Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

www.tno.nl

T +31 88 866 50 10

TNO-rapport

TNO 2021 R11513

Opties voor klimaatneutrale energievoorziening in Caribisch Nederland

Datum	10 januari 2022
Auteur(s)	Sam Lamboo en Silvana Gamboa Palacios
Aantal pagina's	60 (incl. bijlagen)
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	Input up de routekaarten voor klimaat neutrale energievoorziening Caribisch Nederland
Projectnummer	060.47791

Alle rechten voorbehouden.
Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.
Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO

Samenvatting

Dit rapport is het resultaat van onderzoek voor het ministerie van Economische Zaken en Klimaat ter ondersteuning van het maken van routekaarten voor klimaat neutrale energiesystemen op Bonaire, St. Eustatius en Saba. Er is gekeken naar verduurzaming van de elektriciteitssystemen en wegtransport. Voor de elektriciteitssystemen is eerst gekeken naar recente voorstellen en onderzoeken naar investeringen in nieuwe capaciteit en verdere verduurzaming op korte termijn. Daarna is gekeken naar opties voor verdere verduurzaming richting de 100%.

Opties voor de volgende stap in verduurzaming van de elektriciteitsmix
Op alle drie de eilanden is er al een significant aandeel hernieuwbare elektriciteit in de huidige elektriciteitsmix: 29% in Bonaire, 38% in St. Eustatius en 40% op Saba. De elektriciteitsvraag groeit op alle eilanden jaarlijks waardoor het aandeel diesel in de elektriciteitsmix stijgt. Hierdoor daalt het aandeel hernieuwbaar en stijgen de productiekosten. Op alle eilanden is er gekeken naar opties om te investeren in nieuwe opwekcapaciteit om de stijgende vraag te kunnen voorzien en het aandeel hernieuwbaar te verhogen.

Op Bonaire heeft de elektriciteitsproducent Contour Global (CGB) een plan voorgesteld waarin de bestaande windturbines vervangen worden door grotere exemplaren en er geïnvesteerd wordt in zonne-energie en meer batterijopslag. Er is nog een discussie gaande tussen CGB en DNV GL over de mogelijkheden om op korte termijn systeemstabiliteit te garanderen zonder dieselgeneratoren, wat het aandeel hernieuwbaar en de productiekosten beïnvloedt. Op St. Eustatius heeft Verlaan Consulting gekeken naar het toevoegen van een derde zonnepark of windenergie, beiden met batterijopslag. Op Saba is er door Pondera gekeken naar het toevoegen van windenergie, naast de bestaande capaciteit aan zonne-energie. Een overzicht van de aandelen hernieuwbaar, beoogde capaciteit zon PV, windenergie en batterijopslag, de bijkomende kosten en de ingeschatte productiekosten[1] is gegeven in Tabel 1.1.

De onderzochte opties leiden op Bonaire tot significant lagere productiekosten dan momenteel het geval en op St. Eustatius tot ongeveer gelijkblijvende productiekosten en op Saba tot een stijging van de productiekosten. Bij de berekening van de productiekosten is er rekening gehouden met financieringskosten (de WACC) op basis van inschattingen van CGB en de Autoriteit Consumenten en Markt (ACM). Ook is ervan uitgegaan dat een deel van de huidige vaste kosten voor bestaande installaties en de dieselprijs gelijk blijven. De productiekosten zijn voor Bonaire ingeschat op basis van de geprojecteerde groei in elektriciteitsvraag tot 2030. Voor St. Eustatius zijn ze ingeschat voor de geprojecteerde elektriciteitsvraag in 2023. Voor Saba zijn ze gebaseerd op de huidige elektriciteitsvraag omdat de elektriciteitsvraag daar de afgelopen jaren redelijk constant geweest is.

[1] We kijken naar de impact van de investeringen op de variabele productiekosten van het gehele elektriciteitssysteem. Deze productiekosten kunnen vergeleken worden met de huidige maximale variabele productiekosten zoals ingeschat door het ACM. In de variabele elektriciteitstarieven die consumenten uiteindelijk betalen wordt ook rekening gehouden met netverliezen en correcties voor volumes, inkomsten en brandstofprijzen van voorgaande periodes waardoor de elektriciteitstarieven doorgaans hoger zijn dan de productiekosten.

Tabel 1.1: Overzicht kosten hybride plan Bonaire, derde zonnepark St. Eustatius en windenergie op Saba.

Scenario	Hybride plan Bonaire	Fase 3 zonnepark St. Eustatius	Windenergie Saba
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	131-161,2	17,6	9,2
Aandeel hernieuwbare elektriciteit	71-77%	55%	85-90%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	6	2,5	-
Nieuwe capaciteit wind [MW]	24	-	3,0-4,2
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	8	10	2,5
Investeringskosten [M$]	58,1	7,85	11,2-11,3
Operationele kosten [M$/jaar]	1,5	0,1	0,29-0,35
WACC	7,1%	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,16-0,20	0,27	0,37
Huidige productiekosten [USD/kWh]	0,25-0,30	0,27	0,30

Op Bonaire kan CGB de investering doen, maar wordt er nog onderhandeld over het verlengen van de *Power Purchase Agreement (PPA)*. Ook wordt er gekeken naar de mogelijkheid dat Bonaire Brandstof Terminals (BBT) een deel van de investering doet en de installaties verhuurt aan CGB. Hierdoor kunnen de kosten lager uitvallen en blijft CGB de enige elektriciteitsproducent, wat het een organisatorisch overzichtelijke optie maakt. Op St. Eustatius en Saba geven de elektriciteitsbedrijven aan niet het benodigde kapitaal te hebben om te investeren in de onderzochte opties en ondersteuning te gaan vragen aan de Rijksoverheid in de vorm van een lening of investeringssubsidie. Een lening met 1% rente verlaagt op Bonaire de productiekosten van het hybride plan naar 0,15 USD/kWh. Op St. Eustatius dalen de productiekosten met een 1% rente lening naar 0,25 USD/kWh. Op Saba zijn de productiekosten met een lening van 1% rente 0,28 USD/kWh. Een 100% investeringssubsidie verlaagt de geschatte productiekosten op Bonaire naar 0,14 USD/kWh, op St. Eustatius naar 0,22 USD/kWh en op Saba naar 0,21 USD/kWh.

Opties voor verduurzaming van de elektriciteitsmix richting 100%

Naast de bovenstaande plannen hebben we gekeken naar technische opties voor verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix, tot richting de 100%[2]. Op alle drie de eilanden kan er ingezet worden op een systeem met alleen zon PV, windenergie en batterijen. Er is dan een grote capaciteit aan zon PV, windenergie en batterijopslag nodig om gedurende het hele jaar de elektriciteitsvoorziening te garanderen. Hierdoor stijgen de productiekosten weer vergeleken met de productiekosten in Tabel 1.1. Een voordeel is dat de afhankelijkheid van brandstofimport afneemt, waardoor mogelijke fluctuaties in productiekosten afnemen.

