

Petten, 11 december 2007

Notitie aan : Imar Doornbos, Ministerie van EZ
Kopie aan : Harry Droog, Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening
Van : Martin Scheepers en Jeroen de Joode
Betreft : Rapportage WP3: Kosten/baten energieopslag

Inleiding en vraagstelling

Deze notitie bevat de resultaten van het derde werkpakket (WP3) van het project Energieopslag dat is opgezet door het Ministerie van Economische Zaken en het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening.

Binnen het project worden de mogelijke voordelen onderzocht van grootschalige energieopslag voor het Nederlandse elektriciteitssysteem, in het bijzonder in verband met de inpassing van omvangrijke hoeveelheden elektriciteit geproduceerd uit windenergie. De doelstelling voor WP3 van dit project is het beantwoorden van de vraag wat de maatschappelijke voordelen zijn van grootschalige energieopslag en de vraag of investeren in deze technologie voor een private investeerder rendabel is. Op beide vragen wordt geprobeerd antwoord gegeven op basis van kwantitatieve analyses waarin is gekeken naar de elektriciteitsvoorziening in 2020 (als realisatiejaar van een energieopslagsysteem) en de periode daarna. Hierbij wordt onder meer gebruik gemaakt van resultaten van analyses naar de operationele inzet van grootschalige energieopslag (WP1 uitgevoerd door TU Delft) en de kosten van aansluiting van grootschalige energieopslag op het transmissienetwerk (WP2 uitgevoerd door TenneT). Bij de exploitatie van de energieopslag is uitgegaan van elektriciteitshandel door de investeerder, zoals aangegeven in WP4 (uitgevoerd door APX). De analyses in WP3 zijn uitgevoerd als een eerste 'quickscore' analyse.

In het vervolg van deze notitie worden achtereenvolgens besproken: afbakening en aanpak van de analyses, uitgangspunten, resultaten van de analyses en conclusies en aanbevelingen. De bijlagen bij deze notitie bevatten een aantal figuren en tabellen waarmee de resultaten van de analyses in meer detail worden weergegeven.

Aanpak en afbakening

Aanpak

De gehanteerde onderzoeksmethodiek is een kosten/baten analyse (KBA). De methode is toegepast voor zowel de maatschappelijke analyse als de analyse vanuit het investeerderperspectief. Verschillende redenen liggen aan deze keuze ten grondslag. In de eerste plaats is het een kwantitatieve methode die op een systematische wijze inzicht biedt in de verschillende kosten en baten aspecten van een project. Hierdoor kan inzichtelijk worden gemaakt welke maatschappelijke voor- of nadelen energieopslag heeft ten opzichte van de situatie waarin deze niet plaats heeft. In de tweede plaats is het een geschikte methode voor het onderling vergelijken van verschillende mogelijke alternatieven (zogenaamde projectalternatieven). In de derde plaats

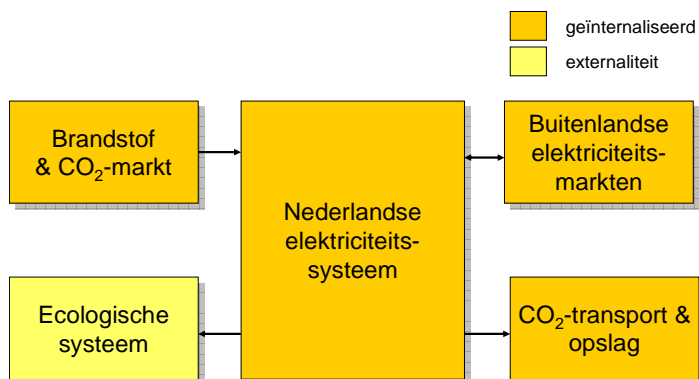
is het een geschikte methode voor beantwoording van de vragen gezien de beschikbaarheid van kostendata van het elektriciteitssysteem door TU Delft (in WP1) enerzijds, en de initiatiefnemers van de verschillende energieopslagsystemen anderzijds.

Bij het uitvoeren van de KBA wordt gebruikt gemaakt van de netto contante waarde (NCW) methode. Dit betekent dat voor elk alternatief de kosten en baten van het elektriciteitssysteem over verschillende jaren worden berekend en verdisconteerd naar 2007. Daarna wordt het saldo van de kosten en baten bepaald. Hierbij wordt rekening gehouden met het feit dat men een hogere waardering kent voor nu gemaakte kosten of baten (c.q. winsten) in vergelijking met gelijke kosten en baten (c.q. winsten) in de toekomst.

Bij de toekomstige kosten en baten is geen rekening gehouden met veranderingen van de brandstofkosten, CO₂-prijs, veranderingen in het productiepark en andere veranderingen in de elektriciteitsmarkt na 2020 die van invloed zijn op de elektriciteitsprijzen. Dit vormt een belangrijke beperking van de uitgevoerde analyse.

Afbakening

Voor de analyse vanuit het maatschappelijk perspectief is een systeemgrens bepaald die aangeeft hoe de kosten en baten worden meegenomen. Deze systeemgrens is weergegeven in Figuur 1 en wordt hieronder kort toegelicht.



Figuur 1 Systeemgrens t.b.v. analyse uit maatschappelijk perspectief

In de eerste plaats wordt voor de maatschappelijke analyse Nederland als uitgangspunt genomen. Dit betekent dat niet wordt gekeken naar eventuele kosten of baten die in het buitenland terecht komen als gevolg van toepassing van grootschalige energieopslag in Nederland.

In de tweede plaats wordt een systeemgrens getrokken bij het elektriciteitssysteem. Dit betekent in principe dat in de analyse alleen kosten en baten in ogenschouw worden genomen die terecht komen binnen het (Nederlandse) elektriciteitssysteem. In de analyse wordt rekening gehouden met de kosten die gemaakt worden voor de brandstoffen en het verwerven van CO₂-emissierechten¹, de import of export van stroom van of naar het buitenland (tegen marktprijzen) en de kosten van afvoer en opslag van CO₂ als sprake is van CO₂-afvang.

Een belangrijke uitzondering op de tweede systeemafbakening zijn de zogenaamde externe milieukosten. Deze kosten zullen in de maatschappelijke analyse apart zichtbaar worden gemaakt. Hieronder verstaan we de kosten die samenhangen met de schade die directe en indirecte emissies van elektriciteitsproductie naar de lucht kunnen veroorzaken (onder meer CO₂, NO_x, SO₂, PM10, CH₄, etc.). Voor deze analyse is verondersteld dat de schadekosten van CO₂-

¹ In geval de rechten zonder kosten zijn verkregen vertegenwoordigen ze een opportuniteitswaarde. Deze waarde is gelijk aan de prijs op de emissiehandelsmarkt, omdat de rechten op deze markt kunnen worden verkocht wanneer ze niet worden gebruikt. Worden zij wel gebruikt dan zijn de kosten gelijk aan de opportuniteitswaarde.

emissies volledig is geïnternaliseerd in de prijs voor CO₂-emissierechten. De externe milieukosten hebben dus betrekking op de overige emissies. In de analyse worden geen andere externaliteiten (bijvoorbeeld effect op landschap en natuur) en indirecte economische effecten (bijvoorbeeld werkgelegenheid) meegenomen die idealiter wel onderdeel vormen van een volledige maatschappelijke kosten/baten analyse.

Uitgangspunten

Nul en projectalternatieven

In een kosten/baten analyse dient een referentie (nulalternatief) te worden gedefinieerd waarmee een of meerdere projectalternatieven worden vergeleken. In deze studie zijn vijf verschillende projectalternatieven geanalyseerd. De verschillende projectalternatieven staan afgebeeld in Tabel 1. Deze projectalternatieven zijn gekozen omdat deze theoretisch gezien in staat zijn om een elektriciteitssysteem zodanig flexibeler te maken dat het systeem in het geheel meer windvermogen in kan passen.

Tabel 1 Overzicht van projectalternatieven

1. CAES	Energieopslagsysteem op basis van 'compressed air'.
2. Energie-eiland	Energieopslagsysteem op basis van pompaccumulatie, gelegen op een eiland voor de Nederlandse kust.
3. OPAC	Energieopslagsysteem op basis van pompaccumulatie met een bovengronds en een ondergronds reservoir in Limburg.
4. NorNed2	Tweede elektriciteitskabel naar Noorwegen. Via deze kabel is er toegang tot additionele 'pumped storage' reservoirs in Noorwegen.
5. WKK flexibiliteit	Bestaande gedistribueerde WKK-eenheden bij industrie en tuinbouw worden flexibeler geopereerd dan in de referentiesituatie (flexibelere bedrijfsvoering).

Elk projectalternatief wordt afgezet tegen meerdere nulalternatieven. Met het gebruik van meerdere nulalternatieven wordt onderkend dat er meerdere uitgangssituaties voor 2020 mogelijk zijn. Er worden acht verschillende nulalternatieven geanalyseerd. Deze acht alternatieven verschillen op drie aspecten: (1) het elektriciteitsproductiepark en totale elektriciteitsvraag, (2) de hoogte van de brandstof- en CO₂ prijzen (laag vs. hoog), en (3) de hoeveelheid windvermogen in het elektriciteitssysteem (7,5 vs. 10 GW). Voor het elektriciteitsproductiepark zijn twee scenario's verondersteld: een 'business-as-usual' (BAU) scenario, en een 'real energy transition' (RET) scenario. In BAU wordt geïnvesteerd in nieuwe kolencentrales *zonder* CCS, is er relatief minder WKK vermogen, en is er een *hoge* elektriciteitsvraag. In RET vinden investeringen in nieuwe kolencentrales *met* CCS plaats, is er relatief meer WKK vermogen, en is er sprake van een *lage* elektriciteitsvraag. In de twee RET scenario met hoge CO₂- en brandstofprijzen is aangenomen dat de kosten van alle overige milieuexternaliteiten zijn geïnternaliseerd in de brandstofkosten. Tabel 2 geeft een overzicht van de nulalternatieven en de aangenomen waarden voor de hoeveelheid windvermogen, de brandstof- en CO₂-prijzen, en de elektriciteitsvraag.

