

Systemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050

Rapportage

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

John Kerkhoven, Rob Terwel, Tuuli Tiihonen, Bert den Ouden

8 april 2020



Berenschot

0. Samenvatting

Naar aanleiding van de Integrale Infrastructuurverkenning 2050 (II3050) door de Netbeheerders en op verzoek van het Ministerie van Economische zaken en Klimaat hebben Berenschot/Kalavasta voor een viertal varianten de systeem effecten en kosten bepaald van 9 GW aan derde generatie Nucleaire Centrales (European Pressurized Reactors) in een referentiescenario in 2050. De 9 GW EPRs zijn geplaatst in het klimaatneutrale Europese sturings scenario voor Nederland in 2050. Dit Europese sturings scenario noemen we het referentiescenario. Voor de details betreffende het referentiescenario verwijzen we naar het rapport Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 van Berenschot/Kalavasta, dat tegelijk met dit rapport wordt gepubliceerd.

Deze systeemstudie is geenszins bedoeld om in te gaan op politieke, maatschappelijke of ethische vraagstukken m.b.t. kernenergie.

Kerncentrales kunnen op verschillende manieren worden ingepast in de markt in het Europese scenario. Men kan een kerncentrale in een duurzaam energiesysteem op verschillende manieren laten draaien:

- puur marktgedreven, het is dan een piekcentrale, die alleen draait als er onvoldoende duurzame energie is;
- in een continue mix van piekcentrale bij tekorten, en op overschotmomenten als waterstof producent.
- als (prioritaire, of in lange-termijn overeenkomsten vastgelegde, "must run") basislast eenheid
- als waterstof producent (dus helemaal niet voor de elektriciteitsvoorziening)

We kijken daarnaast ook naar twee varianten met betrekking tot de gehanteerde kapitaalskosten. In de eerste variant werken we met een technologie-specifieke publiek-private WACC (weighted average cost of capital). Deze bedraagt 7% voor nieuwe/onvolwassen technologieën als 3^e generatie nucleair en 4.3% voor bewezen technologieën als zon en wind. Daarnaast rekenen we ook een tweede variant door met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC. Hierbij worden voor alle technologieën in het energiesysteem dezelfde kapitaalskosten gehanteerd en zijn deze overal 3%. In onze optiek is de doorrekening met een technologie-specifieke WACC een realistischere benadering van de werkelijkheid.

We hebben geconstateerd dat 9 GW Nucleaire derde generatie elektriciteitscentrales van het type EPR de volgende systeemeffecten hebben in het Europees 2050 Scenario voor Nederland in de verschillende varianten:

1. Marktgedreven:

9 GW Nucleair draait mee in de merit order in het scenario

Dit is technisch onwaarschijnlijk omdat het aantal uren dat de centrale onder een load van 50% of 20% komt veel te hoog is. Er zijn namelijk bijna 5000 uur per jaar in het scenario dat zon en wind voor 100% de elektriciteitsvraag invullen en alle kerncentrales dus uit zouden moeten, bovendien doet deze situatie dat alle nucleaire centrales uit moeten zich meerdere keren per week voor en soms zelfs enkele malen per dag. Daarnaast zijn de kosten van dit systeem (waarbij 9 GW nucleair ook meteen 9 GW gasgestookt back-up vermogen vervangt) hoger dan die van het referentie Europese scenario voor 2050, voor beide WACC varianten.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	ja	Ja
LCOE nucleair	[€/MWh]	200	112
Vollasturen nucleair	[u/j]	3225	3225
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	n.v.t.	n.v.t.
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	n.v.t.	n.v.t.
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	3	1

Tabel A: Uitkomsten variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

2. Mix piekcentrale en waterstof productie:

9 GW Nucleair draait mee in de merit order in het scenario maar is ook gekoppeld aan 4.5 GW elektrolyzers

Dit is technisch wel mogelijk, maar de daarmee geproduceerde waterstof is te duur gegeven de alternatieve waterstofproductie in het scenario met groene stroom & elektrolyzers of aardgas via SMR/ATR met CCS. Ook de stroomkosten liggen hoger dan in het referentie scenario zonder nucleaire centrales.

In dit scenario kan een investering in 9 GW aan groen gasgestookt backup vermogen worden vermeden. Echter de totale optelsom van extra investeringen in elektrolyzers en vermeden investeringen in backup vermogen is negatief. Deze variant is minder duur dan variant 1, maar de kosten van deze variant liggen nog steeds boven die van de kosten in het referentiescenario zonder nucleair voor beide WACC varianten.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	123	72
Vollasturen nucleair	[u/j]	5540	5540
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	204	127
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	4631	4631

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	3	1

Tabel B. Uitkomsten variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

3. Must run:

9 GW Nucleair draait als "must run"

Deze optie is ook technisch mogelijk. Deze optie is ook goedkoper dan varianten 1 en 2. Deze optie is qua systeemkosten duurder dan het referentiesysteem zonder nucleair bij de technologie-specifieke WACC maar ongeveer even duur bij een maatschappelijke WACC. De 9 GW nucleaire centrales kunnen 9 GW gasgestookt backup vermogen vervangen, alsook hernieuwbare stroomproductie van een omvang van de additionele productie van nucleair (hier 9 GW offshore wind).

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 3: 9 GW nucleair must run bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 3: 9 GW nucleair must run bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	92	56
Vollasturen nucleair	[u/j]	7800	7800
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	n.v.t.	n.v.t.
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	n.v.t.	n.v.t.
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	2	0

Tabel C. Uitkomsten variant 3: 9 GW must run nucleair met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

4. Waterstof productie:

9 GW Nucleair draait alleen voor de productie van waterstof

Dit is technisch ook mogelijk, maar de daarmee geproduceerde waterstof is te duur gegeven de alternatieve waterstofproductie in het scenario met groene stroom en elektrolyzers of aardgas via

SMR/ATR met CCS. De kosten van deze variant zijn hoger dan het referentie scenario zonder nucleair en hoger dan de varianten 1,2 en 3, voor beide WACC varianten.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolysers bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolysers bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	92	56
Vollasturen nucleair	[u/j]	7800	7800
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	150	95
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	7800	7800
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	4	2

Tabel D. Uitkomsten variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolysers met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

De eerste variant (marktgedreven) is technisch onwaarschijnlijk. De overige varianten zijn technisch wel inpasbaar in het energiesysteem. Alle varianten (ook variant 1 indien we voorbijgaan aan de mogelijke technische beperkingen) geven bij een technologie-specifieke WACC hogere nationale kosten variërend tussen € 2 – 4 miljard, dan het referentie Europese scenario 2050, waarbij de laagste meerkosten gevonden worden voor het must run scenario. Met een maatschappelijke WACC zijn alle scenario's 1 tot 2 miljard euro duurder op jaarbasis dan het scenario zonder nucleair, behalve het must run scenario, dat ongeveer even duur is als het scenario zonder nucleair

Doorrekening van nationale kosten van diverse varianten inzet nucleair	Eenheid	Variant 1 nucleair in merit order	Variant 2* nucleair in merit order met elektrolysers	Variant 3 nucleair must run	Variant 4* Nucleair dedicated waterstof productie middels elektrolyse
Verandering ten opzichte van referentie Europese scenario zonder nucleair	N.v.t.	+ 9 GW nucleair - 9 GW gas	+9 GW nucleair -9 GW gas + 4.5 GW elektrolyzers	+ 9 GW nucleair must run - 9 GW gas - 9 GW wind	+ 9 GW nucleair + 9 GW elektrolyse - 9 GW SMR + CCS
Jaarlijkse nationale meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair met risico's deels afgedekt door overheid, deels door private partijen	[Miljard €/j]	+3	+3	+2	+4

Doorrekening van nationale kosten van diverse varianten inzet nucleair	Eenheid	Variant 1 nucleair in merit order	Variant 2* nucleair in merit order met elektrolyzers	Variant 3 nucleair must run	Variant 4* Nucleair dedicated waterstof productie middels elektrolyse
Jaarlijkse nationale meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair met alle risico's afgedekt door overheid	[Miljard €/j]	+1	+1	0	+2

Tabel A: Doorrekening op jaarlijkse nationale meerkosten basis van de vier beschreven varianten van de inzet van nucleaire centrales. Deze kosten zijn de meerkosten ten opzichte van het referentie Europese scenario zonder nucleaire centrales. Een asterisk (*) geeft aan dat een variant deels handmatig doorgerekend is. Dit geldt voor de varianten met waterstofproductie, omdat het niet mogelijk is nucleaire centrales en elektrolyzers direct te koppelen in het ETM.

Een conceptversie van dit rapport c.q. de Excel spreadsheet en datasheets behorende bij dit rapport zijn door PBL en afzonderlijk ook door OECD Nuclear Energy Agency (OECD NEA) gereviewd. In appendix 3 en 4 zijn de hoofdlijnen van deze reviews weergegeven alsmede de verwerking van dit commentaar in het rapport. Samenvattend kan gesteld worden dat beide organisaties de rekenmethodiek onderschrijven, maar niet altijd de aannames. PBL vond de aannames m.b.t. nucleair aan de optimistische kant. OECD NEA kwam op een vergelijkbare LCOE voor nucleair maar vond onze aannames over de kosten van zon en wind te laag. Derhalve hebben we ook appendix 5 opgenomen, die laat zien dat de OECD NEA kosten voor 2050 evenals de IEA kosten voor 2040 voor zon en wind (veel) hoger zijn dan de actuele kosten, die al voor 2020 zijn gerealiseerd voor grote zon-pv farms en windmolenparken in Nederland en Duitsland.

0. SAMENVATTING	2
1. INTRODUCTIE	9
1.1 AANLEIDING EN ACHTERGROND	9
1.2 SYSTEEMSTUDIE.....	10
1.3 VARIANT OP EU-SCENARIO	10
1.4 MEERDERE SUBVARIANTEN WAT BETREFT MARKTINPASSING	10
1.5 UITGANGSPUNTEN ZOALS INVESTERINGSKOSTEN.....	11
1.6 UITGANGSPUNTEN MET BETREKKING TOT DE TECHNOLOGIE.....	11
1.7 TAALGEBRUIK IN HET RAPPORT	11
1.8 DRIE KOSTEN PERSPECTIEVEN	11
2. VERGELIJKING OP BASIS VAN “LEVELIZED COST OF ELECTRICITY” (LCOE)	14
2.1 DOORREKENING MET EEN TECHNOLOGIE-SPECIFIEKE, PUBLIEK-PRIVATE WACC	16
2.2 DOORREKENING MET EEN MAATSCHAPPELIJKE (UNIFORME PUBLIEKE) WACC	17
3. SUBVARIANT 1: 9 GW NUCLEAIR IN MERIT ORDER	19
4. SUBVARIANT 2: 9 GW NUCLEAIR IN MERIT ORDER PLUS 4.5 GW ELEKTROLYZERS	25
5. SUBVARIANT 3: 9 GW NUCLEAIR ALS “MUST RUN”	27
6. SUBVARIANT 4: 9 GW NUCLEAIR T.B.V. 9 GW ELEKTROLYZERS	29
7. CONCLUSIES	31
APPENDIX 1: LCOE OF NUCLEAR AND RENEWABLE TECHNOLOGIES	33
A1 LCOE METHOD.....	33
A2 COST CATEGORIES, SOURCES, AND ASSUMPTIONS.....	34
A2.1 Construction cost	34
A 2.2 Financing cost.....	35
A 2.3 Operations and maintenance cost	36
A 2.4 Fuel costs.....	37
A 2.5 Costs of waste processing and storage.....	38
A 2.6 Decommissioning cost	38
A 3.1 Electricity generated	39
A 3.2 Discount rate	40
A3.3 Technical lifetime of the plant	40
A 3.4 Duration of construction	40
A 3.5 EXCHANGE RATE	41
A 4 LCOH (LEVELIZED COSTS OF HYDROGEN)	41
A 4.1 Method	41
A 4.2 costs.....	43
APPENDIX 2: LINKS NAAR HET ENERGIETRANSITIEMODEL EN VERTALING KOSTEN NAAR HET ETM 45	
APPENDIX 3: REVIEW DOOR PBL EN VERWERKING COMMENTAAR	48
APPENDIX 4: REVIEW DOOR OECD NEA EN VERWERKING COMMENTAAR	50
APPENDIX 5: VERGELIJKING LCOES IN I13050, OECD NEA, IEA EN REEDS GESTARTE PROJECTEN (ACTUALS) IN NEDERLAND EN DUITSLAND	52



Berenschot

1. Introductie

1.1 Aanleiding en achtergrond

In november 2017 presenteerde Netbeheer Nederland de “Net voor de Toekomst” studie. Sindsdien is er veel gebeurd. De techniek en kostenontwikkeling van duurzame bronnen en besparingstechnieken is voortgeschreden. En in het Klimaatakkoord komt een nieuw beeld naar voren gericht op het behalen van 95% - 100% CO₂-reductie in 2050. Hiervoor zijn grote veranderingen nodig in het energiesysteem. Om een aantal voorbeelden te noemen:

- Elektriciteit neemt een groter aandeel in de energiemix, met daarnaast een rol voor klimaatneutrale gassen.
- Balancing van het net op verschillende niveaus door lokale duurzame opwek
- Opslag met verschillende tijdschorsen om periodes van tekorten op te vangen
- Waterstof als brandstof voor hoge temperatuurprocessen en feedstock in de industrie
- Import en export van synthetische energiedragers
- Synthetische brandstoffen voor wegtransport

Naast het bovenstaande is er inmiddels ook aandacht voor het verduurzamen van de brandstoffen voor scheepvaart en luchtvaart, die in “Net voor de Toekomst 2017” nog in het geheel niet werden meegenomen.

Daarom was het belangrijk om de impact op de infrastructuur te updaten en in meer detail in kaart te brengen. Dit is door de netbeheerders dan ook voorgesteld in het Klimaatakkoord, met de volgende tekst (Klimaatakkoord):

“Gasunie en TenneT nemen samen met de regionale netbeheerders in 2019 het initiatief om een integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 op te stellen waarin inzichten vanuit de energiesector, vraagontwikkeling in de industrie en bevindingen vanuit de regionale energiestrategieën (RES'en) worden meegenomen. Daarbij worden relevante stakeholders betrokken, waaronder marktpartijen. Deze infrastructuurverkenning 2030-2050 dient als leidraad voor onder andere de investeringsplannen van de netbeheerders en voor investeringen door marktpartijen. De verkenning is gereed in 2021.”