Biodiesel kan op Bonaire en St. Eustatius gebruikt worden om (op korte termijn) 100% hernieuwbare elektriciteit te bereiken. De kosten hiervan zijn, op basis van huidige biodieselprijzen, wel hoger dan het gebruik van diesel of verregaande verduurzaming met zonne-energie, windenergie en batterijen. Voor Saba is het

[2] We hebben geen modelberekeningen gedaan waarin de vraag aan aanbod op uurbasis gematcht wordt waardoor er niet voor alle scenario's met zekerheid te zeggen is dat de toegevoegde capaciteit voldoende is voor 100% hernieuwbare elektriciteit gedurende het hele jaar. Daarom spreken we over richting 100% hernieuwbaar.

door de kleine schaal niet duidelijk of het importeren van biodiesel een optie is. Om het gebruik van biodiesel mogelijk te maken is het ook nodig om de logistieke keten voor biodieselimport op te zetten. Hier kan BBT mogelijk een rol in krijgen voor Bonaire.

Op Bonaire kan er ook gekozen worden voor *Ocean Thermal Energy Conversion* (OTEC), het benutten van het temperatuurverschil tussen diep oceaanwater en warm water aan het oppervlak van de ze om elektriciteit op te wekken. Op basis van de huidige kosteninschattingen voor een kleinschalige (3 MW) pilot op land of een grootschalige drijvende installatie van 10 MW zijn de kosten ook hoger dan een systeem met alleen met zon PV, windenergie en batterijen. Of verdere kostenreductie mogelijk is kan onder andere onderzocht worden door een gedetailleerd ontwerp te maken van een grootschalige OTEC installatie (10+ MW) op Bonaire of onderzoek te doen naar het gebruik van alternatieve materialen.

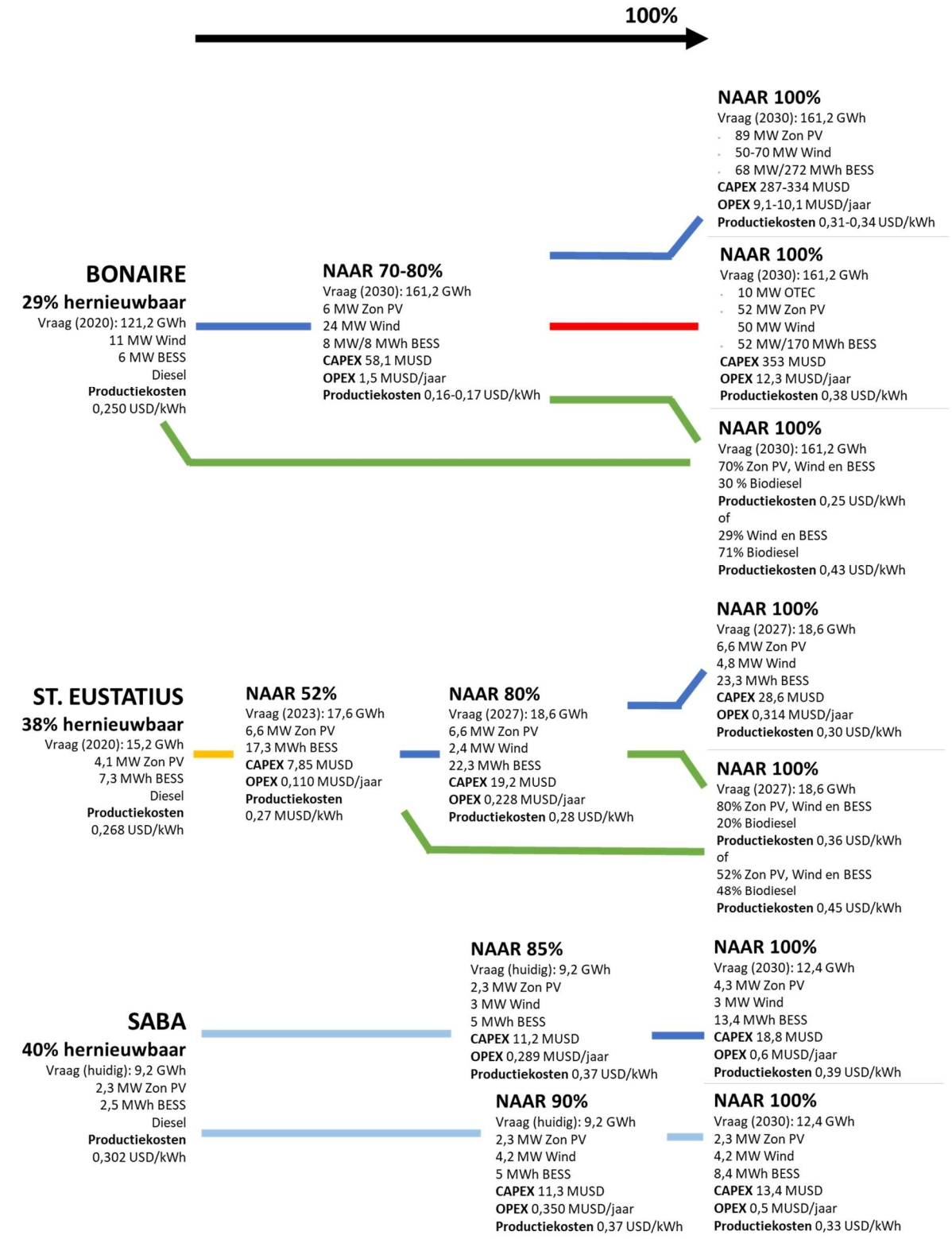
Waterstof is pas voor na 2030 een optie en de economische en technische haalbaarheid op zo'n kleine schaal op de eilanden is bovendien onzeker.

Een overzicht van de technische mogelijkheden voor verdere verduurzaming, de benodigde investeringen en de kosten is gegeven in het onderstaande figuur.

Deze grove kosteninschattingen zijn gebaseerd op de minimale benodigdheden om richting een 100% hernieuwbare elektriciteitsmix te gaan tegen 2030. Om met hoge waarschijnlijkheid voldoende hernieuwbare elektriciteit te hebben en een stabiel elektriciteitsnet te garanderen moeten mogelijk additionele kosten gemaakt worden, die een invloed hebben op de totale productiekosten. De kosteninschattingen zijn bovendien gebaseerd op een aantal aannames die onzekerheden kennen zoals de toekomstige prijs van (bio)diesel, de kosten van een grootschalige OTEC installatie, en de toekomstige kosten van zon PV, windenergie en batterijopslagsystemen. De elektriciteitsvraag op de eilanden wordt de komende jaren verwacht met 2-5% per jaar toe te nemen. Veranderingen in vraag en de kosten van brandstof of duurzame technieken hebben een impact op de haalbaarheid en kosten van de verschillende routes naar klimaat neutrale energiesystemen.