Tabel 2 Overzicht nulalternatieven

Benaming Scenario	Nulalternatieven							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	BUL7,5 BAU	BUL10 BAU	BUH7,5 BAU	BUH10 BAU	RTL7,5 RET	RTL10 RET	RTH7,5 RET	RTH10 RET
Elektriciteitsvraag [TWh/jr]	159	159	159	159	137	137	137	137
Brandstofkosten kolen [€/GJ]	2	2	2	2	2	2	4,9	4,9
Brandstofkosten gas [€/GJ]	4,7	4,7	6,8	6,8	6,8	6,8	7,1	7,1
CO ₂ - emissiekosten [€/ton]	19	19	38	38	38	38	76	76
CO ₂ -afvoer- en opslagkosten [€/ton]	-	-	-	-	10	10	10	10
Hoeveelheid windenergie [GW]	7,5	10	7,5	10	7,5	10	7,5	10

Elk projectalternatief kent ten opzichte van het nulalternatief kosten (bijv. investeringskosten van het opslagsysteem, operationele kosten) en baten (bijv. lagere operationele kosten van elektriciteitsvoorziening). In de volgende paragraaf worden de meegenomen kosten- en batenposten in de maatschappelijke analyse enerzijds, en de investeringsanalyse anderzijds kort gepresenteerd.

Kosten- en batenposten

De kosten- en batenposten voor de twee onderscheiden analyses verschillen van elkaar. Tabel 3 geeft een overzicht van de kosten- en batenposten voor de maatschappelijke analyse. Deze worden daarna kort toegelicht.

Tabel 3 Overzicht kosten- en batenposten in de maatschappelijke analyse

Kosten	Baten
- Investeringskosten projectalternatief	- Lagere operationele kosten van elektriciteitsvoorziening (brandstofkosten, variabele O&M, CO ₂ -kosten)
- Bouwrente projectalternatief	- Vermeden investeringskosten van piek elektriciteitsproductie (gas)
- Vaste O&M kosten projectalternatief	- Vermeden bouwrente van piek elektriciteitsproductie (gas)
- Milieukosten (excl. CO ₂ -kosten)	- Vermeden vaste O&M kosten van piek elektriciteitsproductie (gas)

Een bate wordt gevormd door de lagere operationele kosten van het gehele elektriciteitssysteem bij toepassing van energieopslag in vergelijking met de situatie waarbij geen energieopslag wordt toegepast (nulalternatief). Onder operationele kosten wordt verstaan: de brandstofkosten, de variabele O&M kosten, de kosten van CO₂-emissierechten en/of kosten van afvoer en opslag van CO₂. Het is ook mogelijk dat de operationele kosten toenemen ten opzichte van het nulalternatief (bijv. bij hoge CO₂-prijs). Dan zijn de baten negatief. Er zijn ook baten die voortvloeien uit het feit dat de aanwezigheid van energieopslag zorgt voor een zekere verdringing van piekcapaciteit (verondersteld is dat dit gasgestookt vermogen betreft). Dit betekent dat per saldo minder investeringen in gasgestookte elektriciteitscentrales nodig zijn, en dat ook de kosten die daarmee gepaard zouden zijn gegaan vermeden worden (d.w.z. bouwrente en vaste O&M kosten; variabele kosten maken onderdeel uit van de operationele systeemkosten).

Aan de kostenkant zien we in Tabel 3 in de eerste plaats de investeringen die nodig zijn om het energieopslagproject te realiseren. Wanneer de realisatie van het opslagsysteem meerdere jaren duurt, dan moet bovendien rekening worden gehouden met bouwrente. Dit zijn de financiële lasten die gepaard gaan met het feit dat er al wel financiering voor het project nodig is, maar daar nog geen inkomsten tegenover staan. Wanneer het project operationeel is zijn er jaarlijkse kosten in verband met onderhoud en beheer (vaste O&M). Tenslotte worden externe milieukosten meegenomen. Door toepassing van energieopslag veranderen de emissies van de elektriciteitsproductie-eenheden. De externe milieukosten (excl. CO₂) worden berekend door

gebruik te maken van monetaire waarderingscijfers van de mogelijke schade zoals geschat door Kuik².

Tabel 4 geeft een overzicht van de kosten- en batenposten voor de analyse vanuit het investeerderperspectief. Hierbij is als uitgangspunt gehanteerd dat de investeerder het energieopslagsysteem exploiteert door in- en verkoop van elektrische energie (zie ook WP4). De kosten- en batenposten worden hieronder kort toegelicht.

Tabel 4 Overzicht kosten- en batenposten in de investeerderanalyse

Kosten	Baten
- Investeringskosten projectalternatief	- Opbrengsten uit projectalternatief
- Bouwrente projectalternatief	- Restwaarde van investeringen in projectalternatief
- Vaste O&M kosten projectalternatief	
- Operationele kosten projectalternatief (brandstofkosten, variabele O&M)	

Vanuit het perspectief van de investeerder zijn er een viertal kostenposten te identificeren. Deze omvatten de al eerder toegelichte investeringskosten, de bouwrente, en de jaarlijkse vaste O&M kosten. Daarnaast zijn er nog operationele kosten die gemaakt worden bij het gebruik van de installatie. Deze omvatten brandstofkosten (in geval van CAES) en variabele O&M kosten.

De batenkant vanuit investeerderperspectief bestaat uit twee posten. In de eerste plaats worden opbrengsten verkregen uit het in- en verkopen van elektriciteit in respectievelijke dal- en piekuren (waarin het energieverlies is meegenomen). In de tweede plaats kunnen er baten zijn vanwege een resterende restwaarde van de installatie aan het einde van de onderzochte projectperiode. In de analyse vanuit investeerderperspectief wordt over een periode van 12 en 25 jaar gekeken naar de kosten en baten van het projectalternatief. De periode van 12 jaar is gekozen vanwege de duur waarover leningen (vreemd vermogen) worden afgelost. Na deze 12 jaar kan de installatie nog gebruikt worden om baten te genereren voor de eigenaar. Omdat het ook mogelijk is dat de installatie na 12 (of 25 jaar) geen economische waarde meer heeft, is de analyse uitgevoerd voor zowel een situatie met als zonder restwaarde. De restwaarde is bepaald door uit te gaan van de resterende boekwaarde van de installatie bij een lineaire afschrijvingsmethode.

Hoewel de hierboven beschreven analytische aanpak voor beiden perspectieven vergelijkbaar is, zijn de analyses verschillend uitgevoerd. Voor de maatschappelijke analyse is een inschatting gemaakt van alle hierboven genoemde kosten- en batenposten. Hierdoor kan voor deze analyse per opslagalternatief en per scenario een netto contante waarde worden berekend. Voor de investeringsanalyse bleken de resultaten van modelsimulaties ten aanzien van de opbrengsten uit het opereren van het energieopslagalternatieven (WP1) onvoldoende betrouwbaar. Daarom is afgezien van het maken van een inschatting van deze opbrengsten. In plaats daarvan is onderzocht welke dekkingsbijdrage uit de opbrengsten nodig is om de vaste lasten terug te verdienen. De benodigde dekkingsbijdrage wordt berekend door de totale verdisconteerde vaste kosten- en baten³ te delen door de hoeveelheid door het opslagalternatief geproduceerde elektriciteit.

Voordat overgegaan wordt naar presentatie van de resultaten wordt eerst nog ingegaan op de gebruikte parameters en data input.

Parameters en data input

Projectduur

² Kuik, O. (2007), Maatschappelijke- en milieukosten van elektriciteitsvoorziening, Augustus 2007.

³ Dit zijn alle posten genoemd in Tabel 4, exclusief de opbrengsten en de operationele kosten van het projectalternatief.

De analyses vanuit maatschappelijke en investeerderperspectief zijn uitgewerkt met een verschillende projectduur. De maatschappelijke analyse hanteert een projectduur van 40 jaar, terwijl in de investeerderanalyse een projectduur wordt gehanteerd van 12 en 25 jaar. In de maatschappelijke analyse is meegenomen dat een deel van de installatie binnen deze 40 jaar moet worden vervangen (vervangingsinvestering). De analyse voor het investeerderperspectief is uitgevoerd voor zowel een projectduur van 12 als van 25 jaar, waarbij wel en niet is rekening gehouden met een restwaarde.

Inflatie

In de analyse wordt rekening gehouden met een geldontwaarding (inflatie) van 2,25% per jaar. Dit percentage geldt als een langjarig historisch gemiddelde. Aangezien het voorspellen van toekomstige langjarige inflatie niet goed mogelijk is, wordt dit historisch cijfer gebruikt.

Disconteringvoet

Voor het verdisconteren (het netto contant maken van toekomstige kosten en baten) wordt in de maatschappelijke analyse een percentage van nominaal 4% per jaar gerekend⁴. Dit is in overeenstemming met de leidraad van het CPB (2000). Dit betekent een reële disconteringvoet van 1,75% per jaar. In de investeerderanalyse wordt de 'weighted average cost of capital' (WACC) als disconteringvoet gebruikt. Deze bestaat uit een gewogen gemiddelde van de kosten van vreemd en eigen vermogen waarbij wordt gecorrigeerd voor het effect van vennootschapsbelasting. Veronderstelt is een rente op vreemd vermogen van 7,5%, een rendement op eigenvermogen van 15%, een aandeel van vreemd vermogen in het totale kapitaal van 50%, en een vennootschapsbelasting van 25,5%. Dit resulteert in een WACC van nominaal 10% per jaar.

Input vaste kosten

Tabel 5 bevat de gegevens die zijn gebruikt voor het berekenen van de vaste kosten van de projectalternatieven. Hieronder vallen onder meer de investeringskosten, de bouwrente, de kosten van vervangingsinvesteringen en de vaste jaarlijkse O&M kosten.

Uit de tabel is verder op te maken dat voor het projectalternatief Energie-eiland twee cases worden onderscheiden⁵. Dit heeft te maken met het feit dat de initiatiefnemer van dit project heeft aangegeven dat verwacht wordt dat een deel van de investeringskosten gedekt zullen gaan worden door activiteiten buiten de elektriciteitsmarkt. In die case is ervan uitgegaan dat de baggerkosten voor het Energie-eiland niet ten laste komen van het energieopslagproject.

Het projectalternatief 'WKK flexibiliteit' ontbreekt in Tabel 5 omdat er van wordt uitgegaan dat er geen (significante) investeringen nodig zijn om de WKK in de tuinbouwsector en industrie meer flexibel te maken.