Deze vervolgstap, “integrale infrastructuurverkenning” (II3050) genaamd, kent drie fasen:

4. een actualisatie van de 2050 scenario's uit de Net voor de Toekomst studie;
5. het bepalen van de bijbehorende infrastructuur in 2050 (waar we gebruik maken van een geïntegreerd inframodel); en
6. het uitstippelen van de infrastructuurontwikkeling tussen 2030 en 2050.

Berenschot en Kalavasta zijn gevraagd de Netbeheerders te ondersteunen bij fase 1 van dit proces, afronding van dit traject vindt in februari 2020 plaats. De rapportage van fase 1 van II3050 heeft als titel “Klimaatneutrale Energiescenario's 2050”.

Eén wijziging zat tot echter tot december 2019 niet in scope van fase 1 en dat was de introductie van nieuwe kerncentrales in Nederland. Dat was niet beschouwd in de “Net voor de Toekomst” studie in 2017, en ook niet in het project en de uitvraag aan adviseurs van Berenschot en Kalavasta. Sindsdien is in diverse discussies gebleken dat aan een variant met kerncentrales toch behoefte is.

Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en na afstemming met Netbeheer Nederland hebben we een variant bepaald op het Europese scenario van de II3050 studie fase 1. In deze variant kunnen we een aantal systeemeffecten van kerncentrales bepalen alsmede een beter zicht geven op verschillende kostenperspectieven.

Een conceptversie van dit rapport en het bijbehorende excel model is ter review voorgelegd aan PBL en OECD Nuclear Energy Agency (OECD NEA). In bijlage vindt u de bemerkingen op hoofdlijnen van PBL en OECD NEA alsmede onze verwerking ervan.

1.2 Stroomstudie

Deze studie als variant op het Klimaatneutrale Energiescenario 2050 voor Nederland is vooral een stroomstudie. Dat wil zeggen dat het een verkenning is van de gevolgen van het meenemen van kerncentrales in een CO₂-vrij energiesysteem in 2050, waarin ook veel andere CO₂-reductie maatregelen worden genomen zoals duurzame energie, vraagreductie, CCS, warmtetransitie, elektrificatie, klimaatneutrale gassen, en meer – als bedoeld in de scenario's voor de I13050 studie.

Het is dus niet een studie naar de merites van kernenergie zelf, maar naar de effecten van het meenemen van kernenergie in het grotere CO₂-vrije energiesysteem in 2050, als een "wat-als" verkenning. Deze studie is niet bedoeld om politieke, maatschappelijke of ethische afwegingen te doen of investeringsbeslissingen te nemen inzake kernenergie; daarvoor zouden verdere en andere studies en processen noodzakelijk zijn en de studie doet daarover geen uitspraken.

1.3 Variant op EU-scenario

Het is ten behoeve van de analyse niet meteen nodig om alle vier de "Net voor de Toekomst" scenario's te beschouwen. Het meest logisch is het om deze variant in te bouwen in het "EU scenario". Het is in dit scenario voorstelbaar dat een consortium van bedrijven meerdere centrales bouwen in Europa (waaronder mogelijk Nederland) met bredere overheids garanties van meerdere landen in de Europese Unie. Hierdoor kunnen we een leereffect meenemen op de kosten voor nieuwe kernenergie centrales, vooropgesteld dat Nederland niet de eerste van een nieuw type installeert.

Een ander voordeel van het "EU scenario" is, dat daarin ook alle andere beschouwde majeure CO₂-reducties voorkomen: uiteraard zonne- en windenergie, en daarnaast bijvoorbeeld CCS en waterstofimport; men kan dus kernenergie zien in relatie en in afweging met alle. Tenslotte kan men in dit scenario ook de situatie beschouwen van een kerncentrale die geheel of gedeeltelijk bedoeld is voor waterstofproductie, bijvoorbeeld nodig als grondstof of voor het produceren van synthetische vliegtuig- en scheepsbrandstof.

Deze variant op het EU-scenario komt niet in de plaats van het EU-scenario zelf, als één van de vier scenario's in de hoofdstudie Klimaatneutrale Energiescenario's 2050. Deze vier scenario's, alle zonder kernenergie, blijven bestaan. Het scenario "EU scenario met kernenergie" is een variant op één van deze vier.

1.4 Meerdere subvarianten wat betreft marktinpassing

Kerncentrales kunnen op verschillende manieren worden ingepast in het Europese scenario. We hebben een viertal subvarianten onderzocht vanuit het oogpunt van marktinpassing. Men kan een kerncentrale in een duurzaam energiesysteem op verschillende manieren laten draaien:

- puur marktgedreven, het is dan een piekcentrale die alleen draait als er onvoldoende duurzame energie is;
- in een continue mix van piekcentrale bij tekorten, en op overschotmomenten als waterstofbron.
- als (prioritaire, of in lange-termijn overeenkomsten vastgelegde, "must run") basislast eenheid
- als waterstofbron (dus helemaal niet voor de elektriciteitsvoorziening)

Door alle mogelijkheden door te rekenen wordt hiertussen geen keuzes gemaakt; we onderzoeken slechts alle opties.

1.5 Uitgangspunten zoals investeringskosten

Deze studie is op zich geen diepgaande studie naar de kosten van kernenergie, noch naar de risico's daarvan. Informatie over het kostenniveau is echter wel nodig om de consequenties op systeemniveau te berekenen; zo kan een laag aantal draaiuren van een kerncentrale (bijv. als piekcentrale) zwaarder doorrekenen in de totale jaarkosten, naarmate ook de investeringskosten in de kerncentrale (samen met andere inherente kosten zoals bijv. de verwerking van kernafval en de blijvende kosten na sluiting van de centrale) hoger zijn.

Het is daarom nodig om zicht te hebben op de investeringskosten- en andere kosten. Alles gebaseerd op de meest recente inzichten zoals gepubliceerd in rapporten van gezaghebbende organisaties.

Deze kosten zijn door ons opgenomen in een apart rekenmodel in de vorm van een Excel spreadsheet en datasheets, die bij dit rapport gepubliceerd worden. Daarmee kunnen partijen ook zelfstandig de gevoeligheid voor de aannames bestuderen door een of meer parameters te variëren.

En als er in later stadium andere gegevens of uitgangspunten komen, kan dit in het Excel model opnieuw worden doorgerekend; daartoe is in de eindrapportage in appendix 1 een transparante berekeningsystematiek gegeven.

De kosten zoals verzameld en berekend in de aparte spreadsheet worden vervolgens gebruikt in de analyse om de kerncentrales te "parametriseren" in de Europese variant van het Energietransitiemodel. Verderop in deze rapportage geven we ook de URL links naar het Europese 2050 scenario alsmede het Europese 2050 scenario met Nucleair.

Niet alle subvarianten kunnen met het Energietransitiemodel worden bepaald. Derhalve zullen we in dit rapport ook uitleggen hoe de subvarianten waarin het Energietransitiemodel niet voorziet zijn bepaald.

1.6 Uitgangspunten met betrekking tot de technologie

In overleg met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is besloten om de analyse te beperken tot derde generatie kerncentrales van het type European Pressurized Reactor (EPR). Vierde generatie kerncentrales zijn niet meegenomen omdat daar nog te weinig over bekend is. En ook kleine reactoren zoals momenteel wel op schepen gebruikt worden, zijn buiten beschouwing gelaten. Uitgangspunt is ook dat we 9 GW kerncentrales bijplaatsen in het scenario.

1.7 Taalgebruik in het rapport

Om internationale validatie, door OECD NEA, van de kosten en berekeningen, die we gebruiken ten behoeve van deze studie, mogelijk te maken zijn zowel het Energietransitiemodel als de Excel spreadsheet met de kostenberekening, als de datasheets, als appendix 1 met uitleg over de gebruikte bronnen en de berekeningsmethoden in het Engels. De rest van het rapport is in het Nederlands.

1.8 Drie kosten perspectieven

Perspectief 1: Levelised Cost of Electricity (LCOE)

Je kunt Nucleaire centrales vergelijken qua kosten met bijvoorbeeld zon-pv en on- en offshore wind elektriciteitsproductie door alleen naar de kosten te kijken van het bouwen, in bedrijf hebben en uit bedrijf nemen van de elektriciteitsproductie plants zelf.

In dit perspectief neem je tweede en hogere orde effecten op het energiesysteem niet mee. Een tweede orde effect van een nucleaire centrale is bijvoorbeeld dat het in een klimaatneutraal energiesysteem, investeringen in backup vermogen ten behoeven periodes zonder zon en wind zou kunnen vermijden. Een derde orde effect is dat het (bij must run) ook investeringen in volatiele elektriciteitsproductie (zon en windparken) kan helpen vermijden. De analyse in het LCOE perspectief is dus onvolledig alhoewel in de literatuur over dit onderwerp we dit perspectief regelmatig aantreffen. De LCOE levert overigens wel belangrijke informatie, die nodig is om de kostenberekening vanuit de andere perspectieven te doen.

Perspectief 2: Marginale kosten

In een elektriciteitssysteem met een merit order gebaseerd op marginale kosten is het van belang te weten tegen welke marginale kosten een kerncentrales kan opereren en hoeveel draaiuren een kerncentrale kan maken als onderdeel van het elektriciteitssysteem op jaarbasis.

Ook wordt het hier van belang rekening te gaan houden met de “ramp-up” en “ramp-down” snelheid van de nucleaire centrales om het patroon van elektriciteitsaanbod van zon- en wind in combinatie met een fluctuerende vraag te kunnen volgen. Ook wordt het hier van belang om rekening te houden met de minimale “load” waarmee de kerncentrale kan draaien. Indien er uren zijn waarin de kerncentrale onder zijn minimale “load” komt dan dient hij geheel te worden uitgezet of de warmte van de centrale moet extra worden weggekoeld (verlies aan efficiëntie) of de load wordt verhoogd tot de minimale load door extra elektriciteitsvraag te creëren voor de kerncentrales in de vorm van elektrolyzers die waterstof maken. Bij een systeem met 9 GW aan nucleaire centrales kunnen deze ramp up/down eisen wel verdeeld worden over het hele park (bijvoorbeeld 6 centrales van 1.5 GW).

Perspectief 3: Systeemkosten

In dit perspectief kijken we naar de algehele kosten van het energiesysteem op Nationale Kosten Basis¹. Hierbij nemen we zowel de inzichten uit de LCOE als de Marginale kostenberekening mee en we nemen in de analyse nu ook mee dat door de investering in Nucleaire centrales vermeden kan worden dat er bepaalde investeringen in gas gestookte backup centrales NIET nodig zijn voor de momenten dat zon- en wind-gebaseerde elektriciteit niet of nauwelijks beschikbaar zijn. In het Europese scenario zijn groen gas gestookte elektriciteit centrales de backup centrales. Je kunt dit een tweede orde effect noemen.

Ook is het denkbaar dat als de Nucleaire centrales er eenmaal staan en een beperkt aantal draaiuren kennen, deze vanuit een systeemperspectief ook in staat zijn om investering in een deel van de “duurste” zon- en windinstallaties te vermijden (het laatste toegevoegde vermogen met de relatief laagste draaiuren voor de elektriciteitsmarkt en met daarnaast draaiuren die leiden tot ‘overschotten’). In het Europese scenario gaat het dan om offshore wind. Dit is ook een tweede orde effect.

Je zou ook kunnen overwegen om de Nucleaire centrales zodanig in te richten dat ze alleen gebruikt worden voor de productie van waterstof. Theoretisch en op laboratoriumschaal is het mogelijk om met Nucleaire centrales direct bij zeer hoge temperaturen waterstof te maken zonder eerst de tussenstappen te zetten naar elektriciteit en dan via elektrolyse waterstof. In overleg met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat hebben we besloten om deze route niet verder uit te werken. Ten behoeve van deze analyse gaan we ervan uit dat de warmte in de nucleaire centrales nog steeds wordt omgezet naar elektriciteit en de elektriciteit via elektrolyzers naar

¹ Nationale Kosten Energietransitie in 2030, PBL 2017

waterstof. Bij grote productie van waterstof kan er ook opslag van waterstof nodig zijn, indien de afnemers van de waterstof niet een continue H₂ vraag van voldoende omvang hebben. Hier zijn ook oplossingen voor.

We beschrijven in hoofdstuk 2 het eerste perspectief (LCOE) en in hoofdstuk 3 het marginale kostenperspectief en in de hoofdstuk 4,5 en 6 de systeemkosten. In hoofdstuk 3 gaat het over variant 1: 9 GW EPRs die meedraaien in een merit order gebaseerd op marginale kosten. In hoofdstuk 4 voegen aan variant 1 nog 4.5 GW elektrolyzers toe om een minimale load voor de EPRs te kunnen garanderen. In hoofdstuk 5 maken we de 9 GW EPR's "must run" en zetten we deze eigenlijk voor aan in de merit order. In hoofdstuk 6 halen draaien de 9 GW helemaal niet mee in de elektriciteits-merit order maar staan de centrales er alleen ten behoeve van de waterstofproductie. Ze concurreren dan wel in de waterstof merit order. Omdat in het scenario ook waterstof wordt gemaakt met elektrolyzers op basis van zon- en windstroom en waterstof op basis van aardgas met CCS en SMR of ATR.

2. Vergelijking op basis van “Levelized Cost of Electricity” (LCOE)

De Levelized Cost of Electricity is een manier om de kosten voor het bouwen, in bedrijf hebben en het uit bedrijf nemen van een elektriciteitsproductie installatie met elkaar te vergelijken.