Ook na 2030 wordt de elektriciteitsvraag op Bonaire, St. Eustatius en Saba verwacht verder toe te nemen, dus er moet elke paar jaar geïnvesteerd worden in nieuwe opwekcapaciteit. Periodiek onderzoek doen naar de beste mogelijkheden op basis van de dan geldende omstandigheden zal nodig blijven. Onderzoek naar concrete projecten en modelleerwerk kunnen ondersteuning bieden voor de keuzes die gemaakt moeten worden.

Overzicht routes naar 100% hernieuwbare elektriciteitssystemen Bonaire, St. Eustatius en Saba



Legenda
BESS: Battery Energy Storage System (batterijopslagsystemen)
CAPEX: Capital expenditure (investeringskosten)
OPEX: Operating expenditure (operationele kosten)
Productiekosten: Gemiddelde productiekosten hele elektriciteitssysteem, inclusief bestaande installaties en investeringen uit voorgaande stappen

Verduurzaming van het wegtransport
Er zijn nog niet veel stappen gezet voor vergaande verduurzaming van wegtransport in Caribisch Nederland. Elektrische voertuigen (EV's) lijken de voor de hand liggende optie, in samenhang met verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix. Bij een duurzame elektriciteitsmix leidt de overstap naar EV's tot een daling van CO_2-emissies, minder afhankelijkheid van brandstofimport, en vermindering van de lokale uitstoot van fijnstof en NOx, Aanschafkosten en acceptatie van EV's als geschikte toepassing op de eilanden zijn de grootste barrières. De groei in elektriciteitsvraag door EV's is naar verwachting beperkt; naar onze grove inschatting van de ordegrootte 5-10% groei van de totale elektriciteitsvraag. In combinatie met zonne-energie opwek gedurende de dag heeft gecentraliseerde laadinfrastructuur de voorkeur boven thuisladen. Zo kan er voorkomen worden dat de piekvraag vergroot wordt door de vraag naar elektriciteit voor EV laden en kan de benodigde batterijopslagcapaciteit voor het elektriciteitssysteem verminderen. Op de lange termijn kunnen de EV's mogelijk een rol spelen in het leveren van opslagcapaciteit en flexibiliteit aan het elektriciteitsnet, maar hier is nog de nodige voorbereiding voor nodig, onder meer voor de benodigde infrastructuur en regelgeving.

Aanbevelingen
Op basis van de bevindingen maken we de volgende aanbevelingen:

- **Bekijk samen met de elektriciteitsbedrijven en openbare lichamen hoe er op korte termijn geïnvesteerd kan worden in verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix.**
- **Onderzoek voor Bonaire de mogelijkheden om de komende jaren de afhankelijkheid van generatoren voor systeemstabiliteit te verkleinen.**
- **Onderzoek voor Bonaire de mogelijkheden om biodiesel in te zetten om op korte termijn 100% hernieuwbare elektriciteit te leveren.**
- **Onderzoek voor OTEC de mogelijkheden voor kostenreductie.**
- **Bekijk samen met de elektriciteitsbedrijven en openbare lichamen naar wat er op termijn nodig is om de doelstellingen om klimaat neutrale eilanden te worden waar te maken.**
- **Stimuleer de overgang naar elektrische vervoermiddelen.**

Inhoudsopgave

Samenvatting **2**

1 Inleiding **8**

2 Bonaire **10**
2.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen 10
2.2 Technische route(s) voor verduurzaming 12
2.3 Organisatorische en andere aspecten 28

3 St. Eustatius **29**
3.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen 29
3.2 Technische route(s) voor verduurzaming 32
3.3 Organisatorische en andere aspecten 39

4 Saba **40**
4.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen 40
4.2 Technische route(s) voor verduurzaming 40
4.3 Organisatorische en andere aspecten 47

5 Conclusies en aanbevelingen **49**
5.1 Aanbevelingen 55

Referenties **58**

1 Inleiding

Het kabinet heeft in april 2021 de beleidsdeelneming Bonaire Brandstof Terminals (BBT) opgericht om een veilige opslag en levering van brandstoffen op Bonaire te garanderen. In een aangenomen motie uit de Tweede Kamer (Vergaderjaar 2020-2021, 35 632, Nr. 15) is de regering verzocht “om met de (BES) eilanden een routekaart met bijbehorende financiële middelen op te stellen hoe Caribisch Nederland stappen kan zetten naar klimaatneutrale energievoorziening en hierbij de mogelijkheden van Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) mee te nemen”.

TNO is door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat gevraagd een actualisatie te maken van de mogelijkheden voor een klimaatneutraal energiesysteem op de BES eilanden en de kostenramingen voor de verschillende technologische opties. Ook is er gevraagd rekening te houden met de organisatorische situatie op de verschillende eilanden.

In dit rapport kijken we naar de huidige situatie op de BES eilanden, de verwachtte ontwikkelingen van zowel de vraag naar energie als de elektriciteitsproductie en de mogelijkheden voor verduurzaming van het energieaanbod. Een vergelijkbaar onderzoek naar duurzame elektriciteit op de BES eilanden is in 2016 gedaan door Schelleman en Van Weijsten (2016) en over gerapporteerd door het ministerie van Economische Zaken (2016). Anders dan in de studie uit 2016 kijken we nu ook naar het verduurzamen van wegverkeer. Energie voor maritiem en vliegverkeer vallen buiten de scope van het onderzoek. Energiebesparingsmaatregelen kunnen voor alle drie de eilanden de verduurzamingsopgave vergemakkelijken, de benodigde investeringen verkleinen en de lasten van verbruikers verlichten. In dit rapport staan niet de energiebesparingsmaatregelen centraal, maar de vraag over hoe de overgebleven vraag met duurzame bronnen in te kunnen vullen.

Er lopen op alle drie de eilanden initiatieven om het aandeel duurzame elektriciteit op korte termijn uit te breiden. Voor Bonaire is er een voorstel voor het uitbreiden van de opwek van duurzame elektriciteit en er zijn voor St. Eustatius en Saba studies uitgevoerd om de opties voor additionele duurzame elektriciteitscapaciteit te vergelijken. Insteek voor ons onderzoek is het ophalen van relevante informatie uit deze lopende initiatieven en vooruitkijken naar mogelijke vervolgstappen op weg naar een 100% duurzame energievoorziening op de BES eilanden. Hiervoor is een tiental interviews gehouden met vertegenwoordigers van de openbare lichamen en de elektriciteitsbedrijven van de drie eilanden, de elektriciteitsproducent op Bonaire (Contour Global Bonaire) en partijen betrokken bij OTEC[3].

[3] De partijen aanwezig bij het gesprek zijn het Dutch Marine Energy Centre (DMEC), Allseas, Van Oord en een onafhankelijk OTEC expert.

In dit rapport wordt gekeken naar de verschillende technische opties voor klimaat neutrale energievoorzieningen, wat de geraamde kosten zijn, wat de invloed is op de productiekosten[4] en welke overige aspecten van belang zijn.