Verder dient er te worden opgemerkt dat de verhouding tussen de civiel-technische en elektromechanische investeringen behorende bij de alternatieven Energie-eiland inclusief, en Energie-eiland exclusief baggerkosten verschillen. De totale investeringen in elektromechanische assets bedraagt €500 miljoen. Op een totale investering van €2450 miljoen (inclusief baggerkosten) en €1800 miljoen (exclusief baggerkosten) betekent dit een aandeel voor het elektromechanische deel van de investering van respectievelijk 20 en 28%.

Input variabele kosten

De variabele kosten en baten zijn afkomstig van de analyse die is uitgevoerd in WP1. Voor verdere toelichting op deze data wordt verwezen naar de rapportage van WP1 uitgevoerd door TU Delft.

⁴ Er is geen rekening gehouden met een marktrisicopremie

⁵ Ook bij OPAC kan sprake zijn van additionele baten of activiteiten waaraan een deel van de kosten zouden kunnen worden toegerekend. Omdat hierover geen concrete informatie bestaat, is daarvoor geen aparte analyse gemaakt.

Tabel 5 Overzicht data input voor berekening vaste kosten

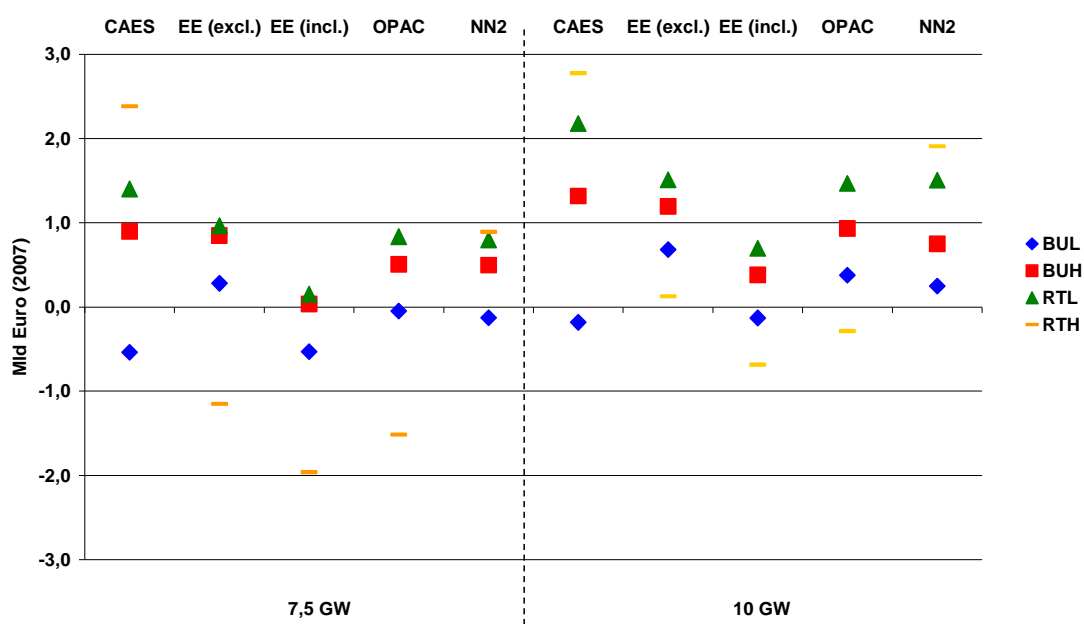
Projectalternatief	Capaciteits-credit (Vermeden STEG) [MW]	Capaciteit [MW]	Investing [m€]	Verhouding civiel/ elektromechanisch [%]	Bouwtijd [jr]	Bouwrente [m€]	O&M vast [m€/jr]	Levensduur (civiel / elektromechanisch) [jr]	
CAES	1500	1500	965	34/66	3	152	18	40	25
Energie Eiland (Incl. Baggerkosten)	1674	1500	2450	80/20	6	730	10	40	25
Energie Eiland (Excl. Baggerkosten)	1674	1500	1800	72/28	6	536	10	40	25
OPAC (16GWh)	1563	1400	2090	80/20	5	520	11	40	25
NorNed2	1595	1400	1500	90/10	3	236	3	40	25
CCGT	-	1600	880	0/100	2	101	17,6	40	25

Resultaten

Resultaten maatschappelijke analyse

In Figuur 2 staat het saldo van de verdisconteerde kosten en baten vanuit het maatschappelijk perspectief weergegeven voor alle projectalternatieven en scenario's. Deze netto contante waarde is het criterium waarop de verschillende alternatieven met elkaar kunnen worden vergeleken. De resultaten voor het projectalternatief 'WKK flexibiliteit' ontbreekt omdat, naast afwezigheid van vaste lasten, ook geen operationele baten zijn becijferd (zie rapportage WP1). In appendix A en B zijn figuren opgenomen die laten zien hoe dit resultaat is opgebouwd uit de verschillende kosten- en batenposten. Appendix A presenteert cijfers van de scenario's per projectalternatief en appendix B presenteert cijfers van de alternatieven per scenario.

De resultaten verschillen per scenario's. Deze verschillen komen geheel voort uit verschillen in de operationele systeemkosten als gevolg van toepassing van energieopslag en kosten van externe milieueffecten (excl. CO₂). De vaste lasten worden immers niet beïnvloed door veranderingen in de scenarioparameters. Figuur 2 toont dan ook vooral de verschillen tussen de alternatieven, waarbij de operationele baten zijn afgezet tegen de vaste kosten. In de twee RET scenario's met hoge CO₂- en brandstofprijzen zijn de milieueexternaliteiten via de brandstofkosten geïnternaliseerd. Verschillen in de milieueffecten tussen de scenario's komen dan geheel tot uitdrukking in verschillen van de operationele systeemkosten.



Figuur 2 Netto contante waarde vanuit maatschappelijk perspectief van projectalternatieven in alle scenario's⁶

De CAES kent, op twee scenario's na, immer een positieve netto-contante waarde, waarbij de meest gunstige waarden worden bereikt in de 'Real Energy Transition' scenario's (RTL en RTH). Bovendien scoort de CAES in vergelijking met de andere projectalternatieven in bijna alle scenario's relatief het best. De belangrijkste reden hiervoor zijn de relatief lage investeringskosten van het project in vergelijking met die van het Energie-eiland en OPAC en de relatief lagere milieukosten in vergelijking met NorNed2.

⁶ EE (excl.) en EE (incl.) staan voor het projectalternatief 'Energie Eiland' respectievelijk exclusief en inclusief baggerkosten.

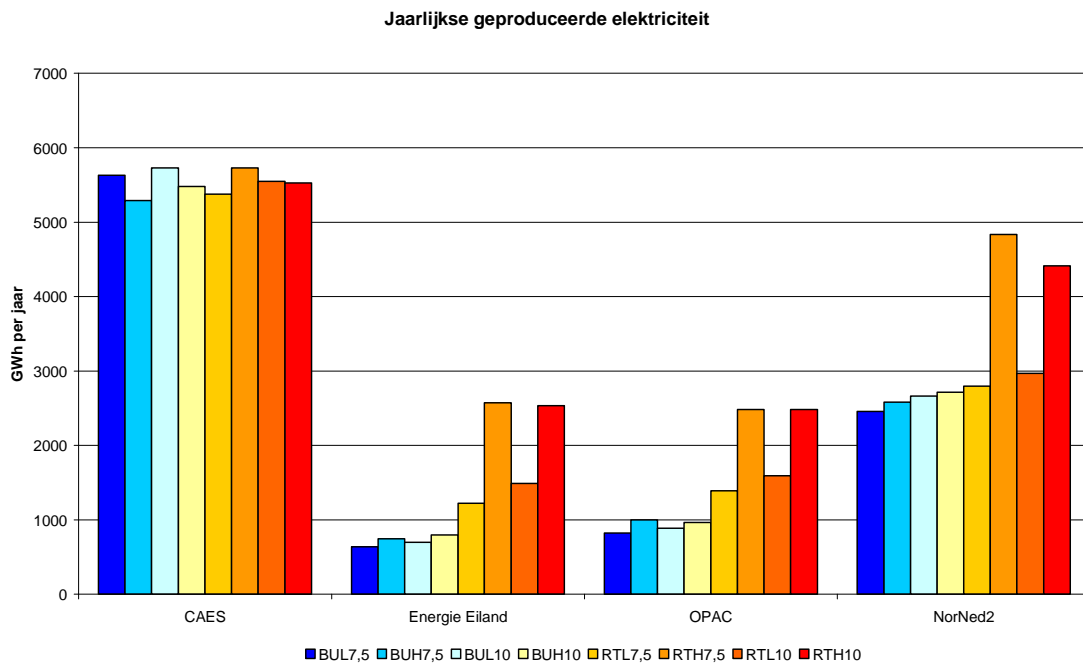
In vergelijking met de andere alternatieven zijn de resultaten van PAC/EE nog enigszins vergelijkbaar indien de baggerkosten niet worden toegerekend aan de elektriciteitsmarktactiviteiten. In slechts één van de acht scenario's wordt een negatief welvaartseffect becijferd (Real Energy Transition met hoge prijzen). Wordt echter verondersteld dat de activiteiten op de elektriciteitsmarkt ook moeten zorgen voor dekking van de baggerkosten dan komt dit projectalternatief bijna altijd op een negatieve netto-contante waarde uit (in vier van de acht scenario's).

De OPAC scoort over de hele linie vergelijkbaar met het Energie-eiland, wanneer geen baggerkosten zijn meegerekend. Per scenario geldt dat het Energie-eiland doorgaans iets meer baten genereert op het punt van de operationele systeemkosten dan de OPAC, maar dat ook de externe milieukosten van de operationele activiteiten van het Energie-eiland iets hoger liggen dan bij de OPAC.

NorNed2 kent een positieve netto-contante waarde vanuit maatschappelijk perspectief voor op één na alle scenario's. Terwijl de baten door lagere operationele systeemkosten vergelijkbaar zijn met de andere alternatieven, kent NorNed2 een relatief voordeel vanwege de lage vaste O&M kosten per jaar en de, in vergelijking met Energie-eiland en OPAC, lagere investeringskosten.

Resultaten investeringsanalyse

Omdat het niet mogelijk is gebleken een inschatting te maken van de private opbrengsten, heeft de investeringsanalyse zich gericht op de vaste lasten van de onderzochte projectalternatieven. Hiermee wordt bedoeld op de initiële investering, de bouwrente, de vaste O&M kosten, en de kosten van herinvesteringen. Door uit te gaan van een bepaalde tijdshorizon worden deze kosten netto contant gemaakt naar 2007. Vervolgens zijn deze kostencijfers gerelateerd aan de inzet van de opslagalternatieven (in GWh). Op deze manier kan worden berekend hoe groot de benodigde dekkingsbijdrage voor de vaste lasten is per geproduceerde MWh. Figuur 3 geeft de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit voor de verschillende alternatieven in de verschillende scenario's.