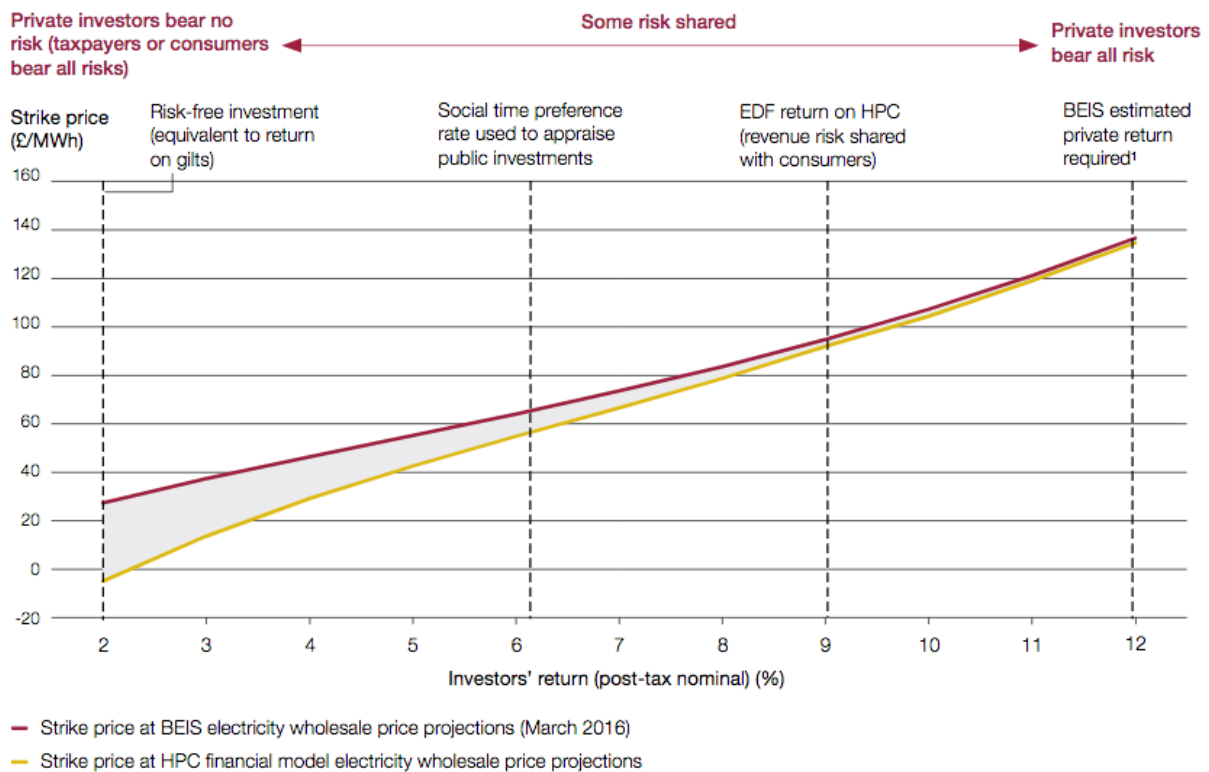
De LCOE kostenvergelijking staat uitgebreid beschreven in appendix 1 en is gebaseerd op kosten uit de meest recente literatuur met betrekking tot dit onderwerp zoals:

- OECD NEA, 2019. The Cost of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables.
- SFEN (2018.) *Les coûts du production du nouveau nucléaire français*
- Fraunhofer Institut (2018). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*.
- IRENA (2019): *Future of wind*
- IRENA (2019): *Future of solar*

We doen voor het LCOE perspectief alsook voor de andere perspectieven twee doorrekeningen. Deze doorrekeningen verschillen op slechts één parameter, de kapitaalkosten, maar representeren wezenlijk andere situaties en achtergronden. Het National Audit Office van de Britse overheid heeft voor de Hinkley point C kerncentrale ook een dergelijk range in kapitaalkosten weergegeven, met ook de situaties waarmee bepaalde waarden corresponderen (zie figuur 1).

Strike price sensitivity to investors' return

The strike price is related to the investors' return, which varies according to the risk sharing arrangements



Figuur 1: Relatie tussen risicoafdekking en rendementen/financieringskosten. Bron: National Audit Office, Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2017): Hinkley Point C.

Afhankelijk van in welke mate de financiering van publieke danwel private fondsen komt en de risico's door deze partijen afgedekt kunnen worden, varieert de WACC (weighted average cost of capital) voor deze derde generatie nucleaire centrale. Voor een zonne- of windpark zou ook een dergelijk grafiek gemaakt kunnen worden, maar dan is de range van de WACC momenteel veel kleiner (i.e., de bovenwaarde lager) omdat de risico's anders ingeschat worden. In de regel: hoe risicovoller een investering, hoe hoger het rendement dat een (private) investeerder wil kunnen halen. In de praktijk zien we ook dat niet alle technologieën met dezelfde kapitaalskosten gefinancierd worden. Indien een technologie relatief nieuw of onbewezen is zijn de gevraagde rendementen door de investeerders dus vrijwel altijd hoger dan wanneer een technologie al opgeschaald en bewezen is. Voor derde generatie nucleair, waarvan er nog geen centrales gereed zijn in Europa speelt dit. Sterker nog zonder garantie van de overheid zouden er door de onzekerheid over de bouw tijden, de lange exploitatietijden (60 jaar) en hoge decommissioning kosten een nog hogere WACC gehanteerd moeten worden dan we in deze berekeningen doen.

De uiteindelijke WACC wordt dus enerzijds bepaald door de verhouding tussen publieke en private financiering en anderzijds door de rendementen die voor beide gevraagd worden.

Dat brengt ons bij de definitie van de twee doorrekenvarianten: bij de eerste hanteren we **een technologie-specifieke publiek-private WACC**, bij de tweede een **maatschappelijke (uniforme publieke) WACC**. Deze zullen we achtereenvolgens verder toelichten.

Technologie specifieke publiek-private WACC

Bij een technologie-specifieke publiek-private WACC komt de financiering deels van publieke en deels van private middelen, maar zijn de verwachte rendementen wel verschillend voor verschillende technologieën. Voor derde generatie nucleaire centrales werken we daarom met een WACC van 7%. Op de schaal van figuur 1 (welke gemaakt is voor een derde generatie nucleaire centrale) zit dit op het punt dat een investering deels privaat en deels publiek gefinancierd wordt. In de systeemvergelijking met het ETM verderop werken we dan ook met een WACC van 7% voor alle technologieën die het ETM als onbewezen beschouwt – hieronder vallen bijvoorbeeld ook waterstofproductie via elektrolyse of aardgas reforming met CO₂ afvang en opslag.

De zonnepanelen en windmolens beschouwen we als bewezen technologieën. De rendementen zijn daarom lager. We werken daarom met een WACC van 4.3% (zie documentatie in appendix 1 onder financing cost). Ook hier geldt dat we deze WACC van 4.3% hanteren in de systeemvergelijking met het ETM voor alle technologieën die in het ETM als bewezen worden beschouwd.

Maatschappelijke (uniforme publieke) WACC

In het kader van een gevoeligheidsanalyse alsook om aansluiting met de I13050 scenario's te maken verkennen we ook een doorrekening waarbij we rekenen met een maatschappelijke WACC van 3%. Dit is een uniforme WACC, die geldt voor alle investeringen (van windparken tot LED lampen). Deze maatschappelijke WACC is een theoretische veronderstelling, die wordt toegepast in de vier I13050 scenario's en daarnaast in PBLs nationale doorrekeningen. De motivatie achter een maatschappelijke WACC is dat het daardoor beter mogelijk is om verschillende scenario's te vergelijken. Het nadeel van de maatschappelijke WACC is dat het de verschillende risico's van de verschillende technologieën negeert.

Op verzoek van onze reviewers (PBL en OECD NEA) en om aansluiting met II3050 werk te behouden voeren we de doorrekeningen met beide varianten uit.

We bespreken de twee doorrekenvarianten voor het LCOE perspectief hieronder afzonderlijk. Voor de doorrekeningen van de systeemvarianten nemen we de resultaten van beide doorrekeningen op in één tabel.

2.1 Doorrekening met een technologie-specifieke, publiek-private WACC

Bij een technologie-specifieke, publieke-private WACC van 7% voor nucleair en 4.3% voor zon en wind ziet de LCOE er als volgt uit (tabel 1).

	Nucleair EPR, must-run	Nucleair EPR, merit order	Zon PV, levensduur 40 jaar	Zon PV, levensduur 25 jaar	Wind, on-shore	Wind, off-shore
LCOE (€/MWh)	92	200	22	27	23	23
Marginal cost (€/MWh)	15.8	15.8	0	0	0	0
Electrical capacity (MWe)	1600	1600	20	20	3	3
Full load hours (h/year)	7800	3225	875	875	3000	4500
Construction cost (k€/MWe)	5135	5135	278	278	711	1000
WACC	7.0%	7.0%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%
Maintenance and operation cost, fixed (k€/MWe)	89.0	89.0	4.17	4.17	17.8	32.0
Maintenance and operation cost, variable (€/MWh)	7.4	7.4	0	0	0	0
Fuel cost (€/MWh)	6.3	6.3	0	0	0	0
Cost of waste processing and storage (€/MWh)	2.1	2.1	0	0	0	0
Decommissioning (€/MWe/y)	11778	11778	348	556	1422	2000
Construction time per unit (years)	7.0	7.0	0.5	0.5	1.0	1.5
Technical lifetime (years)	60	60	40	25	25	25

Tabel 1: LCOE vergelijking voor nucleair, wind en zon voor 2050 met een technologie-specifieke publieke-private WACC van 7% voor nucleair en 4.3% voor zon en wind. Voor offshore wind zijn de investeringskosten en LCOE exclusief de netaansluitingskosten. Deze bedragen ongeveer 800 €/kW en worden in het Energietransitiemodel automatisch meegenomen. Om dubbel telling te voorkomen staan deze dus niet in deze tabel. De LCOE inclusief de netaansluitingskosten voor offshore wind zou bij bovenstaande parameters 36 €/MWh bedragen.

Tabel 1 laat zien dat de vergelijking op basis van een LCOE toont dat nucleair een hogere LCOE heeft dan zon en wind. Deze waarde is, in relatieve termen uitgedrukt, 3.5 tot 9 maal zo hoog als die van zon of wind.

Dit betekent dat in een energiesysteem waarin **alleen eerste orde effecten** (namelijk de kosten van het bouwen en in bedrijf hebben van de installaties en uit bedrijf nemen van installaties) zouden optreden, het duurder is om een additionele eenheid nucleair die 1 MWh kan produceren, te bouwen dan een additionele eenheid die 1 MWh

zon- of wind elektriciteit kan produceren. We kijken vervolgens wat de uitkomsten zijn bij een maatschappelijke WACC.

2.2 Doorrekening met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC

Met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC van 3% voor alle technologieën zien de LCOEs er als volgt uit (tabel 2).

	Nucleair EPR, must-run	Nuclear EPR, merit order	Zon PV, levensduur 40 jaar	Zon PV, levensduur 25 jaar	Wind, on-shore	Wind, off-shore
LCOE (€/MWh)	56	112	19	24	20	21
Marginal cost (€/MWh)	15.8	15.8	0	0	0	0
Electrical capacity (MWe)	1600	1600	20	20	3	3
Full load hours (h/year)	7800	3225	875	875	3000	4500
Construction cost (k€/MWe)	5135	5135	278	278	711	1000
WACC	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Maintenance and operation cost, fixed (k€/MWe)	89.0	89.0	4.17	4.17	17.8	32.0
Maintenance and operation cost, variable (€/MWh)	7.4	7.4	0	0	0	0
Fuel cost (€/MWh)	6.3	6.3	0	0	0	0
Cost of waste processing and storage (€/MWh)	2.1	2.1	0	0	0	0
Decommissioning (€/MWe/y)	11778	11778	348	556	1422	2000
Construction time per unit (years)	7.0	7.0	0.5	0.5	1.0	1.5
Technical lifetime (years)	60	60	40	25	25	25

Tabel 2 LCOE vergelijking voor nucleair, wind en zon voor 2050 met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC van 3% voor alle technologieën. Voor offshore wind zijn de investeringskosten en LCOE exclusief de netaansluitingskosten. Deze bedragen ongeveer 800 €/kW en worden in het Energietransitiemodel automatisch meegenomen. Om dubbeltelling te voorkomen staan deze dus niet in deze tabel. De LCOE inclusief de netaansluitingskosten voor offshore wind zou bij bovenstaande parameters 33 €/MWh bedragen.

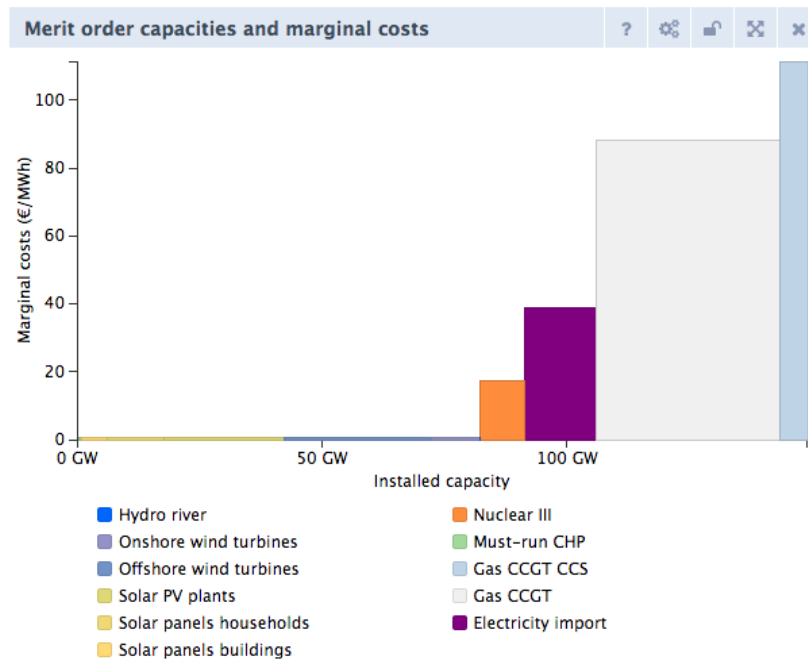
Ten opzichte van de doorrekening met een technologie-specifieke, publieke private WACC zijn alle LCOEs nu afgenomen omdat voor elke technologie de WACC gedaald is (voor nucleair van 7% naar 3%, voor de overige technologieën van 4.3% naar 3%). Met name de LCOE van nucleair is flink gedaald, van 92 €/MWh naar 56 €/MWh. Dit komt naast de grotere daling van de WACC ook door de combinatie met de relatief hoge investeringskosten van de technologie. Voor de overige technologieën zijn de LCOEs afgenomen met enkele

€/MWh, procentueel zo'n 15%. Op eerste orde basis bij een maatschappelijke WACC is de LCOE voor nucleair nog steeds fors hoger dan die voor zon en wind, een factor 2.5 tot 6.

Echter in een energiesysteem treden niet alleen eerste orde effecten op en vandaar dat we onze analyse voortzetten. We zullen in het vervolg alle berekeningen uitschrijven voor de variant met een technologie-specifieke WACC. Voor de maatschappelijke WACC hanteren we exact dezelfde methodiek maar noteren we enkel het eindresultaat.