Naast de bovengenoemde studies op de eilanden, hebben we grove inschattingen gemaakt van de impact van verschillende opties om richting 100% hernieuwbare elektriciteitssystemen te gaan. Er is geen additionele modellering gedaan van de energiesystemen voor deze studie en er zijn geen analyses gemaakt van geoptimaliseerde duurzame energiesystemen en de kosten daarvan, waardoor deze resultaten grove inschattingen blijven die enige onzekerheid kennen. Om de onzekerheid te verkleinen en meer inzicht te krijgen op kosten-optimale ontwikkeling van de energiesystemen is additionele modellering aanbevolen.

Het rapport is opgedeeld in een hoofdstuk per eiland. Daarna volgt er een hoofdstuk met algemene conclusies en aanbevelingen.

[4] We kijken naar de impact van de investeringen op de variabele productiekosten van het gehele elektriciteitssysteem. Deze productiekosten kunnen vergeleken worden met de huidige maximale variabele productiekosten zoals ingeschat door het ACM. In de variabele elektriciteitstarieven die consumenten uiteindelijk betalen wordt ook rekening gehouden met netverliezen en correcties voor volumes, inkomsten en brandstofprijzen van voorgaande periodes waardoor de elektriciteitstarieven doorgaans hoger zijn dan de productiekosten.

2 Bonaire

2.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

Op Bonaire is het water- en elektriciteitsbedrijf (WEB) verantwoordelijk voor de distributie van water en elektriciteit. Voor de opwek en levering van elektriciteit is er een power purchase agreement (PPA) met Contour Global Bonaire (CGB). CGB heeft op Bonaire 23 MW aan generatoren staan die op fossiele brandstof draaien (stookolie (HFO) of diesel). Van de generatoren is 9 MW in 2019 geplaatst, de overige 14 MW aan generatoren zijn uit 2007. In april 2020 is er gestopt met de levering van brandstoffen op Bonaire via de olieoverslagterminal “BOPEC”. Om problemen met de elektriciteit- en drinkwaterproductie te voorkomen zijn er noodmaatregelen getroffen om de aanvoer van brandstoffen naar de elektriciteitscentrale te garanderen. Met BBT kan er gezocht worden naar een structurele oplossing voor de levering van brandstoffen voor Bonaire.

Naast de generatoren staan er 13 windturbines, gezamenlijk goed voor 11 MW. Ook heeft CGB een power management systeem en 6 MW aan batterij opslag systemen uit 2019. Hiermee komt het aandeel duurzame elektriciteit in de elektriciteitsmix van CGB uit op 29% in 2020 (Contour Global, 2021). De PPA tussen WEB en CGB loopt tot eind 2024 en dan moeten er afspraken gemaakt worden over het overkopen van de CGB faciliteiten door WEB in 2025. Ook is er 1,5-2 MW vermogen aan decentrale opwekking geregistreerd en gekoppeld aan het net (WEB, 2020).

De productietarieven voor elektriciteit op Bonaire liggen voor 2021 rond de 250 USD/MWh. WEB verwacht dat de productietarieven met de huidige energiemix zullen stijgen naar 300 USD/MWh in 2022 door hogere gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC[5]) verrekend door CGB[6] en hogere brandstofkosten, mede door het omschakelen van stookolie naar diesel. Er wordt verwacht dat de situatie rondom brandstofprijzen stabiliseert voor 2023, waarna de tarieven weer zullen dalen tot rond de 225 USD/MWh.

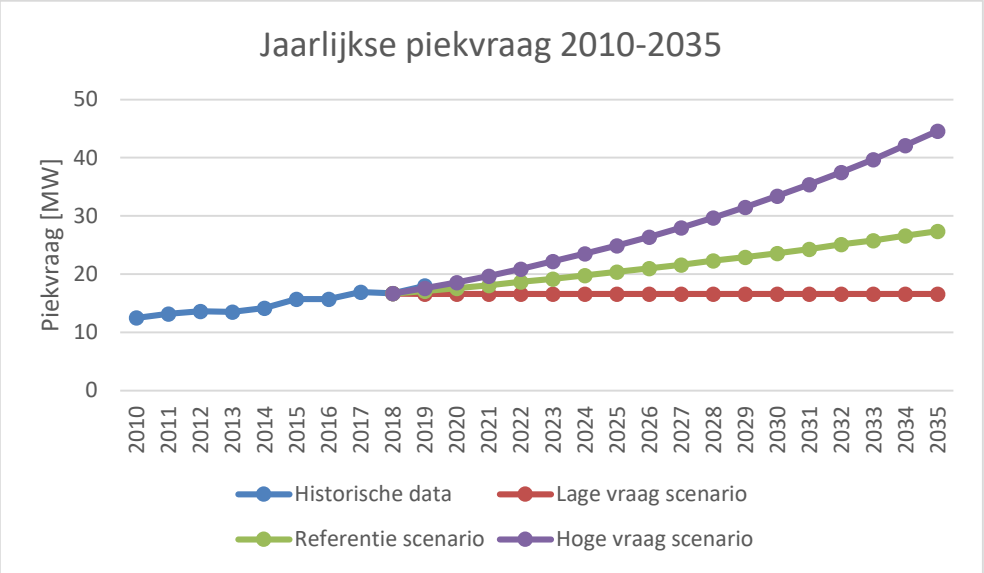
In 2018 is er 113 GWh aan elektriciteit opgewekt door CGB en WEB en was de piekvraag 16,7 MW (Contour Global, 2021). In 2019 en 2020 is dit gestegen naar 120,6 en 121,2 GWh (CBS, 2021). WEB heeft prognoses gemaakt van de verwachte stijging in elektriciteitsvraag richting 2030. In het referentie pad wordt voor zowel de piekvraag als de jaarlijkse elektriciteitsvraag wordt een jaarlijkse groei van ongeveer 3% verwacht. Hiermee komt de piekvraag in 2030 uit op 23,6 MW en de elektriciteitsvraag op 161,2 GWh per jaar (Contour Global, 2021).