Figuur 3 Jaarlijks geproduceerde hoeveelheid elektriciteit per opslagalternatief en per scenario

Deze dekkingsbijdrage kan geïnterpreteerd worden als de minimale benodigde marge tussen de prijs waartegen de eigenaar van de energieopslag elektriciteit in- en vervolgens verkoopt. Deze marge houdt geen rekening met de variabele kosten en energieverliezen.

Op deze wijze zijn voor vier verschillende situaties analyses gemaakt. Er zijn analyses gemaakt voor een investeerderperspectief met een tijdshorizon van 12 en 25 jaar, waarbij de mogelijke restwaarde van assets respectievelijk wel en niet zijn meegenomen. Figuur 4 presenteert de resultaten van deze analyses.

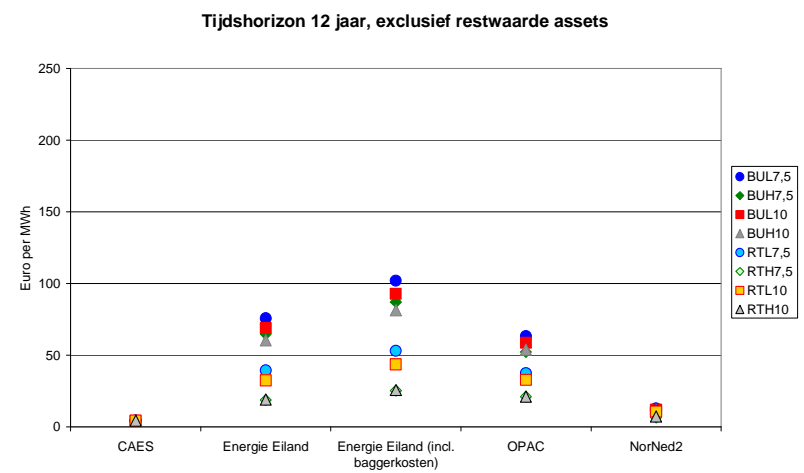
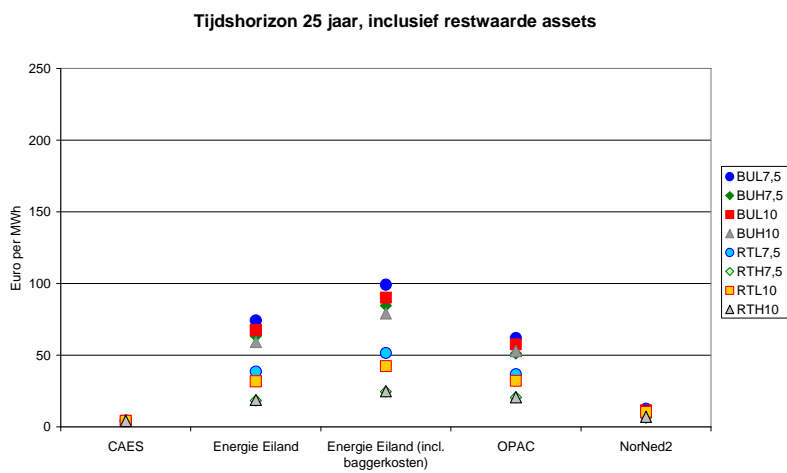
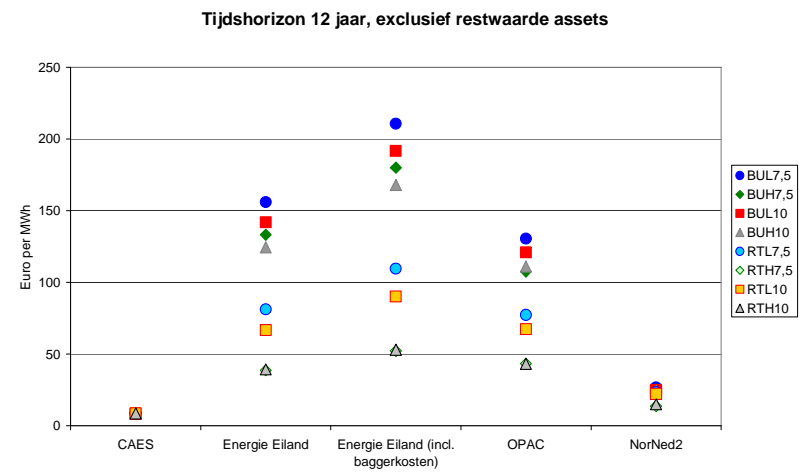
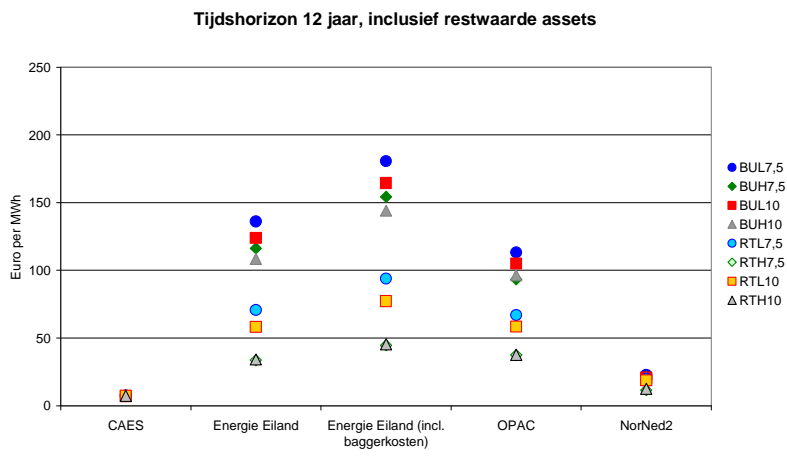
Een indicatie van de rentabiliteit van de verschillende alternatieven kan worden verkregen door de range die is gepresenteerd in Figuur 4 te vergelijken met het verschil in dal- en piekprijzen op de huidige day-ahead markt voor elektriciteit (APX). Immers, deze geven een indicatie van het potentieel voor prijsarbitrage (d.w.z. maximaal mogelijke bruto opbrengst). Van 2002 tot en met 2006 bedroegen de gemiddelde dal- en piekprijs op de APX respectievelijk 22 en 52 € per MWh, wat een gemiddeld potentieel voor prijsarbitrage impliceert van 30 € per MWh.

Hierbij moet worden opgemerkt dat het verschil tussen piek- en dalprijzen in 2020 kan verschillen met die in de afgelopen vijf jaar. Hiervoor kunnen verschillende redenen zijn, bijvoorbeeld:

- De verschillen tussen piek- en dalprijzen kunnen *toenemen* wanneer sprake is van een 'krappe' markt. De schaarste doet zich vooral voor in de piekuren waardoor de marktprijzen in die uren relatief sterk kunnen stijgen.
- De verschillen tussen piek- en dalprijzen kunnen *afnemen* door aanbod van windenergie. In een windrijk etmaal kunnen zowel de piek- als dalprijzen worden bepaald door het kolenvermogen (marginale eenheid). Hierdoor neemt het verschil in piek- en dalprijzen af ten opzichte van de situatie waarbij de dalprijzen door kolenvermogen en de piekprijzen door gasvermogen worden bepaald.
- Vergroting van de interconnectiecapaciteit met het buitenland zorgt voor een sterkere integratie van de Nederlandse elektriciteitsmarkt met die van onze omliggende landen. Dit betekent dat de ontwikkelingen in die landen (bijv. omvang en type nieuwe productiecapaciteit) de piek- en dalprijzen in Nederland in toenemende mate kunnen beïnvloeden.

Met het prijsverschil tussen piek- en dalprijzen van 30 € per MWh als indicator, kunnen de volgende observaties worden gemaakt:

- De lage benodigde dekkingsbijdrage van de CAES is opvallend, zowel in vergelijking met de andere alternatieven als met de indicator. Dit is echter eenvoudig te verklaren door het feit dat de CAES hoge operationele kosten kent in de vorm van brandstofkosten (gas). Deze operationele kosten zijn hierdoor vele malen hoger dan de operationele kosten van de andere opslagalternatieven. De brandstofkosten van de CAES kunnen met enige tientallen euro's per MWh toenemen. Daarboven op komen nog de CO₂-kosten die met het aardgasgebruik gepaard gaan.
- De ranges van de dekkingsbijdrage voor het Energie-eiland (inclusief of exclusief baggerkosten) lopen nogal uiteen. Deze variëren, afhankelijk van het gehanteerde scenario van € 40 tot € 210 per MWh (bij tijdshorizon van 12 jaar). Deze spreiding is volledig toe te schrijven aan de verschillen in de door het opslagsysteem geproduceerde elektriciteit (zie Figuur 3).
- Ook bij de OPAC ontstaat een behoorlijke range in de resultaten veroorzaakt door verschillen in de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. De range voor de benodigde dekkingsbijdrage varieert van € 37 tot € 130 per MWh (bij tijdshorizon van 12 jaar). In enkele scenario's in de analyse met een horizon van 25 jaar komt de dekkingsbijdrage echter wel in de buurt van de indicator voor de bruto-opbrengsten.
- De benodigde dekkingsbijdrage voor NorNed2 variëren van € 13 tot € 27 per MWh (bij tijdshorizon van 12 jaar). Deze kosten liggen daarmee onder de indicator voor de bruto-opbrengsten.



Figuur 4 Range van benodigde dekkingsbijdrage voor vaste lasten voor verschillende situaties (tijdshorizon 12 / 25 jaar, inclusief / exclusief restwaarde assets)

- Een vergelijking van de ranges voor een tijdshorizon van 12 en 25 jaar leert dat de benodigde dekkingsbijdrage bij een tijdshorizon van 25 jaar ongeveer een factor 2 lager is dan de benodigde dekkingsbijdrage bij een tijdshorizon van 12 jaar. Deze halvering van de dekkingsbijdrage komt voornamelijk voort uit het feit dat eenzelfde omvang aan kapitaalslasten wordt uitgesmeerd over een meer dan tweemaal zo grote hoeveelheid elektriciteitsproductie.
- Het meenemen van de restwaarde van assets in de berekeningen leidt tot een circa 13% lagere benodigde dekkingsbijdrage in het geval met een tijdshorizon van 12 jaar wordt gerekend. Wanneer van een tijdshorizon van 25 jaar wordt uitgegaan, is nauwelijks nog een verschil (circa 2%) tussen de dekkingsbijdrage inclusief en exclusief restwaarde. Dit komt enerzijds omdat de waarde van de assets in 25 grotendeels is afgeschreven, en anderzijds omdat de disconteringsvoet ertoe leidt dat de overgebleven restwaarde na 25 jaar, in 2007 termen, slechts een geringe omvang heeft.