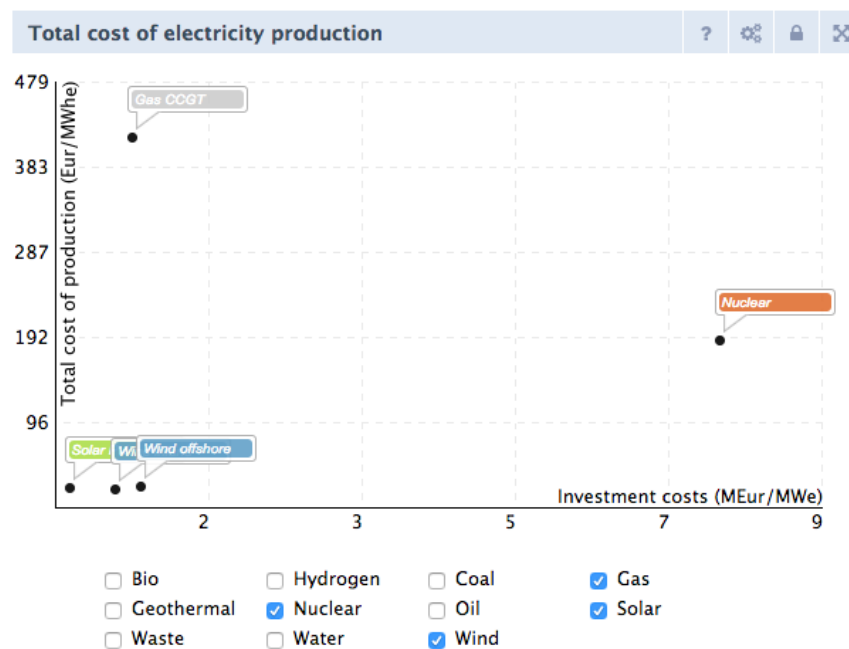
3. Subvariant 1: 9 GW Nucleair in Merit Order

In deze variant wordt in het Europese scenario voor 2050 9 GW aan nucleaire centrales (EPRs) opgesteld en draaien deze mee in een merit order op basis van marginale kosten. In een vergelijking op basis marginale kosten komt een nucleaire centrale later in de merit order dan zon en wind die 0 marginale kosten hebben. Maar eerder in de merit order dan groen gas of waterstof gestookte centrales.



Figuur 2. Merit order Europees 2050 scenario inclusief 9 GW derde generatie nucleair.

De prijzen van de nucleaire, zon- en wind- en groen gas gestookte plant zijn als volgt in dit scenario:



Figuur 3. Investment costs en total costs of electricity production in het ETM ingesteld op basis van de LCOE berekening onder 1.1

Het zal niet verrassen dat in dit scenario zon- en wind hun volledige draaiuren maken, maar dat de derde generatie nucleaire centrales en zeker de groen gas gestookte centrales weinig draaiuren maken.

Technology	Merit order position	Marginal costs	Installed capacity	Availability	Full load hours, future	Full load hours, present
		EUR/MWh	MW	%	Hr	Hr
Solar PV buildings	-	-	5301.7	98.0	1224.0	867.0
Central solar PV	-	-	24500.0	98.0	1224.0	867.0
Solar PV households	-	-	11458.6	98.0	1224.0	867.0
Hydro River	-	-	37.0	98.0	2515.0	2515.0
Must-run CHP	-	126.2	726.0	92.3	5000.0	3031.8
Offshore wind	-	-	30000.0	92.0	4500.0	3500.0
Onshore wind	-	-	10000.0	89.0	3000.0	1920.0
Nuclear 3rd Gen	1	17.2	9000.0	92.0	3236.2	7800.0
Imported electricity	2	38.9	14800.0	100.0	2800.4	1947.2
Gas CCGT	3	88.3	37400.0	90.0	190.0	1950.0
Gas CCGT CCS	4	111.5	5600.0	87.0	0	1500.0

Tabel 3. Overzicht opgestelde vermogens en draaiuren in het Europese 2050 scenario met 9 GW derde generatie nucleair.

De nucleaire centrales draaien dan 3236 uur op jaarbasis. De nucleaire plants en de gascentrales zijn zwaar verliesgevend. Dit waren zij ook reeds in het oorspronkelijke Europese scenario. De centrales met CCS draaien zelfs minder dan 1 uur.

Plant profitability					
Technology	Merit order position	Installed capacity	Availability	Full load hours, future	Average profit per MWh
Gas CCGT CCS	3	5.6 GW	87.00%	0	€0
Nuclear 3rd Gen	1	9 GW	92.00%	3250	-€129
Gas CCGT	2	37.4 GW	90.00%	200	-€328

■ Profitable
 ■ Covers operating costs
 ■ Unprofitable

Tabel 4. De regelbare plants zijn allen zwaar verliesgevend in deze situatie en zullen dus alleen kunnen bestaan indien deze gecontracteerd zijn door Tennet of de overheid.

Niet alleen op LCOE basis, maar ook op marginale kostenbasis lijkt de investering in nucleaire centrales op basis van eerste orde effecten economisch niet mogelijk.

2.3.1 Nucleair vervangt groen gas gestookte backup centrales

Indien je in het Europese 2050 scenario 9 GW aan derde generatie nucleaire centrales toevoegt dan drukken deze 9 GW aan gasgestookte nucleaire centrales uit de merit order. De extra kosten veroorzaakt door de nucleaire centrales leiden dus ook tot 9 GW aan vermeden kosten van groen gasgestookte backup centrales.

Bij standaardinstellingen zijn de kosten van het systeem met nucleair (+9 GW nucleair, -9 GW gas back up) enkele miljarden duurder op jaarbasis ten opzichte van het referentiesysteem zonder nucleair. Dit verschil blijft in stand en van een vergelijkbare omvang als de groengasprijs stijgt naar 70 €/MWh of daalt naar 38 €/MWh. Dit alles onder aanname dat de nucleaire plants net als de gasgestookte plant tussen 0% en 100% load kunnen variëren. Zoals we zullen zien in de volgende paragraaf is dat niet zo.

2.3.2 Ramp-up Ramp-down

Tot op heden hebben we de aanname gedaan dat derde generatie nucleaire centrales zonder problemen kunnen op- en afregelen tussen de 0 en 100% load. Uit de literatuur blijkt deze mogelijkheid wellicht beperkt is (zie onderstaande tekst):

In a system with a high share of variable renewable energy, there is a need for frequency regulation and operating reserves from other sources of energy. Apart from fossil fuel based and hydroelectric options, nuclear could technically be used in a non-baseload manner to balance the variation in renewable electricity generation. Nuclear plants are currently run as "must-run" baseload plants due to their cost structure. In some European countries there is experience in

running nuclear plants in a more flexible manner due to its high share of nuclear of total electricity generation (Jenkins et al., 2018).

There are nevertheless technical constraints to ramping nuclear power generation up or down and baseload operation mode is the technically preferred mode of operation (Lazarev et al., 2018). Flexible operations also cause more wear and tear to systems, structures and components of the reactor (see *ibid* p. 47). Operating a nuclear reactor in a load following mode causes also an decrease in the number of full load hours due to increased outages (Bruynooghe et al., 2010). The ageing and degradation of such a reactor becomes more difficult to predict (Lazarev et al., 2018).

Most current designs are able to function between 50-100 RTP and can increase or decrease at a rate of 3-5 RTP per minute. The load following requirements are determined by the European Utility Requirements (EUR) (Lokhov, 2011). Nuclear plants have a minimum reactor power level below which they cannot safely operate for prolonged periods of time. The minimum load described in the literature at which a nuclear plant can function is 20%. These plants are nevertheless specifically designed for such a mode of operation (Bruynooghe et al., 2010).

Hetzelfde punt wordt ook gemaakt in een recent onderzoek van het MIT, waarbij de minimale load voor een nucleaire centrale in Frankrijk 50% is en de ramping capability op 25% staat². We moeten dus rekening houden met het feit dat de nucleaire centrales op momenten dat zon- en wind (bijna) volledig de vraag naar elektriciteit kunnen voldoen onder een load van 50% resp. 20% kunnen komen en dat dit technisch onwaarschijnlijk lijkt.

In het ETM hebben we gekeken hoeveel uur de centrales onder de 50% danwel 20% van hun load zakken omdat zon en wind geheel of praktisch geheel de elektriciteit leveren die op enig moment wordt gevraagd.

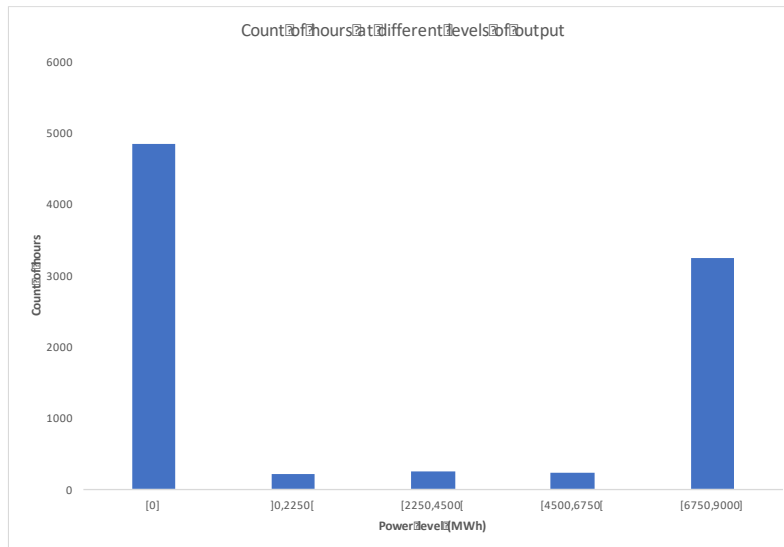
Dat levert onderstaande deze grafiek op voor de situatie dat de plant onder of boven de 50% load kan draaien.



Figuur 4. Aantal uren per jaar dat de plant boven de 50% load en onder de 50% load kan draaien. De witte lijnen/vlakken geven de uren dat de plant onder zijn 50% load zakt.

² MIT (2018): The future of Nuclear Energy in a carbon constrained world.

In totaal zijn er 3448 uren dat de kerncentrales boven de 50% load kunnen draaien en 5312 uur dat de centrales onder de 50% load draaien. Indien we de grens niet bij 50% load leggen maar bij 20% dan kan de centrale ongeveer 3761 uur draaien en 4999 uur niet. Dat dit zo weinig verschil maakt komt door de verdeling van de load die gevraagd wordt in dit scenario van de kerncentrales. De enorme vermogens wind en zon leiden tot veel uren dat de nucleaire centrales niet nodig zijn en ook veel uren dat ze vol aan moeten. Het aantal uren waarin ze in deellast draaien is beperkt.



Figuur 5. Aantal draaiuren (Y as) per load categorie. Ruim 4500 uur waarin de load 0 is, een paar honderd uur voor loads tussen 0 en 6750 MW en ongeveer 3500 uur op praktisch vol vermogen (6750 – 9000 MW).

De conclusie is dan dat de inpassing van 9 GW nucleaire derde generatie centrales technisch onwaarschijnlijk is als deze alleen volgend zijn op de vraag en het aanbod van wind en zon in dit klimaatneutrale scenario. De jaarlijkse meerkosten van dit scenario ten opzichte van het Europese scenario zonder nucleair zouden bij een technologie-specifieke WACC daarnaast 3 miljard euro bedragen (zie tabel 5₃). Bij een maatschappelijke WACC zijn de meerkosten 1 miljard euro per jaar ten opzichte van het scenario zonder nucleair.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	ja	Ja
LCOE nucleair	[€/MWh]	200	112
Vollasturen nucleair	[u/]	3225	3225

³ Gegeven de zeer substantiële onzekerheden in diverse parameters in het systeem, met name investeringskosten, rapporteren wij de nationale meerkosten met één significant cijfer.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een technologie- specifieke publiek- private WACC	Variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	n.v.t.	n.v.t.
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	n.v.t.	n.v.t.
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	3	1

Tabel 5: Uitkomsten variant 1: 9 GW nucleair in de merit order met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

4. Subvariant 2: 9 GW Nucleair in Merit Order plus 4.5 GW elektrolyzers

In deze variant plaatsen we de 9 GW nucleaire centrales nog steeds in de merit order maar we rusten ze ook uit met 4.5 GW aan elektrolyzers zodat er altijd een elektriciteitsvraag is van tenminste 50% van de load van de nucleaire centrales. Op momenten dat de vraag naar de elektriciteitsbijdrage van de Nucleaire centrales lager is dan 9 GW dan springen de elektrolyzers bij en creëren een extra elektriciteitsvraag van maximaal 4.5 GW.

In subvariant 2 van het scenario betekent dit dat de elektrolyzers 4631 uren draaien, waarvan 4456 uur op vol vermogen en nog eens 374 uur in deellast. De nucleaire centrales draaiden voor deze implementatie 3236 uur in de merit order; met de toevoeging van de elektrolyzers, zoals hierboven beschreven neemt het aantal vollasturen van de nucleaire centrales toe tot 5540 uur.

De LCOE van de nucleaire centrales is volgens ons LCOE model bij een technologie-specifieke WACC dan € 123/MWh. De LCOH (Levelised Cost of Hydrogen) bij deze elektriciteitsprijs en 4631 vollasturen is dan 204 €/MWh.

De geproduceerde waterstof kan direct ten behoeve van bijvoorbeeld de industrie worden ingezet of worden opgeslagen in zoutcavernes voor later gebruik. Het is namelijk zo dat de momenten waarop de aan de Nucleaire installaties gekoppelde elektrolyzers vol draaien ook samenvallen met de momenten waarop de elektrolyzers gekoppeld aan het wind- en zonvermogen actief worden, namelijk in uren met voldoende wind en/of zon om de elektriciteitsvraag geheel af te dekken.

Dit scenario is eigenlijk een variatie op scenario variant 1. We zagen daarbij dat de 9 GW nucleaire centrales 9 GW aan gascentrales vervangen en bij 3236 vollasturen 29 TWh aan stroom produceerden tegen kosten van 200 €/MWh. Waterstof werd in het Europees scenario (alsook in variant 1) geproduceerd doordat er 3 GW aan elektrolyzers opgesteld staan ten behoeve van waterstof productie uit zon- en windstroom en 13 GW aan Steam Methane Reformers (SMR of ATR) met CCS die waterstof op basis van aardgas of groengas maken. De elektrolyzers die gekoppeld zijn aan de overschotten wind en zonnestroom waren in staat in dit scenario waterstof te maken tegen ongeveer € 33 / MWh en de SMR/ATR tegen ongeveer € 63 /MWh.