---

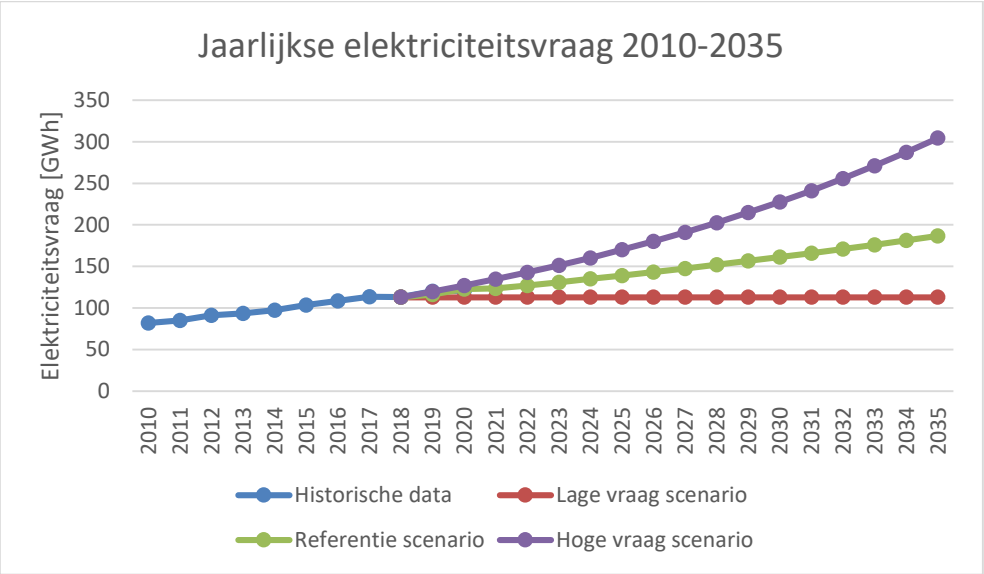
[5] De Weighted Average Cost of Capital (WACC) is een gewogen gemiddelde van de kosten van eigen vermogen en de kosten van vreemd vermogen (leningen).

[6] Als gevolg van de uitspraak van het Gemeenschappelijke Hof van Justitie voor Aruba, Curaçao, St. Maarten en van Bonaire, St. Eustatius en Saba over het bezwaar van CGB over productiekosten elektriciteit voor 2017. Op basis van de uitspraak heeft het ACM de WACC voor 2017 opnieuw vastgesteld op 9,17%. https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/herziene-beslissing-op-bezwaar-contourglobal-bonaire-2017.pdf

In het hoge groei scenario komt de piekvraag uit op 33,4 MW in 2030 en de elektriciteitsvraag in dat jaar op 228 GWh (Contour Global, 2020).
In een status quo scenario wordt de toenemende vraag gedekt door de (diesel)generatoren, waardoor het aandeel duurzame elektriciteit daalt van 29% in 2020 naar 22% in 2030 (Contour Global, 2021).



Figuur 2.1: Jaarlijkse piekvraag scenario's. Bron: Contour Global Bonaire (2021).



Figuur 2.2: Jaarlijkse elektriciteitsvraag scenario's. Bron: Contour Global Bonaire (2021).

Om in de stijgende elektriciteitsvraag te voorzien en het aandeel duurzame elektriciteit te vergroten is er door WEB in juli een subsidieaanvraag gedaan bij het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De subsidieaanvraag is gebaseerd op een voorstel van Contour Global voor de uitbreiding van de opwekcapaciteit die op basis van hun modellering leidt tot de laagste elektriciteitskosten. Er is nog geen finale beslissing genomen over de investering in additionele opwekcapaciteit,

waardoor we het voorstel van Contour Global hieronder hebben meegenomen als een van de technische opties om de komende jaren het aandeel duurzame elektriciteit op Bonaire op te voeren.

2.2 Technische route(s) voor verduurzaming

2.2.1 Elektriciteit

Voor elektriciteit kijken we naar verschillende routes om het aandeel hernieuwbaar te verhogen. De eerste route is gebaseerd op het recente voorstel van Contour Global om de elektriciteitsmix uit te breiden met een zonnepark, meer windenergie en meer batterijen. Om het aandeel duurzame elektriciteit verder te verhogen richting 100% kijken we naar een aantal alternatieven gebaseerd op deze route, namelijk het verder uitbreiden van de capaciteit van zon PV, windenergie en/of batterijen, het gebruik van biodiesel, het gebruik van waterstof en het toevoegen van OTEC. Ten slotte bespreken we alternatieven voor het toevoegen van flexibiliteit aan de elektriciteitsmix.

2.2.1.1 Naar 70-80% hernieuwbaar met zon PV en uitbreiding capaciteit windenergie en batterijen (hybride plan)

Contour Global heeft aan WEB een voorstel gedaan om de bestaande elektriciteitsmix op Bonaire uit te breiden met zon PV, meer windenergie en meer batterijen (het 'hybride plan') (CGB, 2021). Het voorstel is nog niet aangenomen door de lopende subsidieaanvraag van WEB en onderhandelingen met CGB over het verlengen van de PPA die eind 2024 afloopt. Het hybride plan is hier opgenomen als technische optie omdat het een goede indicatie geeft van wat de impact is van het toevoegen van zon PV, meer windenergie en meer batterijen, wat de kosten zijn van deze uitbreiding en wat de effecten zijn van de uitbreiding op de elektriciteitstarieven.

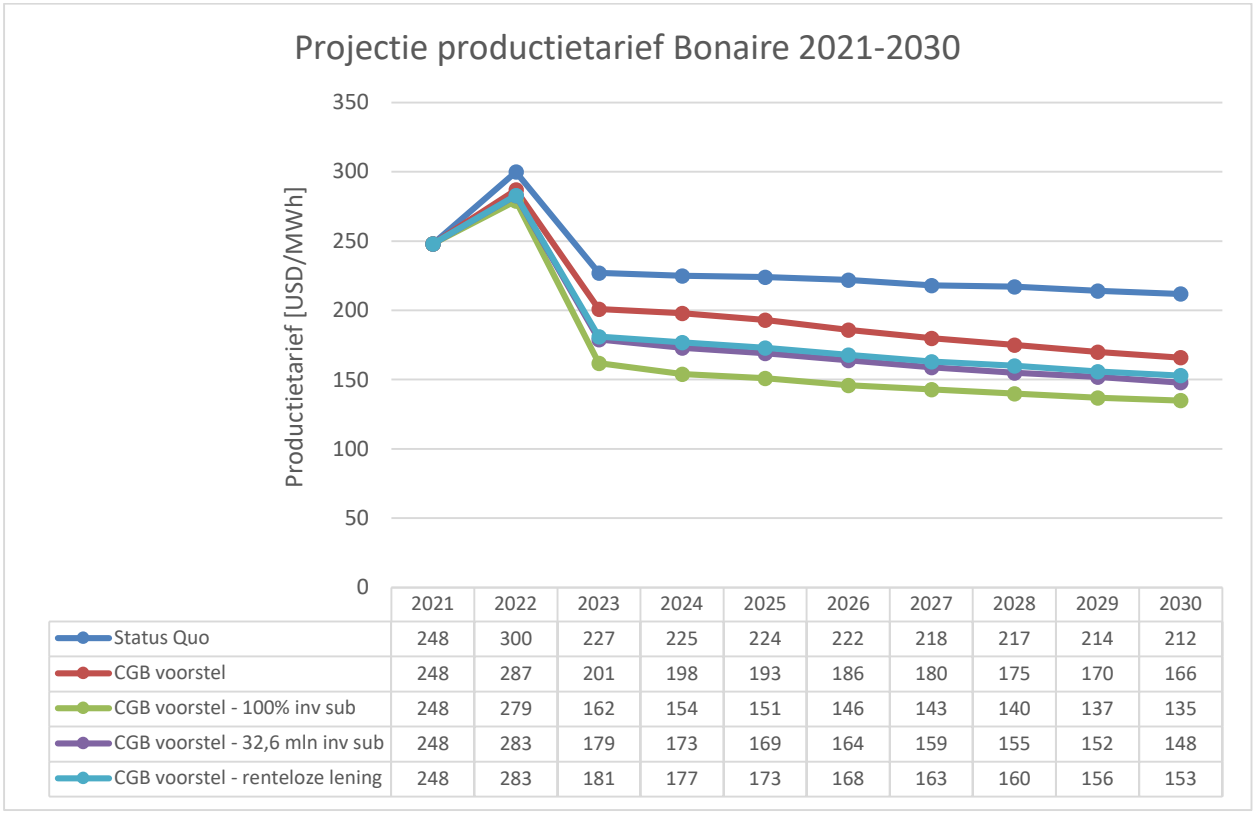
Het hybride plan voorziet het vervangen van de bestaande windturbines met 7 grotere windturbines van 3,45 MW en het toevoegen van 6 MW zon PV en 8 MWh batterijopslag met 8 MW inverters. Het voorstel is gebaseerd op modellering op uurbasis waar geoptimaliseerd is naar de laagst mogelijk productiekosten. Voor het vervroegd vervangen van de windturbines zijn gederfde inkomsten meegenomen als kostenpost, in de vorm van 12% hogere investeringskosten voor de nieuwe windturbines. Ondanks de additionele kosten voor het vervangen van de windturbines komt deze mix naar voren als de optie met de laagste kosten doordat de uitgekozen windturbines meer opwekken bij lagere en gemiddelde windsnelheden. Hierdoor zijn de opbrengsten hoger en de kosten lager. Een ander voordeel van het vervangen van de bestaande windturbines is dat hetzelfde stuk land gebruikt kan worden. Het voorstel is om de windturbines in 2023 operationeel te hebben.