Conclusies en aanbevelingen

Op basis van de resultaten van deze quick-scan studie kunnen enkele conclusies worden getrokken. Daarnaast kunnen aanbevelingen worden gedaan voor mogelijk vervolgonderzoek, dat mogelijk de beperkingen in de quick-scan studie kan opheffen.

Conclusie

Op het eerste gezicht lijkt inpassing van energieopslag in het Nederlandse elektriciteitsstelsel, afhankelijk van type en dimensionering, een maatschappelijk welvaartsverhogend effect te kunnen hebben. De projectalternatieven CAES en NorNed2 leveren in vrijwel alle gehanteerde scenario's een positieve netto contante waarde voor de maatschappij op. Deze twee projectalternatieven zouden de voorkeur verdienen als het energiebeleid zich richt op het realiseren van het Real Energy Transition scenario. De twee andere projectalternatieven, het Energie-eiland en OPAC, laten een minder eenduidig beeld zien. In een aantal scenario's bestaat een risico dat het maatschappelijke economische effect negatief is.

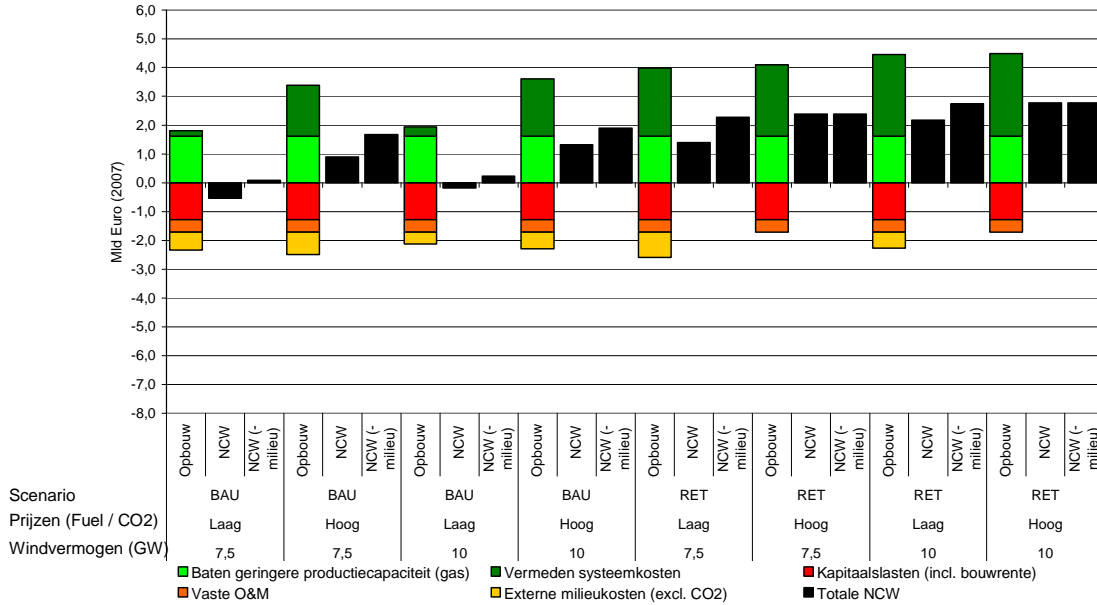
De resultaten verkregen in de investeringsanalyse geven onvoldoende antwoord op de vraag of een investering in energieopslag door een private partij rendabel is. Uit de resultaten van de berekeningen voor de benodigde dekkingsbijdrage voor vaste lasten kan worden afgeleid dat NorNed2 een relatief betere rentabiliteit lijkt te hebben dan de overige alternatieven. De rentabiliteit van de overige alternatieven lijkt relatief lager vanwege ofwel hoge operationele kosten (CAES), ofwel hoge vaste lasten (Energie Eiland, OPAC).

Aanbevelingen

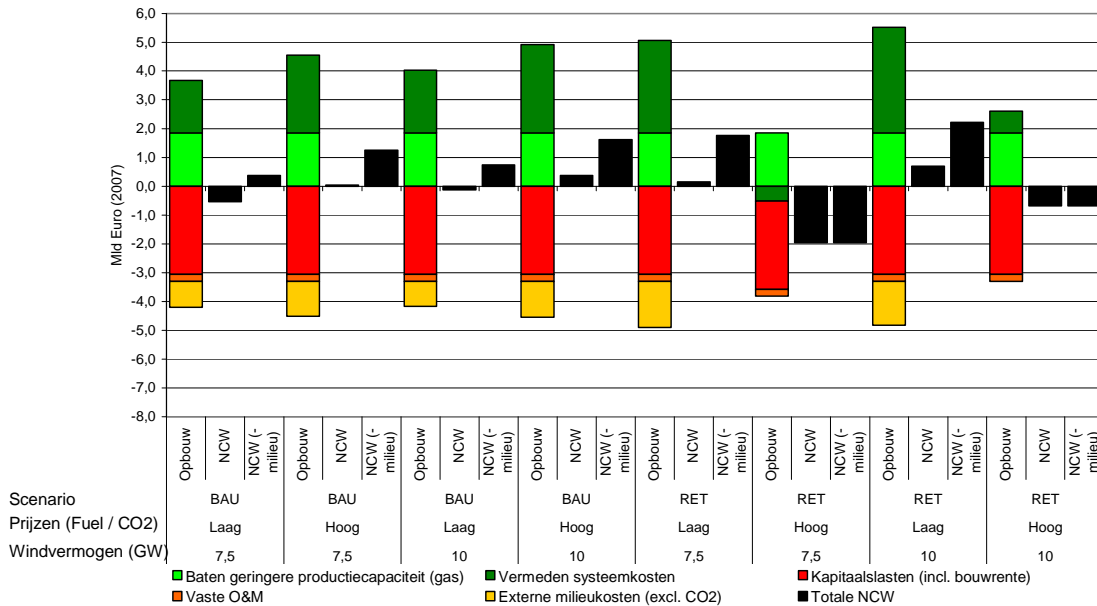
Het dient benadrukt te worden dat de resultaten verkregen in deze quick-scan studie gelden onder de eerder genoemde uitgangspunten. Onzekerheden in deze (kosten)parameters kunnen de resultaten sterk beïnvloeden. In een eventueel vervolgonderzoek naar de maatschappelijke en private voordelen van energieopslagalternatieven zou expliciet aandacht moeten worden besteed aan de uitwisseling van elektriciteit tussen het Nederlandse elektriciteitsstelsel en de elektriciteitsstelsels in het buitenland en het marktgedrag van de exploitanten van elektriciteitsproductie-eenheden (inclusief die van energieopslag). Verder dient nader onderzoek te worden uitgevoerd naar de opbrengsten voor de private investeerder en hoe deze opbrengsten zich verhouden tot de totale systeemvoordelen. Tenslotte verdient het aanbeveling de kostenparameters van de verschillende alternatieven onafhankelijk te laten beoordelen.

