opgenomen in de bijgevoegde Aerius verschilberekening (MER bijlage 6.2) als zijnde de voorkeur variant en daarmee tevens de laagimpact variant.

### 9.2 CO<sub>2</sub> emissie en afvang

De verwachte impact van een CCS op een H-klasse STEG energiecentrale zijn in de volgende tabel samengevat:

	Impact CCS op STEG
Efficiëntie	-7%pt
Gasverbruik per MWh	+12%
Vermogen	-10%
Extra CAPEX	+ 750 MEUR (> +150%)
Kost CO <sub>2</sub> afvang (CAPEX en OPEX)	70-100 EUR/ton CO <sub>2</sub>
Oppervlakte	2-2.5 ha

De haalbaarheid voor CO<sub>2</sub> afvang en/of opslag in het kader van de ruimtelijke reservering voor de beoogde STEG energiecentrale werd getoetst aan de gevraagde criteria:

1. Beschikbaarheid van de opslagsites die geschikt zijn voor CO<sub>2</sub>:  
Momenteel zijn er geen opslagmogelijkheden op Nederlands grondgebied. Opslag in offshore aardgasvelden in de Noordzee wordt onderzocht maar is momenteel nog niet toepasbaar voor dit project. Bovendien zijn de technieken voor valorisatie van afgevangen CO<sub>2</sub> vandaag niet commercieel beschikbaar op de schaal van dit project;
2. Technische en economische haalbaarheid van de transportnetten van CO<sub>2</sub>:  
Ook de transportinfrastructuur is op dit moment nog niet beschikbaar. De technische en economische haalbaarheid van deze (gemeenschappelijke) infrastructuur maakt deel uit van studies in hun beginfase;
3. Technische en economische haalbaarheid van een aanpassing van de installatie met het oog op de opvang van CO<sub>2</sub>:  
De lage CO<sub>2</sub>-concentraties in de rookgassen van een STEG energiecentrales maken de CO<sub>2</sub>-afvang extra complex. EGR-technologie zou de CO<sub>2</sub>-concentratie kunnen verhogen, maar is nog onvoldoende technisch ontwikkeld. De installatie van een CO<sub>2</sub>-afvang voor dit project zou één van de grootste ter wereld zijn, zou een aanzienlijke extra investering vergen, en het netto vermogen van de energiecentrale zou met ongeveer 50 MW (±7 %) verminderen.

Naast bovenstaande toetsing aan de gevraagde criteria worden ook volgende bijkomende milieueffecten verwacht: toename van NO<sub>x</sub> en CO uitstoot per geproduceerde kWh elektriciteit; toename geluidsemissies naar de omgeving; bijkomende vraag aan koeling en de extra thermische belasting naar water en/of lucht; en het bijkomend gebruik van water.

De economische haalbaarheid van CO<sub>2</sub> afvang en opslag en/of valorisatie blijft één van de grootste obstakels. De kostprijs voor CCS wordt voor de energiesector geschat tussen de 70€ en de 100€ per afgevangen ton CO<sub>2</sub>, waardoor het in de huidige context, volatiele marktcondities en vooruitzichten actueel niet technisch- en/of economisch haalbaar is om CO<sub>2</sub> af te vangen bij een STEG energiecentrale.

Gezien de bovenstaande evaluatie kan CO<sub>2</sub> afvang actueel niet als redelijk uitvoeringsalternatief worden beschouwd. Om "future proof" te blijven zal de installatie wel technisch geschikt zijn om CO<sub>2</sub> afvang in een later stadium toe te voegen en de nodige warmte door de STEG te leveren.