Het scenario van variant 1 had bij een technologie-specifieke WACC jaarlijkse meerkosten van 3 miljard euro ten opzichte van het referentie scenario zonder nucleair. In het scenario van variant 2 worden de kosten elektriciteitsproductie met nucleair lager, maar hebben we meerkosten voor de waterstofproductie ten opzichte van variant 1. We rekenen hieronder hoe deze kosten uitvallen.

Ten opzichte van scenario variant 1 produceren we nu nog steeds 29 TWh stroom voor de stroommarkt, maar nu voor 123 €/MWh in plaats van 200 €/MWh door het hogere aantal vollasturen. Dit bespaart dus $(200 - 123) \cdot 29 / 1000 = 2.2$ miljard euro op jaarbasis. Aan de andere kant hebben we meerkosten voor waterstofproductie. Met 5033 vollasturen voor 4.5 GWe elektrolyzers en een 0.7 LHV efficiëntie produceren we 16 TWh waterstof tegen 204 €/MWh. Deze heeft meerkosten ten opzichte van de duurste bestaande waterstofproductie van $16 \cdot (204 - 63) / 1000 = 2.3$ miljard euro per jaar. In totaal besparen we dus $2.2 - 2.3 = -0.1$ miljard euro per jaar ten opzichte van scenario variant 1. Dit betekent dat de meerkosten van dit scenario $3 + 0.1 = 3$ miljard euro (één significant cijfer) ten opzichte van het referentie scenario zonder nucleair zijn (zie tabel 6).

We doen eenzelfde analyse met de maatschappelijke WACC en komen uit op jaarlijkse meerkosten van 1 miljard euro.

De variant is technisch wel uitvoerbaar en het is mogelijk investeringen in 9 GW groen gas gestookt backup vermogen vermijden in dit scenario. Maar je zult moeten investeren in 4.5. GW nieuw elektrolyzer vermogen. Qua jaarlijkse nationale kosten is het scenario nog steeds bij beide WACC varianten duurder dan het referentiescenario zonder nucleair, en duurder zowel op basis van elektriciteits- als waterstofproductie (zie tabel 6).

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	123	72
Vollasturen nucleair	[u/j]	5540	5540
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	204	127
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	4631	4631
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	3	1

Tabel 6. Uitkomsten variant 2: 9 GW nucleair in de merit order + 4.5 GW elektrolyzers met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

5. Subvariant 3: 9 GW Nucleair als “must run”

In deze variant krijgen de nucleaire centrales voorrang op zon- en windvermogen en daarom kunnen de centrales 7800 of meer vollasturen per jaar maken. De LCOE daalt in dat geval van € 200 per MWh (bij een technologie-specifieke WACC) naar € 92 per MWh. Dit is echter nog steeds ruim 3x zo hoog als de LCOE van zon- en windvermogen in dit scenario. Er zijn in deze optie nu wel twee soorten investeringen die kunnen worden vermeden.

Ten eerste kan net als in de merit order variant met elektrolyzers de investeringen in 9 GW groen gas gestookte backup centrales worden vermeden. Ten tweede kunnen we ook een deel van de investeringen in zon- en windvermogen vermijden als we tenminste de aanname doen dat we de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit op hetzelfde niveau willen houden als voor de introductie van 9 GW must-run vermogen. Dit staat in deze omstandigheden gelijk aan het vermijden van 9 GW offshore wind vermogen.

Het is toevallig dat deze waarde van ongeveer 9 GW offshore wind gelijk is aan de 9 GW nucleair. De verklaring daarvoor is vrij simpel. Wanneer 9 GW nucleair in de merit order geïntroduceerd wordt in het Europees scenario, dan draaien deze centrales 3236 vollasturen en draaien de gas backup centrales minder (omdat ze hogere marginale kosten hebben) maar is de totale elektriciteitsproductie gelijk. Nu is het mogelijk om 9 GW backup gas te verwijderen. Als we dan de nucleaire centrales must run maken, gaan ze 7800 uur draaien en dus $7800 - 3225 = 4575$ uur meer draaien en neemt de elektriciteitsproductie dus toe met de hoeveelheid elektriciteit die 9 GW nucleair in 4575 uur produceert, dus ongeveer 41 TWh. We kunnen dan dus 41 TWh aan offshore wind productie weghalen. Het aantal vollasturen van offshore wind is 4500, dus vrijwel gelijk aan het aantal extra vollasturen voor nucleair. Er kan dan $41 \text{ TWh} / 4500 * 1000 = 9 \text{ GW}$ offshore wind weggehaald worden om de elektriciteitsproductie op het oude niveau te houden. Doordat het vollasturen verschil vrijwel 0 is, is de capaciteit die verwijderd kan worden vrijwel gelijk.

De jaarlijkse kosten van dit systeem (+9 GW nucleair must run, - 9 GW gas backup, - 9 GW offshore wind) zijn nog steeds 2 miljard euro hoger op jaarbasis dan het referentiesysteem zonder nucleair bij een technologie specifieke WACC (zie tabel 7). Het ETM neemt hierbij ook systeemeffecten als de impact en kosten op de netinfrastructuur (netaansluitingen van de offshore windmolens en effecten verder in het elektriciteitsnet) mee. Bij een maatschappelijke WACC is deze variant ongeveer even duur als het referentiesysteem zonder nucleair.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 3: 9 GW nucleair must run bij een technologie- specifieke publiek- private WACC	Variant 3: 9 GW nucleair must run bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	92	56
Vollasturen nucleair	[u/j]	7800	7800
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	n.v.t.	n.v.t.
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	n.v.t.	n.v.t.
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	2	0

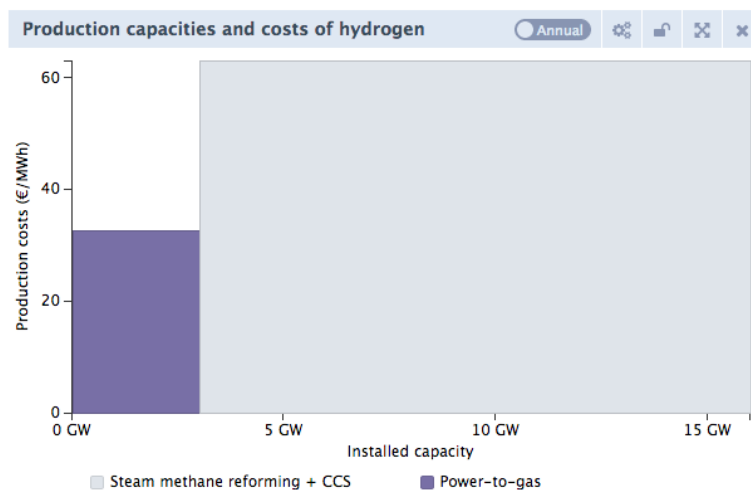
Tabel 7. Uitkomsten variant 3: 9 GW must run nucleair met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

6. Subvariant 4: 9 GW Nucleair t.b.v. 9 GW elektrolyzers

In deze variant draaien de Nucleaire centrales ook ruim 7800 uur per jaar op vol vermogen en zijn ze gekoppeld aan 9 GW elektrolyzers. Deze 9 GW elektrolyzers hebben dezelfde vollasturen als de Nucleaire centrales.

De nucleaire centrales draaien geheel buiten de elektriciteit merit order, omdat ze geïntegreerd zijn met waterstofproductie en niet gekoppeld zijn met de stroommarkt. Daarmee kunnen deze kerncentrales in deze variant geen groen gas gestookte backup centrales vervangen.

De waterstof die geproduceerd wordt in deze variant moet echter wel concurreren binnen de waterstof merit order. Hierbij staat er 3 GW elektrolyzers die op stroomoverschotten (uit wind en zon) draaien en waterstof leveren voor 33 €/MWh en 13 GW Stoom methaan reformers (SMR) met CCS die waterstof leveren voor 63 €/MWh.



Figuur 6. Waterstof merit order in het Europese scenario zonder nucleair.

Om te kunnen meedoen in de merit order moet de prijs van waterstof uit deze nucleaire centrale + elektrolyse combinatie dus lager zijn dan de duurste optie die nog meedoet in de merit order. Dat betekent dat deze lager moet zijn dan € 63 /MWh. Want dan kunnen de investeringen van 9GW SMR/ATR installaties inclusief het daarvoor benodigde gas en CCS investeringen en kosten worden vermeden. We zien echter dat de prijs van waterstof op € 150 / MWh uitkomt in deze variant. Dat is zo ver boven de prijs van waterstof geproduceerd met zon- en wind & elektrolyzer of aardgas plus CCS via een SMR/ATR dat er geen markt zal zijn voor deze waterstof in dit scenario.

De vraag naar waterstof in dit scenario in 2050 bedraagt ongeveer 430 PJ, ofwel 119 TWh. Met 9 GWe electrolyzers met 7800 vollasturen en een 0.7 LHV efficiëntie wordt er jaarlijkse 49 TWh waterstof geproduceerd. De jaarlijkse meerkosten ten opzichte van het referentie scenario zijn ongeveer $(150 - 63) * 49 / 1000 = 4$ miljard euro bij een technologie-specifieke WACC (zie tabel 8). Bij een maatschappelijke WACC volgt uit eenzelfde berekening dat de jaarlijkse meerkosten 2 miljard euro zijn.

Uitkomsten variant	Eenheid	Variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolyzers bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	Variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolyzers bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC
Technisch onwaarschijnlijk?	[ja/nee]	nee	Nee
LCOE nucleair	[€/MWh]	92	56
Vollasturen nucleair	[u/j]	7800	7800
LCOH nucleair + elektrolyse	[€/MWh]	150	95
Vollasturen elektrolyse	[u/j]	7800	7800
Jaarlijkse meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair	[Miljard €/j]	4	2

Tabel 8. Uitkomsten variant 4: 9 GW nucleair + 9 GW elektrolyzers met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7%) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3%).

7. Conclusies

We hebben geconstateerd dat 9 GW Nucleaire derde generatie elektriciteitscentrales van het type EPR de volgende systeemeffecten hebben in het Europees 2050 Scenario voor Nederland in de verschillende varianten met een technologie-specifieke publiek-private WACC (7% voor nucleair, 4.3% voor zon en wind) en een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC (3% voor alle technologieën):

- Variante 1: 9 GW Nucleair draait mee in de merit order in het scenario**

Dit lijkt technisch onwaarschijnlijk omdat het aantal uren dat de centrale onder een load van 50% of 20% komt te hoog is. Daarnaast zijn de kosten van dit systeem (waarbij 9 GW nucleair ook meteen 9 GW gasgestookt back-up vermogen vervangt) hoger dan die van het referentie Europese scenario voor 2050, voor beide WACC varianten.
- Variante 2: 9 GW Nucleair draait mee in de merit order in het scenario maar is ook gekoppeld aan 4.5 GW elektrolyzers**

Dit is technisch wel mogelijk, maar de daarmee geproduceerde waterstof is te duur gegeven de alternatieve waterstofproductie in het scenario met groene stroom & elektrolyzers en aardgas via SMR/ATR met CCS. Ook de stroomkosten liggen hoger dan in het referentie scenario zonder nucleaire centrales.

In dit scenario kan een investering in 9 GW aan groen gas gestookt backup vermogen worden vermeden. Echter de totale optelsom van extra investeringen in elektrolyzers en vermeden investeringen in backup vermogen is negatief. Deze variant is minder duur dan variant 1, maar de kosten van deze variant liggen boven die van de kosten in het referentiescenario zonder nucleair voor beide WACC varianten.

- Variante 3: 9 GW Nucleair draait als “must run”**

Deze optie is ook technisch mogelijk, maar ook deze optie is qua systeemkosten duurder dan het referentiesysteem zonder nucleair bij een technologie-specifieke publiek-private WACC. De 9 GW nucleaire centrales zouden 9 GW gasgestookt backup vermogen vervangen, alsook hernieuwbare stroomproductie van een omvang van de additionele productie van nucleair (hier 9 GW offshore wind). De kosten van dit systeem liggen bij deze WACC dan echter nog steeds hoger dan dat van het referentie scenario. Bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC en indien bepaalde kostenreducties (korte bouwtijd en learning effect op kosten) bewerkstelligd kunnen worden dan zou deze subvariant op vergelijkbare nationale kosten kunnen uitkomen als het referentiescenario zonder nucleair.
- Variante 4: 9 GW Nucleair draait alleen voor de productie van waterstof**

Dit is technisch ook mogelijk, maar de daarmee geproduceerde waterstof is te duur gegeven de alternatieve waterstofproductie in het scenario met groene stroom en elektrolyzers of aardgas via SMR/ATR met CCS. De kosten van deze variant zijn hoger dan het referentie scenario zonder nucleair voor beide WACC varianten.

De resultaten worden samengevat in tabel 9.

Doorrekening van nationale kosten van diverse varianten inzet nucleair	Eenheid	Variant 1 nucleair in merit order	Variant 2* nucleair in merit order met elektrolyzers	Variant 3 nucleair must run	Variant 4* Nucleair dedicated waterstof productie middels elektrolyse
Verandering ten opzichte van referentie	N.v.t.	+ 9 GW nucleair - 9 GW gas	+ 9 GW nucleair - 9 GW gas + 4.5 GW elektrolyzers	+ 9 GW nucleair must run - 9 GW gas - 9 GW wind	+ 9 GW nucleair + 9 GW elektrolyse - 9 GW SMR + CCS
Jaarlijkse nationale meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair bij een technologie-specifieke publiek-private WACC	[Miljard €/j]	+3	+3	+2	+4
Jaarlijkse nationale meerkosten ten opzichte van Europees scenario zonder nucleair bij een maatschappelijke (uniforme publieke) WACC	[Miljard €/j]	+1	+1	0	+2

Tabel 9. Doorrekening op jaarlijkse nationale meerkosten basis van de vier beschreven varianten van de inzet van nucleaire centrales. Deze kosten zijn de meerkosten ten opzichte van het referentie Europese scenario zonder nucleaire centrales. Een asterisk (*) geeft aan dat een variant deels handmatig doorgerekend is. Dit is van toepassing op de varianten met waterstofproductie, omdat het niet mogelijk is nucleaire centrales en elektrolyzers direct te koppelen in het ETM.