Appendix A: Resultaten maatschappelijke analyse per alternatief

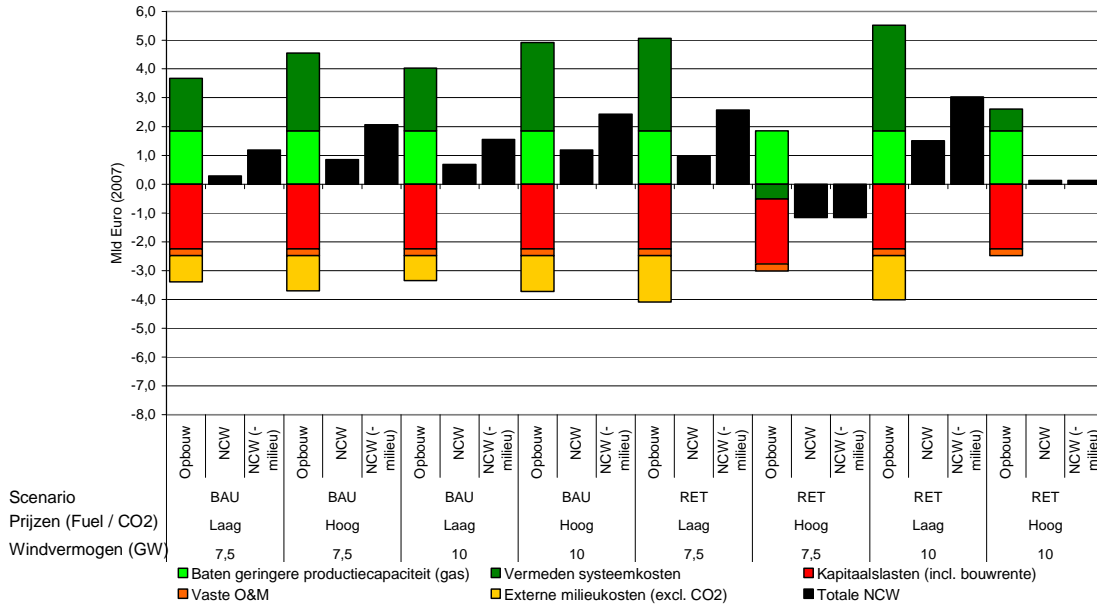
Netto Contante Waarde CAES



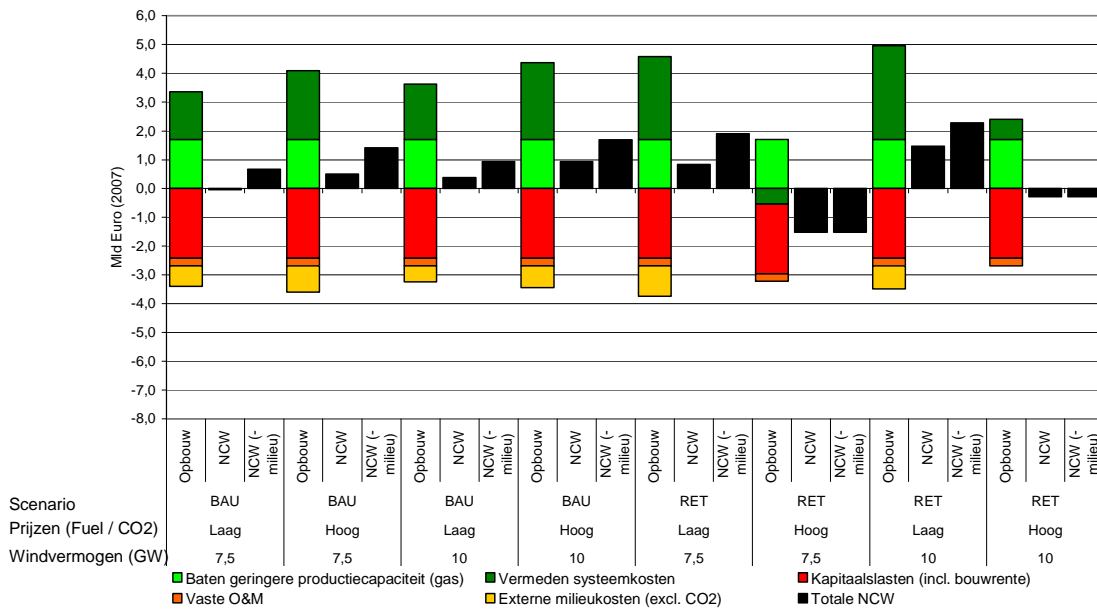
Netto Contante Waarde Energie Eiland (incl. baggerkosten)



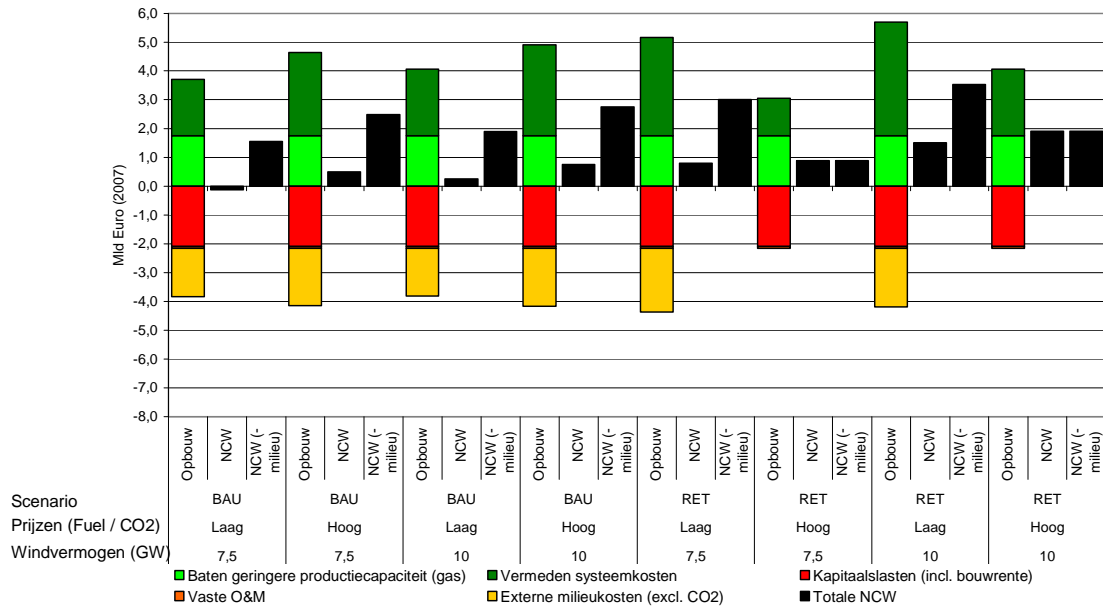
Netto Contante Waarde Energie Eiland (excl. Baggerkosten)



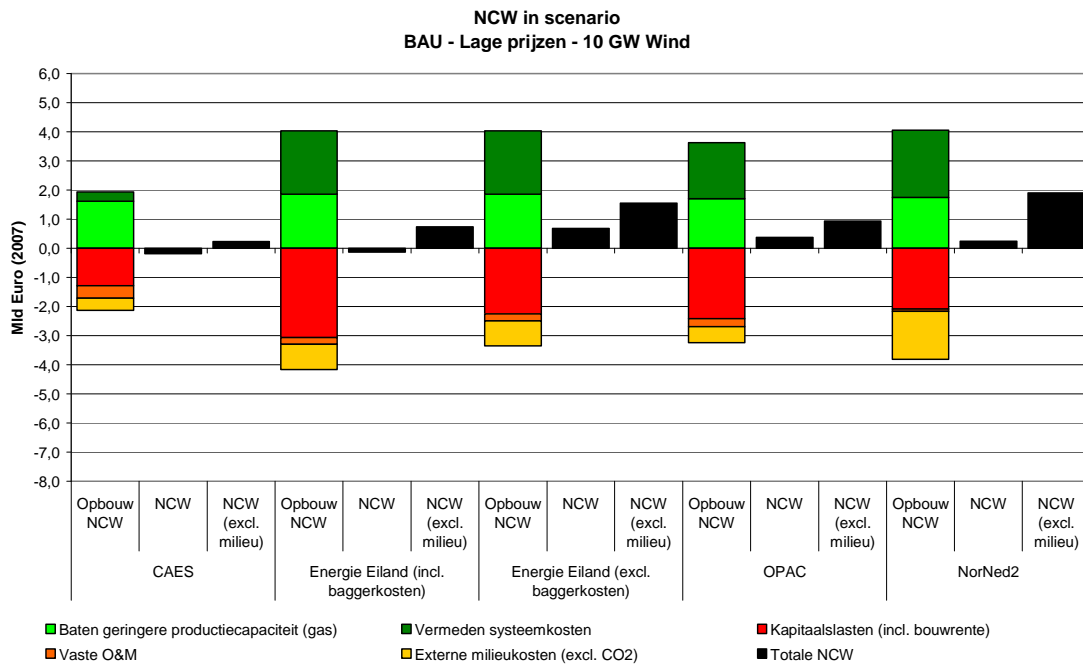
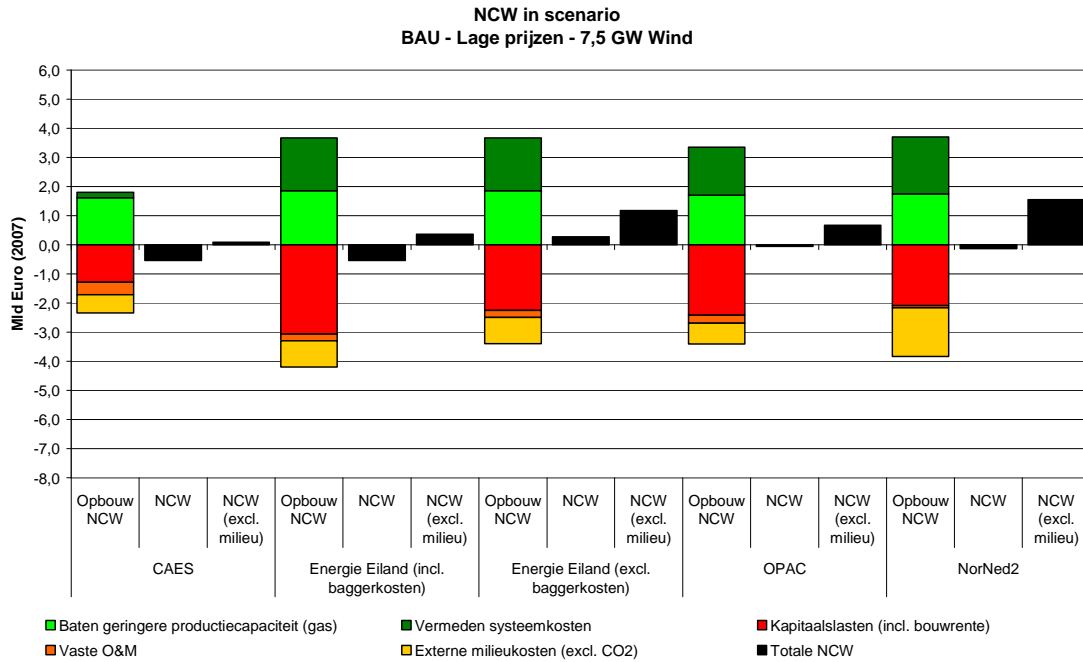
Netto Contante Waarde OPAC