Zon PV is per megawattuur duurder dan windenergie maar wel goedkoper dan het inzetten van dieselgeneratoren. Zon PV is waardevol wanneer er geen wind is, waardoor het terugkomt in een op kosten geoptimaliseerd systeem. Een ander voordeel van zon PV is dat het sneller geïnstalleerd kan worden dan windturbines. Er wordt in het voorstel verwacht dat de zon PV in 2022 al operationeel is en het gebruik van diesel in 2022 al daalt, met lagere productiekosten in 2022 als gevolg. De additionele batterijen en inverters worden in 2024 bijgeplaatst.

Met de additionele capaciteit wordt er tot 215 GWh per jaar gegarandeerd, wat de elektriciteitsvraag in 2030 volgens de projecties van het basisscenario van WEB dekt. De prognose van CGB is dat het aandeel duurzame elektriciteit met het hybride plan stijgt naar 74% in 2024, waarna het gestaag daalt naar 71% in 2030 door een toenemende inzet van de generatoren om aan de stijgende elektriciteitsvraag te voldoen. In een vorige versie van het voorstel van Contour Global is het voorspelde aandeel duurzame elektriciteit 83% in 2024 en 77% in 2030. Na een review van het voorstel door DNV GL is het voorstel aangepast met de aanname dat er ten allen tijde 2 generatoren draaien om netstabiliteit te verzekeren, waardoor het aandeel duurzame elektriciteit lager uitvalt (DNV GL, 2021).

De totale investeringskosten van het hybride plan komen uit op 58,1 miljoen USD, 9 miljoen USD voor zon PV, 40,7 miljoen USD voor windenergie en 8,4 miljoen USD voor het batterijopslagsysteem. Operationele kosten komen neer op bijna 1,5 miljoen USD per jaar. CGB rekent met een WACC van 7,1%, maar geeft aan hier nog naar te kijken aan de hand van lopende discussies met de ACM. Er is daarom ook gerekend met een WACC van 8% om de impact hiervan op de tarieven aan te tonen. Ter referentie, in de adviezen over de SDE++ 2021 wordt door het PBL gerekend met een WACC van 1,6% voor zon PV en 2,8% voor windenergie (Lensink en Schoots, 2021). Voor technologieën met een hoog risico, zoals osmose, aquathermie, verbranding van biomassa en CCS wordt in de adviezen gerekend met een WACC van 5,8%. Hoewel duurzame energieprojecten op Bonaire weliswaar een hoger risico kennen dan projecten in Nederland omdat het een eiland is en er relatief weinig ervaring is met duurzame energieprojecten, blijft een WACC van 7-8% hoog vergeleken met de berekeningen voor hoog-risico projecten in de SDE++.

Ook met de hoge WACC waar CGB mee rekent, verwachten ze dat de elektriciteitstarieven zullen dalen met het hybride plan (zie Figuur 2.3). Een WACC van 8% leidt tot 1-3 USD/MWh hogere elektriciteitstarieven onder de status quo en 1-4 USD/MWh met het hybride plan, volgens het voorstel van CGB (Contour Global, 2021). Om de tarieven verder te verlagen heeft WEB een subsidieaanvraag ingediend bij het ministerie van EZK. In de aanvraag zijn verschillende vormen van subsidie uitgewerkt, namelijk een subsidie voor de hele investering, een investeringssubsidie van 32,6 miljoen USD en een renteloze lening. De verwachtte effecten van de subsidie op de productietarieven zijn aangegeven in Figuur 2.3, waar voor de case met een renteloze lening gerekend is met een WACC van 1% om een cashflow positie op te bouwen in het project (WEB, 2020). Bij alle vormen van subsidie nemen de productietarieven verder af dan met alleen het CGB voorstel. Het grootste effect is bij de subsidie voor de volledige investeringskosten. Dit komt omdat de investeringskosten van het hybride plan niet meegenomen worden in de berekeningen van het productietarief, terwijl de lagere uitgaven aan brandstof voor de generatoren het productietarief laten dalen. Met de volledige investeringssubsidie wordt het nadeel van een hoge WACC ook ontweken. Het verschil tussen de renteloze lening en een investeringssubsidie van 32,6 miljoen USD is klein. Ook hier worden er minder kosten voor de investering in nieuwe duurzame capaciteit meegenomen en wordt het effect van de WACC verkleind, terwijl de lagere uitgaven aan brandstoffen de tarieven verlagen.