Appendix 1: LCOE of nuclear and renewable technologies

De berekening van de LCOE voor nucleair, zon- en wind wordt gedaan in een spreadsheet die als aparte file bij dit document kan worden ingezien. De naam van de spreadsheet is I13050_LCEO_final.xlsx. Hierin kunnen de aannames gedaan voor de berekening eenvoudig worden gevarieerd om te zien hoe gevoelig de uitkomsten zijn voor de aannames. Dit geldt natuurlijk direct voor het eerste kosten perspectief. Voor het tweede en derde kosten perspectief zullen ook aanpassingen in het ETM gedaan moeten worden. Dit laatste vraagt om wat meer werk maar dit wordt beschreven in appendix 2. Vervolgens kunnen de rekenmethodes gevolgd worden die in de hoofdstukken 3 tot en met 6 beschreven worden om de kostenvergelijking te maken.

In de rest van deze appendix worden zowel de kostenberekening toegelicht alsmede alle bronnen die gebruikt zijn om alle aannames te doen t.b.v. de berekening. Dit is geschreven in het Engels.

A1 LCOE method

When comparing the costs of different electricity generation technologies, a number of factors need to be taken into account in addition to the costs themselves, namely the lifetime of the plant producing electricity and the number of full load hours. The method applied is the levelised cost of electricity (LCOE). We define it as the net present value of the total costs of the plant over its lifetime expressed on a per unit of electricity produced base. It takes the costs incurred over the lifetime of the plant and discounts them, and divides the discounted costs by the discounted electricity production. We modified the equation by taking into account the costs incurred during the construction of the plant in order to more accurately reflect the actual costs of a plant.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=(-m)}^n [(C_t + Fi_t + FOM_t + VOM_t + Fu_t + W_t + D_t) * (1 + r)^{-t}]}{\sum_{t=(-m)}^n [E * (1 + r)^{-t}]}$$

Where in year t

C = Construction cost

Fi = Financing cost

FOM = Fixed operations and maintenance cost

VOM = Variable operations and maintenance cost

Fu = Fuel cost

W = Cost of waste processing and storage

D = Decommissioning cost

E = Electricity generated in year t

r = Discount rate

n = Technical lifetime of the plant

m = Duration of construction

For all technologies, costs are calculated for greenfield projects. The technologies considered are nuclear, solar, onshore wind, and offshore wind. The calculations assume 2050 technologies, unless otherwise specified. Consequently, costs differ from current ones. For nuclear, the specific technology assumed is the EPR.

The LCOE calculation excludes system costs and lifetime CO₂ costs from the equation. The LCOE with CO₂ tax excludes system cost.

A2 Cost categories, sources, and assumptions

A2.1 Construction cost

Both renewables (solar, onshore wind, and offshore wind) and nuclear are capital intensive technologies. The main contribution to the total costs is the construction cost. This cost category includes all costs required to build the plant. For renewables, costs were derived from IRENA reports⁴. The offshore wind cost given in the report is 1810 €/kW but this figure includes the grid cost. The grid cost is assumed to account for 810€/kW, allocating 1000€/kW to the construction.

For the nuclear option, costs were derived from a report of the société française d'énergie nucléaire (SFEN)⁵. The report discusses the costs of generation III nuclear plants. The costs considered are based on European EPR reactors that are already completed or in the final phases of construction. Non-European plants were excluded as differing labor costs, for instance, can influence construction costs. It should be noted that these costs reflect the state of affairs in 2018, with cost estimates having increased by around 18% for both Olkiluoto 3⁶ and Flamanville 3⁷ since. To reflect the recent cost escalations, we added the remainder of the reported cost and the SFEN cost, multiplied by a factor representing the share that is assumed to be structural, i.e. unavoidable in future installations.

The report also discusses the extent of learning effects when building reactors in a series. This is taken into account by including a learning effect factor that feeds into the cost of the nuclear option. This factor is set at 20%. The maximum realized learning effect described in the report is under 30%⁸. Given that the supply chain in the Netherlands is not yet established⁹ and that reactors are not assumed to be built in a large series nationally, the learning effect is adjusted slightly downwards from the maximum.

Capital for the construction is assumed to be acquired over the duration of construction in equal annual amounts on the first day of the year. The construction cost is depreciated over the lifetime of the plant in equal annual installments, happening on the last day of the year. This is done to reflect that the plant must first generate electricity to pay off an installment of a loan.

⁴ IRENA (2019): *Future of wind*.; IRENA (2019): *Future of solar*.

⁵ SFEN (2018). *Les coûts du production du nouveau nucléaire français*. p. 26

⁶ Kauppalehti (2019). *Olkiluodon hintalappu hipoo 10:tä miljardia euroa*. kauppalehti.fi

⁷ Le Monde (2019). *Visualisez en graphiques le énième dérapage financier de l'EPR de Flamanville*. lemonde.fr

⁸ SFEN (2018). *Les coûts du production du nouveau nucléaire français*. p. 43

⁹ Ibid. p. 52

Technology	Unit	Cost	Assumptions	Source
Nuclear	€/kW	5152,6	Learning effect 20%	SFEN (2018). <i>Les coûts du production du nouveau nucléaire français</i> . p. 26
Solar	€/kWh	278	Average of range given	IRENA (2019): <i>Future of solar</i> .
Onshore wind	€/kWh	711	Average of range given	IRENA (2019): <i>Future of wind</i> .
Offshore wind	€/kWh	1000	Average of range given. Assumption 1000 €/kW without grid connection, given 1810 €/kW inclusive grid connection.	IRENA (2019): <i>Future of wind</i> .

Table 1. Capital costs in 2050.

A 2.2 Financing cost

Given the high capital costs for both nuclear and renewables, the financing cost becomes a significant cost item. Financing cost reflects the return demanded by the provider of the capital, whether the capital is provided in the form of debt or equity. The return is expressed in the terms of a weighted average cost of capital (WACC). The required return and consequently the WACC depends on the risks associated with the plant as well as the nature of the provider of the financing¹⁰. Higher risk levels are associated with higher financing costs. Higher financing costs are also associated with capital from private investors compared to public financing. WACC therefore is specific for each technology.

The financing cost is calculated both for the construction and the operation periods. Annual amounts of interest are assumed to be paid on the last day of the year. Financing cost is calculated for the share of the construction cost that has not yet been depreciated.

¹⁰ Kost, Christoph et al. (2018). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. Fraunhofer Institut, p. 11.

Technology	Unit	Value	Assumptions	Source
Nuclear	%	7	NEA middle scenario	NEA (2019). <i>The Cost of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables</i> . Similar to the French WACC reported in SFEN (2018.) <i>Les coûts du production du nouveau nucléaire français</i> .
Solar	%	4.3		J. Ondraczek et al. (2014): WACC the dog: the effect of financing costs on the levelised cost of solar pv power. <i>Renewable Energy</i> 75, 888-898
Onshore wind	%	4.3	Assumed to be equal to the WACC of solar given similar level of maturity & risk.	
Offshore wind	%	4.3	Assumed to be equal to the WACC of solar given similar level of maturity & risk.	

Table 2. Weighted average cost of capital (WACC).

A 2.3 Operations and maintenance cost

Operations and maintenance (O&M) costs are annual costs that are incurred as a consequence of production. Fixed O&M costs are not dependent on the level of production, whereas variable O&M costs vary as a product of generation. All technologies have fixed O&M costs. Nuclear also has variable O&M costs.

Fixed O&M costs for the renewable technologies were adopted from an Agora report¹¹. For nuclear, both fixed and variable O&M costs were derived from a 2019 NEA report¹². This report bases its cost data on a 2015 NEA report, for which cost data was gathered for a number of countries by a questionnaire¹³. The results are nevertheless hypothetical, as there are only two EPRs in operation currently, with one having begun commercial operation in December 2018 and the other in September 2019¹⁴. Both being located in China, there is no data for O&M costs for a generation III plant in a European context. Therefore, data for hypothetical value from the OECD NEA report (2019) was used for the fixed O&M costs. For the variable cost, we used the source of the OECD NEA report¹⁵. It reports all O&M in a €/MWh form. We used the O&M cost of Western European countries with similar standard wages (Belgium, Finland, France, and the United Kingdom) and averaged them. Finally, we subtracted the fixed cost adopted to arrive at a variable cost.

¹¹ Agora (2017): *The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels*. Electronic appendix: Model

¹² NEA (2019). *The Cost of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*. p. 95

¹³ NEA (2015). *Projected Cost of Generating Electricity*. 2015 Edition.

¹⁴ EDF Energy (2019). *The second EPR reactor at China's Taishan nuclear power plant about to enter into commercial operation*. edfenergy.com

¹⁵ NEA (2015). *Projected Cost of Generating Electricity*. 2015 Edition.

Technology	Unit	Cost	Assumptions	Source
Nuclear	€/MWe	89000		NEA (2019). <i>The Cost of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables</i> . p. 95
Solar	%	1.5		Agora (2017): The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels. Electronic appendix: Model
Onshore wind	%	2.5		Agora (2017): The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels. Electronic appendix: Model
Offshore wind	%	3.2		Agora (2017): The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels. Electronic appendix: Model

Table 3. Fixed O&M costs.

Technology	Unit	Cost	Assumptions	Source
Nuclear	€/MWh	7.4		MIT (2018): The future of Nuclear Energy in a carbon constrained world.

Table 4. Variable O&M costs.

A 2.4 Fuel costs

As renewables do not consume fuel in the process of generating electricity, they have no fuel costs. Nuclear energy, on the other hand, consumes enriched uranium or plutonium for fuel¹⁶. Uranium prices have shown significant volatility in the past 12 years, with prices peaking in 2007 and 2011 but remaining at lower levels post-Fukushima. The high of June 2007 and the low of November 2016 differ by a factor of 7.7¹⁷. We calculated the front-end cost of the nuclear fuel cycle per MWh using the method and efficiencies provided by World Nuclear Association¹⁸. We adjusted the costs of conversion, enrichment, and fuel fabrication based on an OECD NEA report¹⁹. To keep the calculations in real cost terms, the 1994 costs were brought to a 2020 level²⁰. The cost of enrichment was set at the reference case cost, i.e. 8\$/kg (14\$ in real terms). The cost of enrichment was set at the lower bound of 70\$/kg (121\$ in real terms) to reflect the expected cost reductions. The cost of fuel fabrication was set at the lower bound of the range, i.e. at 200\$/kg (347\$ in real terms) to reflect higher burnup rates. The 2050 price for uranium was adopted from an IEA report²¹, adjusting the price to \$135 for a conservative estimate for 2050. The resulting cost per MWh was practically equal to the fuel costs reported by OECD NEA in 2015²²,

¹⁶ UK-EPR (n.a.). Fundamental Safety Overview. Volume 2: Design and Safety. Chapter D: Reactor and Core. epr-reactor.co.uk

¹⁷ Market Insider (2020). *Uranium*. markets.businessinsider.com

¹⁸ World Nuclear Association (2019). *Economics of Nuclear Power*. world-nuclear.org

¹⁹ OECD NEA (1994). *The Economics of the Nuclear Fuel Cycle*.

²⁰ CPI Inflation Calculator (2020). in2013dollars.com

²¹ IEA (2001). *Analysis of Uranium Supply to 2050*.

²² NEA (2015). *Projected Cost of Generating Electricity, 2015 Edition*.

suggesting that the fuel cost estimate is low, when taking into account the projected increasing marginal costs of uranium towards 2050²³.

Technology	Unit	Cost	Assumptions	Source
Nuclear	€/MWh	6.27		World Nuclear Association (2019). <i>Economics of Nuclear Power</i> . world-nuclear.org; IEA (2001). <i>Analysis of Uranium Supply to 2050</i> .

Table 5. Fuel costs.

A 2.5 Costs of waste processing and storage

As nuclear plants produce fission materials that require processing and storage due to their radioactive nature, the back-end cost of the fuel cycle must be included in the calculations. The cost is adopted from the 2015 NEA paper²⁴.

Technology	Unit	Cost	Assumptions	Source
Nuclear	€/MWh	2.07		NEA (2015). <i>Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition</i> .

Table 6. Cost of waste processing and storage.

A 2.6 Decommissioning cost

Plants have a technical lifetime at the end of which they need to be decommissioned. The decommissioning cost for all technologies is based on the 2015 NEA report²⁵, where the decommissioning cost is expressed as 15% of the construction cost for nuclear and as 5% for renewables.

The finances for the decommissioning are assumed to be gathered over the lifetime of the plant by making annual deposits into a decommissioning fund. In order for the fund to have a net present value of 15% of the construction cost, the total decommissioning cost is spread out in equal amounts over the lifetime of the plant. This means that in principle, the deposits made in the final years of the lifetime would have to be larger than those made in the yearly years. But the trust fund would also be earning an interest over the years. These effects are assumed to cancel each other out.

Technology	Unit	Value	Assumptions	Source
Nuclear	% of the construction cost	15		NEA (2015). <i>Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition</i> .

²³ IEA (2001). *Analysis of Uranium Supply to 2050*.

²⁴ NEA (2015). *Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition*.

²⁵ *ibid*.

Technology	Unit	Value	Assumptions	Source
Solar	% of the construction cost	5		NEA (2015). <i>Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition.</i>
Onshore wind	% of the construction cost	5		NEA (2015). <i>Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition.</i>
Offshore wind	% of the construction cost	5		NEA (2015). <i>Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition.</i>

Table 7. Decommissioning cost.

A 3 Other parameters

A 3.1 Electricity generated

Electricity is assumed to be generated by a constant annual amount that is specific to each technology. There are two factors that influence the amount: the capacity of the plant and the full load hours. The capacities and full load hours provided by the ETM are assumed for each technology.

Technology	Unit	Amount	Assumptions	Source
Nuclear	MWh	12800000	Capacity: 1600 MWe; full load hours: 7800 h	European scenario, ETM
Solar	MWh	19360	Capacity: 20 MW; full load hours: 968 h (1224 hours at a performance ratio of 80%)	European scenario (capacity), NREL (2014): Solar Resources by Class and Country. Tilt. (full load hours)
Onshore wind	MWh	9357	Capacity: 3 MW; full load hours: 3119 h	European scenario (capacity), NREL (2014): Solar Resources by Class and Country. Tilt. (full load hours)

Technology	Unit	Amount	Assumptions	Source
Offshore wind	MWh	112615	Capacity: 3 MW; full load hours: 4205 h	European scenario (capacity), NREL (2014): Solar Resources by Class and Country. Tilt. (full load hours)

Table 8. Electricity generated annually.