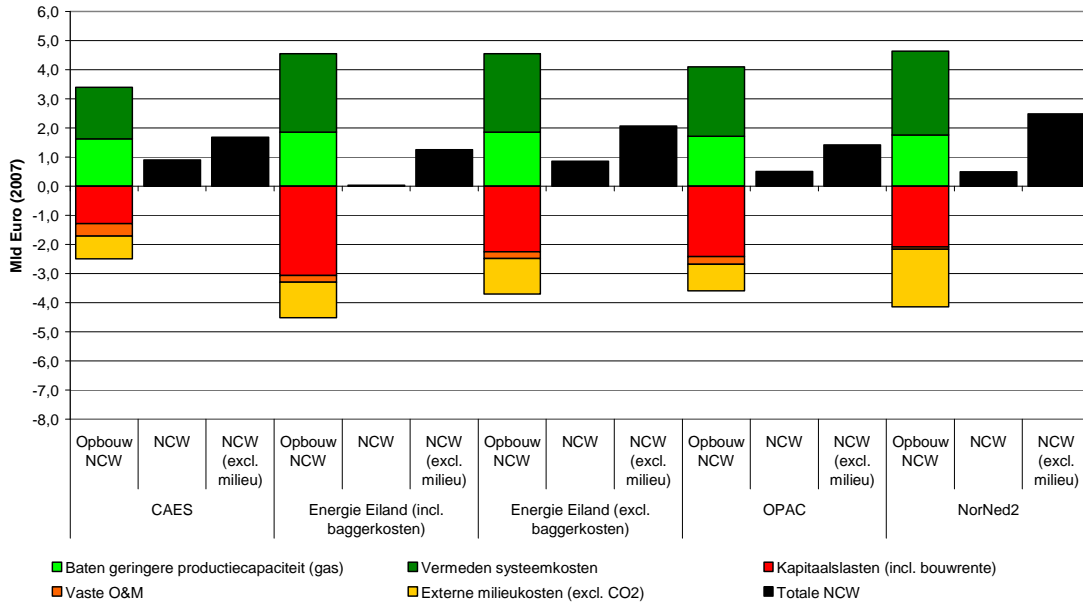
Netto Contante Waarde NorNed2



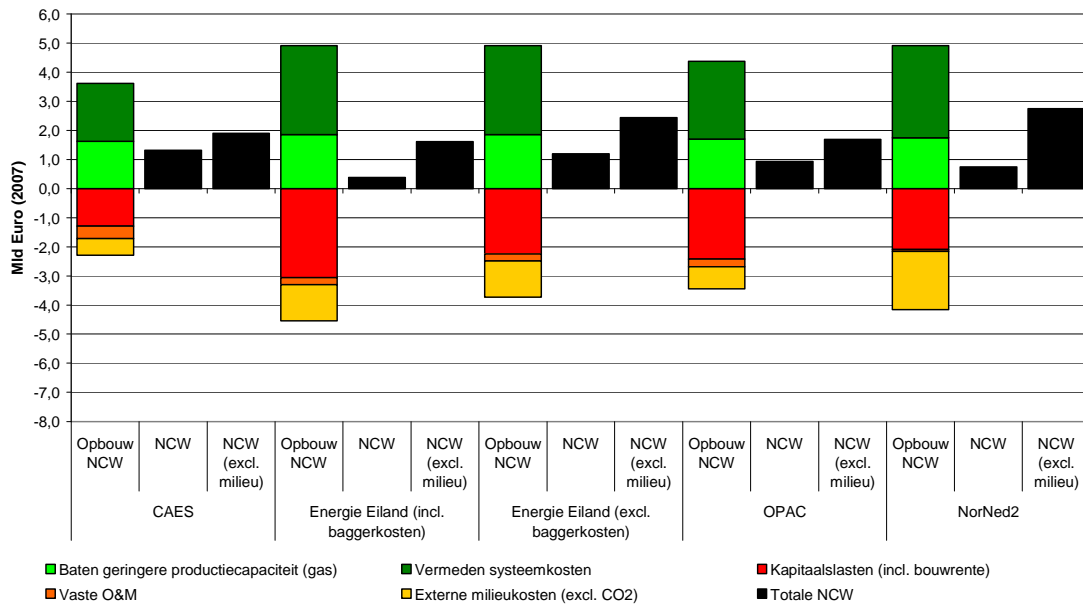
Appendix B: Resultaten maatschappelijke analyse per scenario



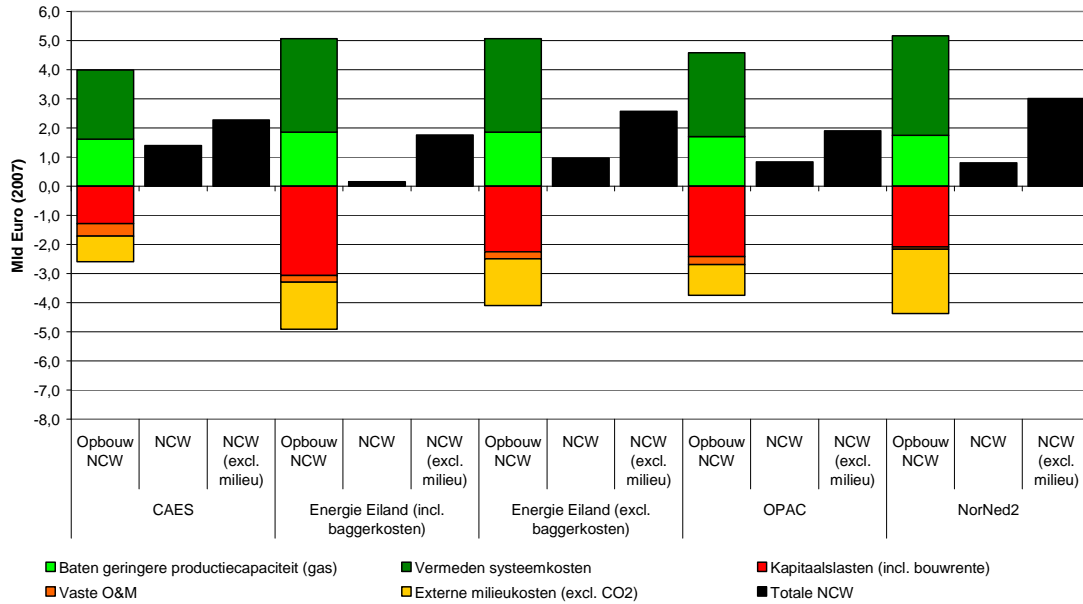
**NCW in scenario
BAU - Hoge prijzen - 7,5 GW Wind**



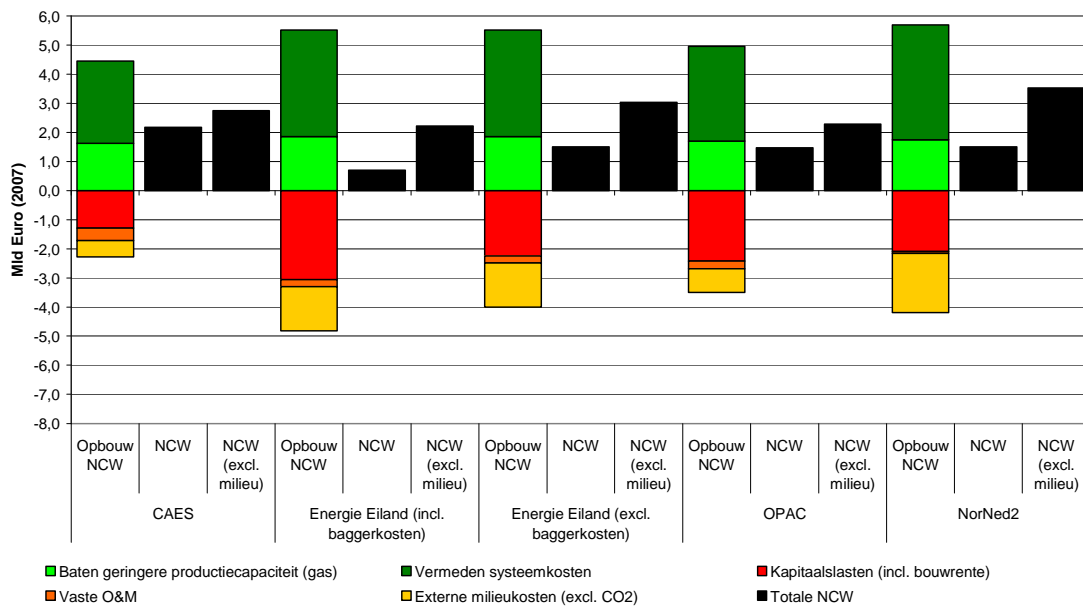
**NCW in Scenario
BAU - Hoge prijzen - 10 GW Wind**



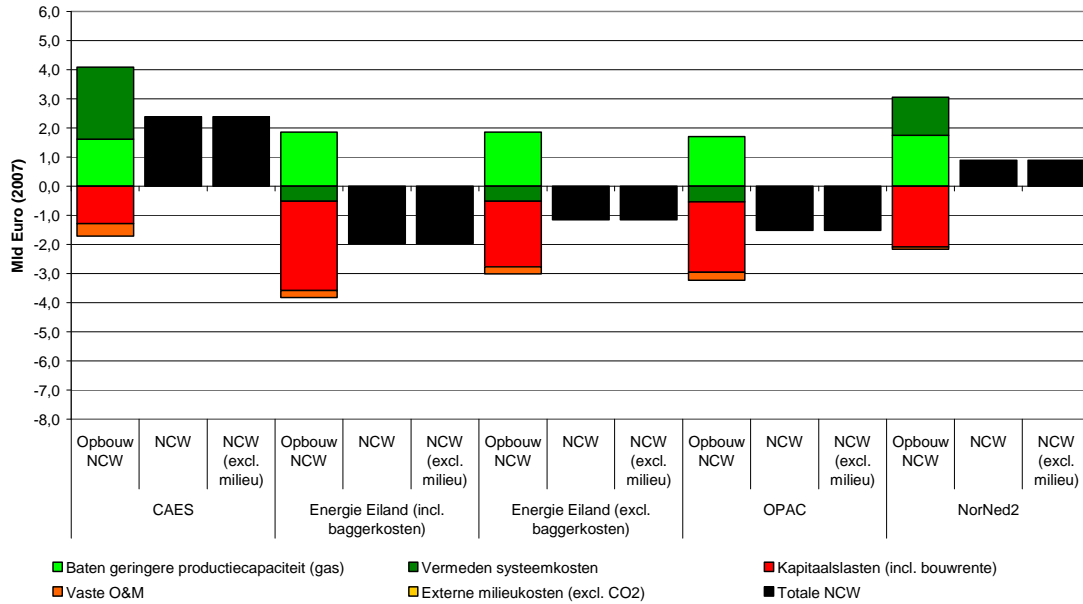
**NCW in scenario:
Real Energy Transition - Lage prijzen - 7,5 GW Wind**



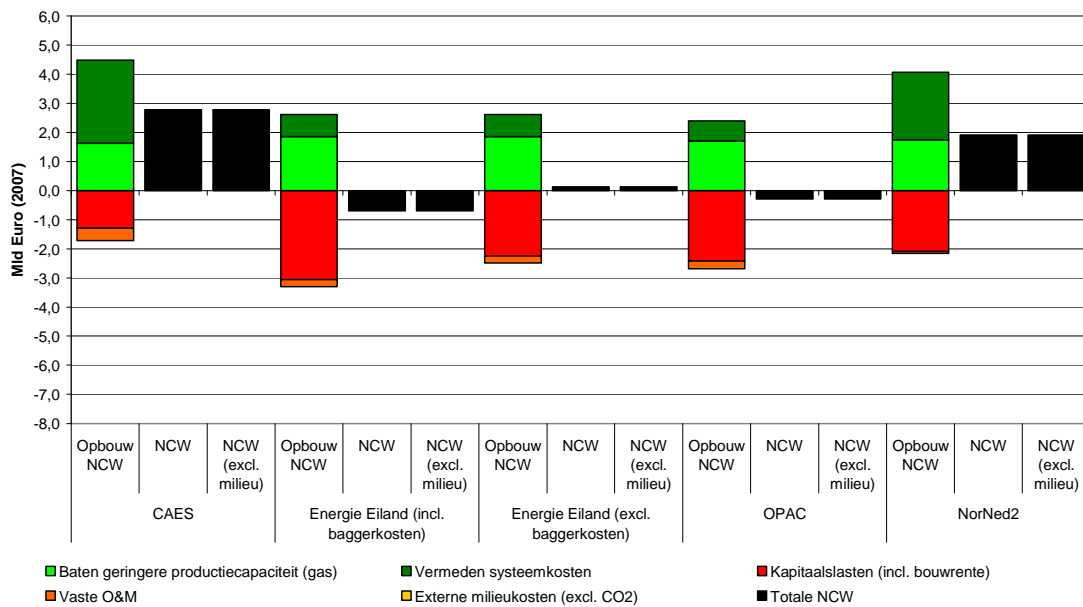
**NCW in scenario:
Real Energy Transition - Lage prijzen - 10 GW Wind**