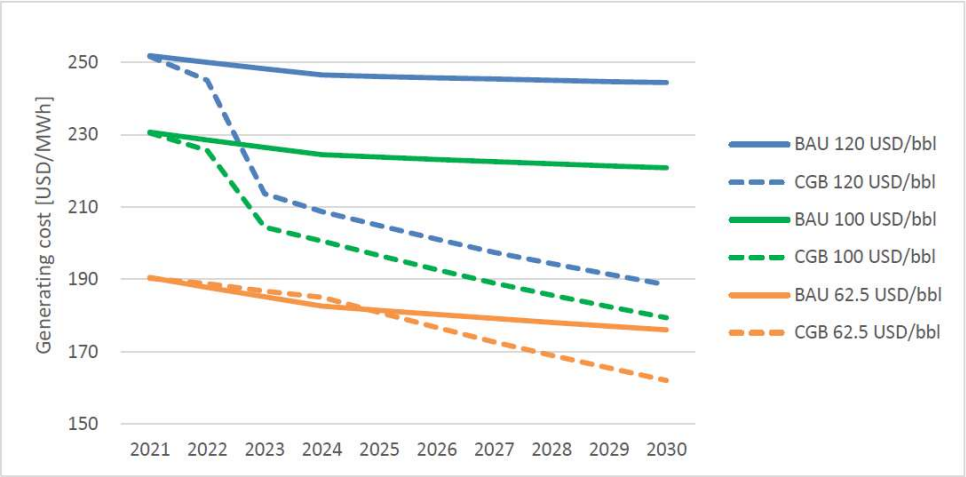


	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Status Quo	248	300	227	225	224	222	218	217	214	212
CGB voorstel	248	287	201	198	193	186	180	175	170	166
CGB voorstel - 100% inv sub	248	279	162	154	151	146	143	140	137	135
CGB voorstel - 32,6 mln inv sub	248	283	179	173	169	164	159	155	152	148
CGB voorstel - renteloze lening	248	283	181	177	173	168	163	160	156	153

Figuur 2.3: Projectie productietarieven Bonaire onder status quo en het voorstel van CGB. Vanaf 2023 is er gerekend met een olieprijs van 100 USD per barrel. Bron: WEB en voorstel CGB.

Op basis van een review van DNV GL is het hybride plan gewijzigd om altijd minimaal twee dieselgeneratoren operationeel te hebben om netstabiliteit te kunnen garanderen. In het voorgaande voorstel van CGB werd de rol van het garanderen van netstabiliteit bij hoge productie door de duurzame bronnen vervuld door de batterijopslagsystemen. DNV GL raadt dit af zolang dit nog geen bewezen techniek is voor elektriciteitssystemen als die van Bonaire. Als er door leveranciers van batterijopslagsystemen en inverters aangetoond kan worden dat deze rol wel vervuld kan worden dan is het mogelijk een interessante route om de komende jaren het aandeel duurzame elektriciteit te verhogen. Als het met de geplande batterijopslagsystemen kan dan zal het tegen geen tot lage additionele kosten kunnen. In de eerdere versie van het voorstel van CGB lag het aandeel duurzame elektriciteit in 2024 op 83% en 77% in 2030. Het productietarief lag in dit scenario van CGB ook iets lager met 159 USD/MWh in 2030. Er is nog een discussie gaande tussen CGB, DNV en WEB of de voorgestelde batterijopslagsystemen voldoende zekerheid geven om de voorwaarde om altijd minimaal twee dieselgeneratoren operationeel te hebben los te kunnen laten.

Ook is er door CGB en DNV GL gekeken naar de gevoeligheid voor de olieprijs. De gevoeligheid neemt af door de afnemende rol van olie met dit voorstel. Voor het status quo scenario is het verschil tussen 62,5 USD per vat en 120 USD per vat meer dan 80 USD/MWh, terwijl het met het CGB voorstel minder dan de helft hiervan is.



Figuur 2.4: Gevoeligheid productiekosten voor olieprijs. BAU = Business As Usual, hiervoor ook al aangegeven als het status quo scenario. Bron: DNV GL review van Contour Global voorstel (DNV GL, 2021).

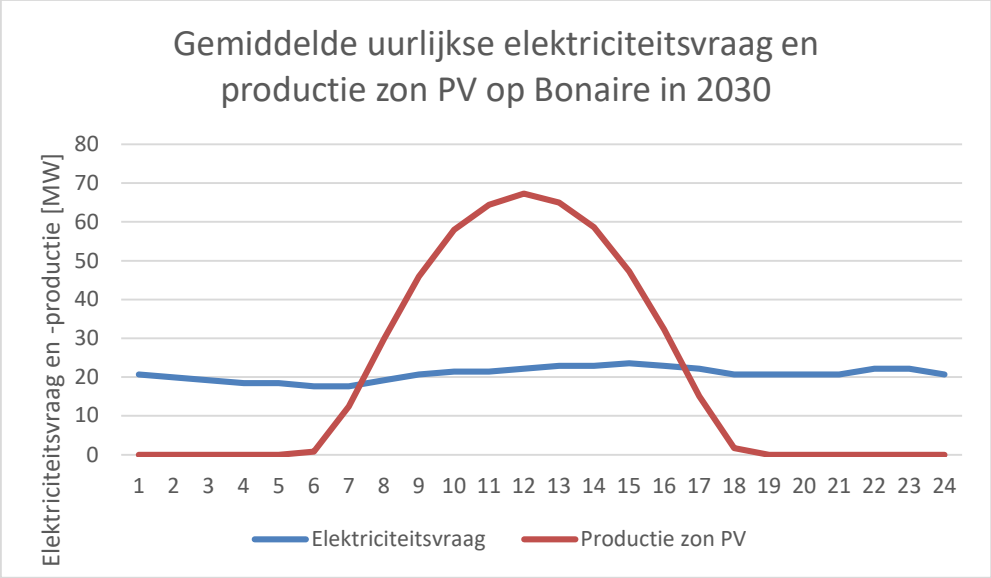
Er zijn meerdere opties om het aandeel duurzame elektriciteit in Bonaire verder te verhogen. Deze opties brengen allemaal hogere kosten met zich mee dan het hybride plan van CGB dat geoptimaliseerd is voor lage productiekosten. Een aantal opties worden hieronder hier besproken als uitbreidingen van of toevoegingen op het hybride plan.

2.2.1.2 *Naar 100% hernieuwbaar met zon PV, windenergie en batterijopslag*

Het is ook mogelijk om de capaciteit zon PV, windenergie of batterijen verder uit te breiden om het aandeel duurzame elektriciteit te verhogen. De systeemkosten zullen dan hoger liggen dan de optimale hybride case en daarom heeft CGB zulke scenario's niet doorgerekend. Exacte kosten en opbrengsten van dergelijke scenario's zijn daarom niet bekend. Bij lage olieprijzen bestaat het risico dat de productietarieven hoger uitvallen dan de status quo (zie Figuur 2.4). Uitgaande van hogere olieprijzen dan is het goed mogelijk om het aandeel duurzame elektriciteit verder te verhogen terwijl de productietarieven lager blijven dan bij de status quo. Met name het toevoegen van zon PV voor de periode in het jaar waar er minder wind is op Bonaire kan het gebruik van de generatoren verminderen. In periodes met veel zon en wind zal er echter meer afgeschakeld worden (curtailment).