A 3.2 Discount rate

The total cost and the electricity generated are discounted using the WACC.

A3.3 Technical lifetime of the plant

The lifetimes of the plants are derived from the ETM, apart from the 25 years of a lifetime for offshore wind²⁶. The ETM omits the option of a lifetime adjustment, so it is fixed at 20 years for offshore wind. For solar, the lifetime is short compared to industry estimates of a lifetime of 40 years around 2050. The ETM value is fixed at 25 years.

Technology	Unit	Lifetime	Assumptions	Source
Nuclear	Years	60		European scenario
Solar	Years	25 (ETM) or 25/40 (spreadsheet)		European scenario
Onshore wind	Years	25		European scenario
Offshore wind	Years	20 (ETM) or 25 (spreadsheet)		Agora (2017): <i>The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels. Electronic appendix: Model</i>

Table 9. Technical lifetimes of the technologies.

A 3.4 Duration of construction

The construction times are presented in table 12. The construction time for nuclear is hypothetical and has so far not been achieved. The two EPRs in operation were constructed within 9 years (Taishan 1) and 8 years (Taishan 2).

²⁶ Agora (2017): *The Future Cost of Electricity Based Synthetic Fuels. Electronic appendix: Model*

Olkiluoto is set to enter into operation in the fall of 2020²⁷, which would add up to a construction time of 15 years. Flamanville is assumed to enter into operation in 2022, pushing the construction time to 15 years²⁸. If the nuclear construction time is closer to these numbers the LCOE would increase.

Technology	Unit	Construction time	Assumptions	Source
Nuclear	Years	7		European scenario
Solar	Years	0.5		European scenario
Onshore wind	Years	1		European scenario
Offshore wind	Years	1.5		European scenario

Table 10. Construction times.

A 3.5 Exchange rate

The exchange rate used to transform costs from USD to € is 0.89, which is the average exchange rate between 01/2015 and 01/2020²⁹.

A 4 LCOH (Levelized Costs of Hydrogen)

A 4.1 Method

The levelised cost of hydrogen (LCOH) is calculated in a similar manner to the LCOE, with the exception that the denominator of the formula consists of the discounted hydrogen production instead of electricity production.

The formula for LCOH with the relevant cost items is as follows:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=(-m)}^n [(IC_t + Fi_t + EC_t + FOM_{t_t} + R_t + D_t) * (1 + r)^{-t}]}{\sum_{t=(-m)}^n [H * (1 + r)^{-t}]}$$

Where in year t

IC = Total installed cost, which is the sum of the equipment cost and installation cost

Fi = Financing cost

EC = Electricity cost

²⁷ TVO (2019). *OL3 EPR:n säännöllinen sähköntuotanto alkaa marraskuussa 2021*. tvo.fi

²⁸ Varley, J. (2019). *Further delays for European EPR nuclear power plants*. nsenergybusiness.com

²⁹ OFX (2020). *Yearly Average Rates*. ofx.com

FOM = Fixed operations and maintenance cost

R = Replacement cost of stack

D = Decommissioning cost

H = Hydrogen produced in year t

r = Discount rate

n = Technical lifetime of the plant

m = Duration of construction

The cost is calculated for a greenfield project.

Cost item	Unit	Value	Assumptions	Source
Total installed cost	€/MWe	240 000	Assumed to comprise of both equipment and installation costs. Representative value of the two sources.	Gorre, J. et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. <i>Applied Energy</i> , 253, 113594.; Fasihi, M., & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. <i>Journal of Cleaner Production</i> , 243, 118466
Financing cost	%	6	WACC	Gorre, J. et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. <i>Applied Energy</i> , 253, 113594.
Fixed O&M cost	% of CAPEX	3	Representative of the two sources	ibid; Fasihi, M., & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. <i>Journal of Cleaner Production</i> , 243, 118466
Replacement cost	€/MW	73 500		Gorre, J. et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. <i>Applied Energy</i> , 253, 113594. Consistent with FCH JU (2014): Development of water electrolysis in the European Union
Decommissioning	%	3		

Table 11. Cost items for LCOH.

A 4.2 costs

The total installed cost of the electrolyzer consists of the cost of equipment and the cost of installation. In the literature, nevertheless, often one just one capital cost item is reported. Gorre et al. (2019)³⁰ report a capital expenditure of 245€/kW_{el} for the electrolyser system in 2050. Fasihi and Breyer (2020) report a CAPEX of 248 €/kW_{H₂,HHV}.³¹ Nevertheless, Agora (2019)³² already reports of current best case electrolyser CAPEX in China of 200 USD/kWe, with a costs of 115 USD/kWe expected in 2030 (102.35€ at an exchange rate of 0.89). The higher costs around 250 €/kW in 2050 are therefore interpreted as installed costs, as according to expert interviews conducted during Kalavasta's CO₂ reduction model made with the Institute of Sustainable Process Technology, installation costs are roughly equal to the cost of equipment.

The financing is assumed to be acquired and depreciated in the same way as in the LCOE calculation (see A2.1).

Financing cost

Financing cost is calculated in an identical manner to LCOE (see A2.2). The WACC of 6% is adopted from Gorre et al. (2019)³³.

Electricity cost

The electricity price feeds from the LCOE calculation. The user is free to choose the electricity source and the price adjusts accordingly. Nevertheless, the electric capacity of the electrolyser and the full load hours must be adjusted manually. The full load hours, the electric capacity, and the electricity price and multiplied to arrive at a cost of electricity.

Fixed operation and maintenance

Gorre et al. (2019)³⁴ report a operating expenditure of 2% of the CAPEX, Fasihi and Breyer (2020) report 3.5%³⁵. We adopted a OPEX of 3% of the CAPEX.

Replacement cost

³⁰ J. Gorre, et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy*, 253, 113594.

³¹ Fasihi, M., & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 243, 118466.

³² Deutsch, M. and Graf, A. (2019). *EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe*. Agora.

³³ J. Gorre, et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy*, 253, 113594.

³⁴ *ibid.*

³⁵ Fasihi, M., & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 243, 118466.

The electrolysis stack has a shorter lifetime compared to the electrolysis system as a whole. We adopted a lifetime of 10 years and a replacement cost of 73500€/MW from Gorre et al. (2019)³⁶. This amounts to about 60% of the equipment costs. The model applies the cost of a stack in intervals of “lifetime of stack+1”.

Decommissioning cost

Gorre et al. (2019)³⁷ discuss decommissioning cost as a part of the total cost of an electrolysis system but do not provide a figure for it. As a decommissioning cost was not available in the literature, we are assuming an arbitrary cost of 3% of the CAPEX, depreciated over the lifetime of the plant (see method in A2.6).

Hydrogen produced

The annual amount of hydrogen produced is calculated for MWh_{LHV} by multiplying the full load hours with the electric capacity and the lower heating value efficiency.

Other parameters

For the construction of the electrolysis plant, a duration of 2.5 years is adopted from National Research Council. (2004)³⁸.

³⁶ J. Gorre, et al., (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy*, 253, 113594.

³⁷ *ibid.*

³⁸ National Research Council. (2004). *The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs*. National Academies Press.

Appendix 2: Links naar het Energietransitiemodel en vertaling kosten naar het ETM

Zowel het Klimaatneutrale Europese 2050 scenario voor Nederland als de variant met nucleair zijn gemodelleerd in het Energietransitiemodel en in te zien via de volgende URL links:

Europees CO₂ sturings scenario :

<https://pro.energytransitionmodel.com/scenarios/606418>

Europees CO₂ sturings scenario nucleaire variant met 7% WACC voor nucleair en 4.3% voor zon en wind, risico's nucleair gedeeld tussen overheid en marktpartijen:

https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8775

Europees CO₂ sturings scenario nucleaire variant met 3% WACC voor alle technologieën, risico's voor overheid: https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8776

We hebben de resultaten van de LCOE berekening van de spreadsheet overgezet in de twee laatstgenoemde ETM scenario's. We hebben daarom de parameters rond nucleaire centrales in deze ETM scenario's zo aangepast, dat zij dezelfde LCOE uitkomsten geven als het LCOE model.

In het oorspronkelijke Europese rekenen we bijvoorbeeld met een maatschappelijke WACC van 3%, om vergelijking met PBL cijfers mogelijk te maken. In de aangepaste scenario's met nucleaire centrales wordt er naast een variant met een maatschappelijke WACC van 3% ook een variant bepaald met een technologie-specifieke WACC van 7% voor nucleair en 4.3% voor zon en wind, zoals ook in de spreadsheet. Dit wordt nader toegelicht in hoofdstuk 3.

In het ETM bestaat er niet de mogelijkheid om alle relevante parameters van de elektriciteitscentrales (individueel) aan te passen. Sommige parameters zijn niet aan te passen en andere parameters (vaste én variabele onderhoudskosten) zijn alleen tegelijkertijd en evenredig aan te passen.

Daarnaast is ook de rekenmethode anders. Het ETM rekent met jaarlijkse financieringskosten die simpelweg toegepast worden op de helft van de totale investering; het spreadsheet model daarentegen houdt bij hoe de financieringskosten door de tijd heen veranderen op basis van wat al betaald is. Dit laatste neemt non lineaire effecten mee; in het ETM zijn bij een 10 maal zo hoge WACC de financieringskosten 10 maal zo hoog, in de spreadsheet *meer* dan 10 maal zo hoog. Hierbij horen ook financieringskosten tijdens de bouw. Het ETM neemt bijvoorbeeld niet met eenzelfde detail de overnight construction financing cost mee; deze worden daarom onderschat. Deze invloed van de rekenmethode is groter naarmate de investeringskosten en de WACC hoger zijn. Voor zon en wind is er een verwaarloosbaar verschil tussen de output van het ETM en de spreadsheet als zowel investeringskosten als WACC lager of hoger zijn.

Kortom, met dezelfde input parameters geeft het ETM door de andere rekenmethode lagere output parameters. We hebben daarom bepaalde input waarden in het ETM handmatig moeten verhogen om dezelfde LCOE output als in de het LCOE model te geven. Er is daarnaast een check gedaan om te zien dat de hernieuwbare technologieën ook goed meegenomen worden gegeven het verschil in rekenmethodes. Het verschil in uitkomsten is hier echter verwaarloosbaar gegeven de lagere investeringskosten, levensduur en WACC.

In tabel 1 hebben we gedocumenteerd hoe we de spreadsheet waarden vertaald hebben naar ETM waarden.

Beschrijving parameter	LCOE model Spreadsheet	ETM gelijk gezet op output	ETM schuifjes
Investeringskosten incl decommissioning	5,905 k€/MW (5,135 k€/MW investment + 770 k€/MW decommissioning)	7,629 k€/MW	+177%
O&M vast	89 €/kW	121 €/kW	+188%
O&M variabel	9.5 €/MWh: 7.4 €/MWh + 2.1 €/MWh waste processing and storage	15.5 k€/FLH ofwel 9.5 €/MWh	+188%
Brandstof kosten	6.27 €/MWh	6.27 €/MWh	278 €/kg
WACC	4.3% zon en wind, 7% nucleair	4.3% voor bewezen technologie, 7% voor nieuwe technologie	4.3% bewezen technologie, 7% nieuwe technologie
LCOE uitkomst	200 €/MWh bij 3225 FLH, 92 €/MWh bij 7800 FLH	200 €/MWh bij 3225 FLH, 92 €/MWh bij 7800 FLH	

Tabel 1: input in het ETM om spreadsheet input en output waardes gelijk te zetten aan diegene die in het LCOE model gezet danwel gevonden worden.

Hieronder beschrijven we hoe we het deze input waardes bepaald hebben voor het scenario met een WACC van 7% voor nucleair (en 4.3% voor zon en wind):

Voor het ETM zetten we eerst de variabele O&M gelijk aan die in de spreadsheet, dit gebeurt bij +147%. Dan zijn de vaste O&M hoger dan in het LCOE model. Daardoor worden de kosten van nucleair in de merit order hoger. Dit verandert echter niet de plek in de merit order.

De omrekening van uranium kosten naar nuclear fuel lijkt een sterke onderschatting te geven in het ETM. Als alle O&M kosten naar 0 gaan, zijn in het ETM de marginale kosten van de centrale bij een uranium prijs van 69€/kg 1.6€/MWh. Dit zou 6.27 €/MWh moeten zijn volgens het LCOE model. Dit gebeurt bij 278€/kg uranium. De WACC wordt overeenkomstig de spreadsheet naar 4.3% voor bewezen en 7% voor nieuwe technologieën gezet. Als de investeringskosten tot slot op +177% gezet worden, vinden we een LCOE uitkomst van 192 €/MWh bij 3236 vollasturen en 88 €/MWh bij 7800 vollasturen.

Voor de overige technologieën passen we ook een kleine correctie toe waar nodig om de LCOE waardes over te zetten in het ETM). Dit doen we voor zon PV (kosten naar -79%) en onshore wind (O&M kosten naar -52%). Voor offshore wind komen de waardes met basisinstellingen reeds overeen.

Voor het scenario met een WACC van 3% rekenen we met de volgende waardes:

Beschrijving parameter	LCOE model Spreadsheet met WACC op 3%	ETM gelijk gezet op output	ETM schuifjes
Investeringskosten incl decommissioning	5,905 k€/MW (5,135 k€/MW investment + 770 k€/MW decommissioning)	5,810 k€/MW	+77%
O&M vast	89 €/kW	121 €/kW	+188%
O&M variabel	9.5 €/MWh: 7.4 €/MWh + 2.1 €/MWh waste processing and storage	15.5 k€/FLH ofwel 9.5 €/MWh	+188%
Brandstof kosten	6.27 €/MWh	6.27 €/MWh	278 €/kg

Beschrijving parameter	LCOE model Spreadsheet met WACC op 3%	ETM gelijk gezet op output	ETM schuifjes
WACC	3% voor alles	3% voor alles	3% voor alles
LCOE uitkomst	56 €/MWh bij 3225 FLH, 112 €/MWh bij 7800 FLH	112 €/MWh bij 3225 FLH, 56 €/MWh bij 7800 FLH	

Tabel 2: input in het ETM om spreadsheet input en output waardes gelijk te zetten aan diegene die in het LCOE model gezet danwel gevonden worden. Variant met een maatschappelijke WACC van 3%.