**NCW in scenario:
Real Energy Transition - Hoge prijzen - 7,5 GW Wind**



**NCW in scenario:
Real Energy Transition - Hoge prijzen - 10 GW Wind**



Appendix C: Resultaten maatschappelijke analyse in tabellen

De onderstaande tabellen worden de resultaten van de maatschappelijke analyse gepresenteerd per alternatief en per scenario op basis van 'levelized cost'. Dit houdt in dat de totale netto contante waarde over de gehele geanalyseerde tijdshorizon (de cijfers zoals gepresenteerd in figuren in appendices A en B) is gedeeld door het aantal jaren. Dit resulteert in een bedrag in miljoen € per jaar. In onderstaande tabellen zijn naast de totale cijfers alle afzonderlijk gehanteerde posten opgenomen teneinde inzicht te bieden in de opbouw van de totale netto-contante waarde. De cijfers zijn afgerond op miljoen €.

NCW in mEuro per jaar	CAES							
	BUH10	BUH7,5	BUL10	BUL7,5	RTH10	RTH7,5	RTL10	RTL7,5
Vermeden investeringen piek elektriciteitsproductie	28	28	28	28	28	28	28	28
Vermeden bouwrente piek elektriciteitsproductie	3	3	3	3	3	3	3	3
Vermeden vaste O&M kosten piek elektriciteitsproductie	9	9	9	9	9	9	9	9
Vermeden operationele kosten	50	44	8	5	72	62	71	59
Totale baten	90	85	49	45	112	102	111	100
Investeringen projectalternatief	29	29	29	29	29	29	29	29
Kosten bouwrente projectalternatief	3	3	3	3	3	3	3	3
Vaste O&M kosten projectalternatief	11	11	11	11	11	11	11	11
Maatschappelijke kosten (=milieukosten excl. CO2)	14	19	10	16	0	0	14	22
- Direct	3	4	2	4	0	0	4	6
- Indirect	11	15	8	12	0	0	10	16
Totale kosten	57	62	53	59	43	43	57	65
Totale NCW	33	22	-5	-13	69	60	54	35

NCW in mEuro per jaar	Energie Eiland (PAC)							
	BUH10	BUH7,5	BUL10	BUL7,5	RTH10	RTH7,5	RTL10	RTL7,5
Vermeden investeringen piek elektriciteitsproductie	31	31	31	31	31	31	31	31
Vermeden bouwrente piek elektriciteitsproductie	4	4	4	4	4	4	4	4
Vermeden vaste O&M kosten piek elektriciteitsproductie	12	12	12	12	12	12	12	12
Vermeden operationele kosten	77	67	54	45	19	-13	92	80
Totale baten	123	114	101	92	65	33	138	126
Investeringen projectalternatief	45	45	45	45	45	45	45	45
Kosten bouwrente projectalternatief	11	11	11	11	11	11	11	11
Vaste O&M kosten projectalternatief	6	6	6	6	6	6	6	6
Maatschappelijke kosten (=milieukosten excl. CO2)	31	30	22	22	0	0	38	40
- Direct	7	7	6	6	0	0	10	11
- Indirect	24	23	16	17	0	0	28	30
Totale kosten	93	93	84	85	62	62	100	102
Totale NCW	30	21	17	7	3	-29	38	24

NCW in mEuro per jaar	Energie Eiland (PAC) incl. baggeringskosten							
	BUH10	BUH7,5	BUL10	BUL7,5	RTH10	RTH7,5	RTL10	RTL7,5
Vermeden investeringen piek elektriciteitsproductie	31	31	31	31	31	31	31	31
Vermeden bouwrente piek elektriciteitsproductie	4	4	4	4	4	4	4	4
Vermeden vaste O&M kosten piek elektriciteitsproductie	12	12	12	12	12	12	12	12
Vermeden operationele kosten	77	67	54	45	19	-13	92	80
Totale baten	123	114	101	92	65	33	138	126
Investeringen projectalternatief	61	61	61	61	61	61	61	61
Kosten bouwrente projectalternatief	15	15	15	15	15	15	15	15
Vaste O&M kosten projectalternatief	6	6	6	6	6	6	6	6
Maatschappelijke kosten (=milieukosten excl. CO2)	31	30	22	22	0	0	38	40
- Direct	7	7	6	6	0	0	10	11
- Indirect	24	23	16	17	0	0	28	30
Totale kosten	113	113	104	105	83	83	121	123
Totale NCW	9	1	-3	-13	-17	-49	17	4

NCW in mEuro per jaar

	OPAC							
	BUH10	BUH7,5	BUL10	BUL7,5	RTH10	RTH7,5	RTL10	RTL7,5
Vermeden investeringen piek elektriciteitsproductie	29	29	29	29	29	29	29	29
Vermeden bouwrente piek elektriciteitsproductie	3	3	3	3	3	3	3	3
Vermeden vaste O&M kosten piek elektriciteitsproductie	10	10	10	10	10	10	10	10
Vermeden operationele kosten	67	60	48	41	17	-13	81	72
Totale baten	109	102	91	84	60	29	124	115
Investeringen projectalternatief	50	50	50	50	50	50	50	50
Kosten bouwrente projectalternatief	11	11	11	11	11	11	11	11
Vaste O&M kosten projectalternatief	7	7	7	7	7	7	7	7
Maatschappelijke kosten (=milieukosten excl. CO2)	19	23	14	18	0	0	20	27
- <i>Direct</i>	7	7	6	6	0	0	10	11
- <i>Indirect</i>	11	15	8	12	0	0	10	16
Totale kosten	86	90	81	85	67	67	87	94
Totale NCW	23	13	9	-1	-7	-38	37	21

NCW in mEuro per jaar

	Norned2							
	BUH10	BUH7,5	BUL10	BUL7,5	RTH10	RTH7,5	RTL10	RTL7,5
Vermeden investeringen piek elektriciteitsproductie	30	30	30	30	30	30	30	30
Vermeden bouwrente piek elektriciteitsproductie	3	3	3	3	3	3	3	3
Vermeden vaste O&M kosten piek elektriciteitsproductie	10	10	10	10	10	10	10	10
Vermeden operationele kosten	79	72	58	49	58	33	99	85
Totale baten	123	116	102	93	102	76	142	129
Investeringen projectalternatief	47	47	47	47	47	47	47	47
Kosten bouwrente projectalternatief	5	5	5	5	5	5	5	5
Vaste O&M kosten projectalternatief	2	2	2	2	2	2	2	2
Maatschappelijke kosten (=milieukosten excl. CO2)	50	50	41	42	0	0	51	55
- <i>Direct</i>	13	12	11	11	0	0	14	15
- <i>Indirect</i>	38	37	30	30	0	0	36	40
Totale kosten	104	104	95	96	54	54	105	109
Totale NCW	19	12	6	-3	48	22	38	20

Appendix D: Resultaten investeringsanalyse in tabellen

Resultaten voor analyse met tijdhorizon van 12 jaar en exclusief mogelijke restwaarde van assets.

NCW in mEuro per jaar	CAES	Energie Eiland incl. baggerkosten	Energie Eiland excl. baggeringskosten	OPAC	Norned2
Restwaarde investeringen projectalternatief	0	0	0	0	0
Totale baten	0	0	0	0	0
Investeringen projectalternatief	36	76	56	84	36
Kosten bouwrente projectalternatief	6	21	9	20	6
Vaste O&M kosten projectalternatief	5	3	1	3	5
Totale kosten	47	99	66	107	47
Totale NCW	-47	-99	-66	-107	-47

Resultaten voor analyse met tijdhorizon van 12 jaar en inclusief mogelijke restwaarde van assets.

NCW in mEuro per jaar	CAES	Energie Eiland incl. baggerkosten	Energie Eiland excl. baggeringskosten	OPAC	Norned2
Restwaarde investeringen projectalternatief	6	13	9	14	6
Totale baten	6	13	9	14	6
Investeringen projectalternatief	36	76	56	84	36
Kosten bouwrente projectalternatief	6	21	9	20	6
Vaste O&M kosten projectalternatief	5	3	1	3	5
Totale kosten	47	99	66	107	47
Totale NCW	-41	-87	-56	-93	-41

Resultaten voor analyse met tijdhorizon van 25 jaar en exclusief mogelijke restwaarde van assets.

NCW in mEuro per jaar	CAES	Energie Eiland incl. baggerkosten	Energie Eiland excl. baggeringskosten	OPAC	Norned2
Restwaarde investeringen projectalternatief	0	0	0	0	0
Totale baten	0	0	0	0	0
Investeringen projectalternatief	17	36	27	40	17
Kosten bouwrente projectalternatief	3	10	4	10	3
Vaste O&M kosten projectalternatief	3	2	1	2	3
Totale kosten	24	48	32	52	24
Totale NCW	-24	-48	-32	-52	-24

Resultaten voor analyse met tijds horizon van 25 jaar en inclusief mogelijke restwaarde van assets.

NCW in mEuro per jaar	CAES	Energie Eiland incl. baggerkosten	Energie Eiland excl. baggeringskosten	OPAC
Restwaarde investeringen projectalternatief	0	1	1	1
Totale baten	0	1	1	1
Investeringen projectalternatief	17	36	27	40
Kosten bouwrente projectalternatief	3	10	4	10
Vaste O&M kosten projectalternatief	3	2	1	2
Totale kosten	24	48	32	52
Totale NCW	-23	-47	-31	-51