In deze variant zijn de variabele kosten gelijk. De WACC wordt natuurlijk aangepast. De investeringskosten (in de daarin aanwezige correctie) moeten wel aangepast worden. Als de investeringskosten tot slot op +77% gezet worden, vinden we een LCOE uitkomst van 112 €/MWh bij 3225 vollasturen en 56 €/MWh bij 7800 vollasturen.

Hier moeten we echter ook de O&M kosten voor offshore licht verlagen naar -80% om zo de aansluiting met het LCOE model te bewaren. Hetzelfde doen we voor zon PV (kosten naar -84%) en onshore (O&M kosten naar -60%).

Appendix 3: Review door PBL en verwerking commentaar

PBL heeft een conceptversie van het LCOE model alsook dit rapport kunnen inzien en analyseren. Het hoofdcommentaar, en onze verwerking daarvan, zijn als volgt:

Commentaar PBL	Verwerking door Berenschot/Kalavasta
Belangrijkste punt is de kanttekening dat kostenoverschrijdingen niet zijn meegenomen, terwijl het zeer plausibel is dat in elk geval een deel daarvan structureel is (aanbeveling: bandbreedte laten zien)	<i>We hebben nu aangenomen dat de helft van de recente kostenescalaties voor de centrales in aanbouw in Frankrijk en Finland structureel is. Voor de duidelijkheid hebben we hieronder op deze pagina de volledige berekening van de investeringskosten uitgewerkt.</i>
De vraag is of je wel een substantiële learning rate kunt veronderstellen: het gaat tot 2050 gezien de bouwtijd in de praktijk eigenlijk om niet meer dan 2 of 3 generaties, met waarschijnlijk ook nog de nodige lokale aspecten. Alleen al om de huidige overschrijdingen te voorkomen is er al veel learning nodig.	We hebben de learning rate laten staan op 20% conform SFEN (2018). <i>Les coûts du production du nouveau nucléaire français</i> aangezien het denkbaar is dat er series van hetzelfde type reactor in Europa worden gebouwd.
De manier waarop nucleair voor de systeemkosten is verrekend met gesubstitueerde technieken is weliswaar verdedigbaar, maar waarschijnlijk zijn er nog iets kosteneffectievere manieren zijn. En in de decentrale en nationale scenario's levert nucleair wellicht een grotere reductie van de systeemkosten omdat daarin de schaarste aan regelbare emissievrije opwekking groter is.	De vermeden vermogens zijn in alle scenario's identiek voor backup vermogen of windvermogen aangezien deze vermeden vermogens afhangen van de karakteristieken van de Nucleaire centrales. Wel is er een verschil in vermeden kosten. In het Europese scenario's is dit groen gas en in de andere scenario's is dit waterstof. Wij hebben deze berekening niet gedaan maar verwachten geen grote verschillen in de uitkomst van de Nationale kosten aangezien de backup centrales zowel op waterstof als groen gas veelal slechts enkele honderden draaiuren per jaar kennen in de scenario's.
Voor een goede vergelijking van de opties moet je voor allen met dezelfde maatschappelijke discontovoet rekenen, 3%. Als je de kosten voor de producenten in beeld wil brengen kan je wel met een specifieke rente per technologie rekenen, maar daarmee zijn opties vanuit maatschappelijk oogpunt niet vergelijkbaar.	<i>We hebben o.a. op basis van dit commentaar naast de standaard doorrekening (met technologie specifieke WACCs) nu ook een doorrekening met een maatschappelijke WACC van 3% gedaan. Dit lichten we verder toe in hoofdstuk 3. Wij denken dat een doorrekening met een technologie specifieke WACC een meer correcte vergelijking geeft voor het doorrekenen van de systeemkosten voor het systeem beschreven in dit rapport. We tonen in dit rapport echter een doorrekening voor beide situaties.</i>

Toelichting berekening investeringskosten nucleair in 2050:

De investeringskosten van nucleaire centrales zijn als volgt berekend. We beginnen met de gemiddelde bouwkosten van 5882 €/kW van de twee EPR centrales die momenteel in Europa gebouwd worden op basis van een rapport van SFEN (6563 €/kW voor Flamanville, 5200 €/kW voor Olkiluoto). Dit rapport werd in het jaar 2018 gepubliceerd en bijgevolg reflecteren deze bouwkosten de recente toenames nog niet. De recente kostenramingen die in de media gerapporteerd worden zijn gemiddeld 7000 €/kW (7750 €/kW voor Flamanville, 6250 €/kW voor Olkiluoto). De recente toename in bouwkosten is dus $7000 - 5882 = 1118$ €/kW. We nemen aan dat 50% van deze toename structureel is, dus $0,5 * 1118 = 559$ €/kW met name als gevolg van toegenomen veiligheidseisen, die ook voor andere centrales van dit type zullen gaan gelden. Dat geeft dan dus geüpdate gemiddelde investeringskosten van $5882 + 559 = 6441$ €/kW. We nemen vervolgens aan dat het lukt om voor de

EPR tot het jaar 2050 het maximale gemiddelde leereffect van 20% te bereiken (SFEN, 2018). De kosten in 2050 zijn dus een factor 0.8 (100%-20%) van de kosten nu. Zo komen we dan op investeringskosten in 2050 van $6441 \cdot 0.8 = 5153$ €/kW.

Appendix 4: Review door OECD NEA en verwerking commentaar

OECD NEA (in de persoon van Prof. Dr. Jan Horst Keppler) heeft een conceptversie van het LCOE model als ook de data sheets kunnen inzien en analyseren. Het hoofdcommentaar, dat wij gedestilleerd hebben uit Prof. Dr. Kepplers samenvatting van het gesprek (gedeeld met het Ministerie van Economische Zaken en Berenschot/Kalavasta), en onze verwerking daarvan, zijn als volgt:

Commentaar OECD NEA	Verwerking door Berenschot/Kalavasta
It is imperative that the costs of all low carbon technologies are calculated with the same cost of capital	We hebben naast een doorrekening met verschillende WACCs nu ook een doorrekening met een WACC van 3% voor alle technologieën opgenomen (dit was ook een punt van commentaar van PBL). In de eerste doorrekening hanteren we verschillende WACCs voor verschillende technologieën, dit reflecteert de praktijk dat wanneer investeerders een hoger risico ervaren ze ook een hoger rendement vragen.
(...) This poses the question whether the capital costs of low-carbon dispatchable back-up (biogas and H ₂) have been correctly calibrated. No information was provided on this. These are technologies that are currently still unproven, both economically and technically, as large-scale back-up for electricity systems. More information would be welcome.	De waterstof en groen gas centrales in het ETM zijn gedocumenteerd en alle kosten parameters en aannames zijn in het ETM te vinden. Dit is bekende technologie met gedocumenteerde rendementen. De technologie verschilt zeer beperkt van aardgasgestookte centrales. Zowel grotere centrales als kleinere gas turbines zijn zeer flexibel in te zetten en kunnen ook al in het huidige systeem gebruikt worden.
It seems necessary that capital cost estimates for nuclear and VRE display the same optimism/pessimism bias. This is currently not the case	Voor alle technologieën, zon, wind en nucleair, worden kostenreducties meegenomen. Deze kostenreducties zijn alleen niet even groot. Gegeven de ontwikkeltijd, complexiteit en regelgeving en gebrek aan economies of number rond nucleaire centrales is de relatieve kostenreductie hier kleiner dan die voor de investeringskosten van zon en wind, welke veel meer profiteren van economies of number, scale, automatisering en technische verbeteringen (efficiency en power density).
The overnight costs of nuclear capacity: Kalavasta assumes an overnight investment cost of EUR 5135/kW or USD 6 305/kW for nuclear in 2050. This is supposed to include a 20% cost reduction factor. It must be compared to the overnight costs used in the NEA Costs of Decarbonisation of EUR 4 700/kW, which is about 30% lower. This makes a significant difference in results. (...) The Kalavasta assumptions for nuclear can be considered admissible, but they are on the high side of what could realistically be expected for 2050.	Onze investeringskosten zijn 5135 €/kW ofwel 5751 \$/kW bij de gehanteerde koers, dus ruim 20% hoger dan de 4700 USD/kW van OECD NEA. We nemen daarbij zowel een deel van de recente kostenescalaties rond nucleaire centrales die gebouwd worden in Frankrijk en Finland mee, alsook een kostenreductie van 20%. Het OECD NEA neemt voor zover wij weten deze kostenescalaties niet mee (er zijn nog geen derde generatie nucleaire centrales in Europa gereed). Onze LCOE komt uiteindelijk bij een technologie-specifieke WACC uit op 92 €/MWh. De Kalavasta berekening komt daarmee uit tussen de ruim 80 €/MWh van OECD NEA en ongeveer 100 €/MWh van IEA (zie appendix 5).
Given a quotable source, the Kalavasta assumptions for wind and solar PV can be considered admissible, but they are on the very, very low side of what could realistically be expected for 2050	De estimates van OECD NEA voor 2050 voor zon en wind zijn fors hoger dan de kosten van al gerealiseerde projecten in Nederland en Duitsland (zie appendix 5). Daarnaast zijn er reeds LCOEs behaald (in landen met meer zon en wind) die lager zijn dan wat wij uitrekenen voor Nederland in 2050. Tot slot rekenen we met de middenwaarde van de IRENA prognoses. We gaan dus uit van verdere kostenreducties (conform IRENA), maar gegeven de kosten van huidige projecten en ontwikkelingen zijn deze waardes o.i. realistisch.

Commentaar OECD NEA

As the NEA exercise, the Kalavasta modelling effort does not take into account diversification, security of supply or technical constraints due to frequent ramping up and down of large part of the system. To the extent that biogas and H2 would compete alone in a liberalised segment of the market, the impacts on price volatility of including nuclear are not immediately obvious, considering that both VRE and nuclear are supposed to receive some kind of long-term contract.

Verwerking door Berenschot/Kalavasta

Leveringszekerheid wordt meegenomen in de vorm van een grote capaciteit back-up centrales. Deze centrales zijn technisch in staat om snel op en af te schakelen. Ze draaien heel weinig op jaarbasis en zijn relatief duur. Aangezien ze dus zeer onrendabel zijn, is het waarschijnlijk dat er ook (afgedekte) contracten zijn voor deze technologieën.

Appendix 5: Vergelijking LCOEs in II3050, OECD NEA, IEA en reeds gestarte projecten (actuals) in Nederland en Duitsland

In this appendix, based on a chapter in the accompanying data sheets, we summarise the LCOEs of various sources (II3050, OECD NEA, IEA, actual results) for all technologies considered in the following table and graphs. The references can be found in the data sheets. De II3050 values for solar and wind are based on IRENA³⁹.

The LCOE for nuclear in 2050 in this study is roughly similar to the estimates from OECD NEA (2050) and IEA (2040). All studies calculate a LCOE of 80 – 100 €/MWh, with the II3050 value in between the OECD NEA and the IEA value.

For solar and wind, OECD NEA and the IEA report values in their latest reports for 2050 and 2040 that are significantly higher than the values we have already seen in the Dutch and German electricity market prior to 2020. We do not have a good explanation why both OECD NEA and IEA ignore the current developments in solar and wind LCOE and/or assume little further cost reduction for both technologies.



³⁹ IRENA (2019): *Future of wind*; IRENA (2019): *Future of solar*.

Over- view	Solar PV				Onshore Wind				Offshore Wind				Nuclear			
	This study	OECD NEA	IEA	Actual	This study	OECD NEA	IEA	Actual	This study	OECD NEA	IEA	Actual	This study	OECD NEA	IEA	Actual
Year	'50	'50	'40	Pre '20	'50	'50	'40	Pre '20	'50	'50	'40	Pre '20	'50	'50	'40	Pre '20
LCOE [€/MWh]	22	122	58	49	23	76	76	52	23	150	58	54	92	82	98	NA

Table 18 and Figure 1: Comparison of Levelised Cost of Electricity (LCOE) between I13050 and OECD NEA estimates for 2050, IEA estimates for 2040 and actual projects delivered in North Western Europe (Netherlands and Germany). Offshore wind costs in I13050 are excluding grid connection costs, these are however added later with the ETM based on TenneT data. Inclusive of grid connection costs the LCOE for offshore wind would be 36 €/MWh.

From the comparison of the results in this table and figure we can identify the following main points.

- The OECD NEA and IEA renewables' LCOEs are all significantly higher than the actual LCOEs for these technologies
 - The LCOEs for solar PV, onshore wind and offshore wind which OECD NEA calculates for 2050 and IEA for 2040 are all significantly higher than the LCOEs which have been achieved in the Netherlands and Germany already. They are between 10% and 200% higher. In this way, they appear to forecast a technology cost increase (as these are all first order calculations), while many trends and potential improvements point towards a cost reduction. For IEA this is particularly striking since it reported an LCOE of 49 €/MWh achieved for solar in Germany for 2019, while later forecasting an LCOE of 58 €/MWh for solar in Europe in 2040. It is likely OECD NEA and IEA have not taken into cost reductions which have been achieved in recent years nor have included potential reductions towards the future. It appears fair to conclude they therefore significantly overestimate future LCOEs for these technologies.
- The I13050 renewables' LCOEs are all significantly lower than actual LCOEs
 - The LCOEs for solar PV, onshore wind and offshore wind we calculate for 2050 are all significantly lower than the LCOEs which have been achieved in the Netherlands. We base our calculations on the average⁴⁰ IRENA investment cost estimates for 2050. These numbers include further cost reductions through economies of scale, economies of numbers, automatization and technological improvements (e.g. panel efficiency). The LCOEs we calculate are therefore significantly lower than average actual LCOEs, but not that much lower than records observed in North Western Europe or records globally translated to Dutch conditions (full load hours).
- The nuclear LCOEs are similar and all assume significant cost reductions relative to plants being built now
 - The LCOEs for nuclear are all found in the range of 80 to 100 €/MWh. The I13050 value is in the middle of this range. Because no third generation nuclear plant has been built in Europe yet, we cannot compare these costs to representative actual costs. We do know based on the cost escalations which have occurred during the (still ongoing) construction of plants in England, France and Finland, that all of these LCOEs for 2050 and 2040 do assume significant cost reductions relative to the plants which are being built now.

⁴⁰ IRENA reports ranges for 2050, of which we have taken average values.

To summarise, we see cost reductions and similar LCOEs for nuclear in all calculations. But for renewables we see a cost reduction in the I13050 calculation and a cost increase in OECD NEA and IEA relative to current projects in The Netherlands and Germany. The latter appear to come from a neglect of recent cost reductions and future potential cost reductions and most likely constitute serious overestimations.