Ook Schelleman en van Weijsten (2016) geven op basis van hun analyse aan dat een scenario met 80% duurzame energie in de vorm van zon PV en windenergie bij een olieprijs van 90 USD per vat en een rente van 4-10% leidt tot gelijke of lagere productiekosten. Bij een olieprijs van 50 USD per vat en een rente van 4% zijn de kosten ongeveer gelijk aan de besparingen aan brandstofkosten. Voor een scenario met meer zon PV en/of windenergie geven ze aan dat de benodigde opslagcapaciteit veel toeneemt en daarmee de benodigde investeringskosten. Ze verwachten dat 100% duurzame elektriciteit uit zon PV, windenergie en batterijen niet mogelijk is tenzij de kosten voor energieopslag sterk dalen. Ze geven echter niet aan hoeveel additionele investeringskosten nodig zijn voor zo'n scenario, waardoor de effecten op de elektriciteitstarieven niet duidelijk zijn. Ook is het op basis van deze analyse niet te zeggen wat voor investeringssubsidies benodigd zouden zijn om zo'n scenario te realiseren zonder negatieve impact op de elektriciteitstarieven.

Om meer inzicht te krijgen op de benodigde schaal van uitbreiding van zon PV, windenergie en batterijopslagsystemen hebben wij een grove inschatting gemaakt van wat er nodig zou zijn om Bonaire in 2030 van 100% duurzame elektriciteit te voorzien. Omdat er op Bonaire enkele maanden per jaar weinig wind is, hebben we als referentiescenario een dag gebruikt waarop er geen windenergie geproduceerd wordt en de volledige elektriciteitsvraag voorzien wordt door middel van zon PV en batterijopslag. Voor de opbrengst van zon PV zijn we uitgegaan van een dag met een gemiddelde hoeveelheid zonnestraling op basis van NREL data.[7] Voor de elektriciteitsvraag is het vraagprofiel van Schelleman en van Weijsten (2016) gebruikt. Op basis van de geprojecteerde piekvraag van 23,6 MW in 2030 (zie Figuur 2.1) is de elektriciteitsvraag omhoog geschaald om een profiel voor 2030 te maken. De totale elektriciteitsvraag op de dag is ongeveer 500 MWh. Om aan de totale vraag voor deze dag te voorzien is er 89 MWp zon PV en 68 MW/272 MWh aan batterijopslagcapaciteit nodig. Voor de benodigde batterijcapaciteit kan op termijn mogelijk de inzet van elektrische voertuigen interessant zijn. Bij een gemiddelde batterijcapaciteit van 40 kWh zijn er ongeveer 7000 EV's nodig voor 272 MWh aan totale batterijcapaciteit. De beschikbaarheid van EV's op Bonaire en de inzet ervan voor vraagsturing en teruglevering aan het net zijn echter op korte termijn nog onzeker. Zie ook 2.2.1.6 en 2.2.2.



Figuur 2.5: Elektriciteitsvraag en productie zon PV op een gemiddelde dag op Bonaire in 2030.

Voor de kosten van zon PV en batterijopslag zijn de kosten uit het Hybride Plan van CGB gebruikt in combinatie met TNO projecties voor kostendaling richting 2030 (TNO, 2019; TNO, 2021). De investeringskosten voor zon PV zullen in 2030 naar verwachting 11% lager zijn dan in 2020 en voor lithium-ion batterijen 44% lager. De operationele kosten verwacht in 2030 voor zon PV zijn 4% lager dan in 2020 en voor lithium-ion batterijen 32% lager. Om het systeem het gehele jaar op 100% zonne-energie en windenergie te opereren schat CGB bovendien in dat er behalve de uitbreiding van zon PV ook een verdere uitbreiding van windenergiecapaciteit naar 50-70 MW nodig zal zijn (communicatie met Contour Global, 2021).

[7] https://nsrdb.nrel.gov/

Investeringskosten voor windenergie zijn dan 85-120 miljoen USD en totale investeringskosten 287-322 miljoen USD. Totale operationele kosten komen dan uit op 9,1-9,9 miljoen USD per jaar. Een overzicht van de kostenaannames en de totale benodigde investeringskosten en jaarlijkse onderhoudskosten is gegeven in Tabel 2.1.

Tabel 2.1: Overzicht kosten scenario 100% duurzame elektriciteit op basis van zon PV, windenergie en batterijopslagsystemen op Bonaire in 2030.

Onderdeel	Zon PV	Wind	Batterijopslag	Totale kosten
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2030 [GWh]	161,2			
Nieuwe capaciteit	89 MWp	50-70 MW	68 MW / 272 MWh	-
CAPEX (2030)	1192 USD/kW	1695 USD/kW	355 USD/kWh	-
OPEX (2030)	43,7 USD/kW/jaar	50,0 USD/kW/jaar	10,0 USD/kWh/jaar	-
Investeringskosten [M$]	106	85-120	96	287-322
Operationele kosten [M$/jaar]	3,9	2,5-3,3	2,7	9,1-9,9
WACC	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
Productiekosten 2030 [USD/kWh]	-	-	-	0,31-0,34

Met een investeringsperiode van 15 jaar en een WACC van 7,1% komt de jaarlijkse afschrijving uit op 31,7-35,6 miljoen USD per jaar. Met een geprojecteerde elektriciteitsproductie van 161,2 MWh in 2030 komt het kWh-tarief uit op 0,25-0,28 USD/kWh. We verwachten dat een deel van het huidige variabele productietarief exclusief brandstofkosten van 0,1059 USD/kWh (ACM, 2021a) hier nog bovenop komt omdat een deel van de bestaande assets in 2030 nog niet geheel afgeschreven zijn. Het huidige tarief bevat echter ook een deel windenergie die niet meegenomen dient te worden. We schatten op basis van productieniveaus van de generatoren en windenergie in dat 70% van het huidige variabele tarief nog meegerekend wordt. Omdat de vaste kosten verdeeld worden over 161,2 GWh in 2030 vergeleken met 123,5 GWh in 2021, komt dit deel van de kosten uit op 0,06 USD/kWh. De totale productiekosten voor 2030 komt zodoende uit op een ingeschatte 0,31-0,34 USD/kWh. Dit is 0,10-0,13 USD/kWh hoger dan de huidige maximale variabele productiekosten zoals berekend door de ACM (ACM, 2021a).

De bovenstaande berekeningen geven een grove indicatie van de te verwachten kosten van een systeem met 100% duurzame elektriciteit op Bonaire in 2030. In alle projecties van de elektriciteitsvraag is er verdere groei na 2030, waardoor er naar verwachting nog meer geïnvesteerd zal moeten worden in nieuwe capaciteit. Ook is er in het bovenstaande scenario geen rekening gehouden met worst case scenario's zoals een hogere vraag en langere periodes met weinig wind en zonne-energie. Het gebruik van batterijen van elektrische voertuigen als buffercapaciteit, waardoor er mogelijk minder geïnvesteerd hoeft te worden in nieuwe stationaire batterijopslagsystemen, is ook niet meegenomen omdat er nog weinig duidelijk is over de schaal waarop EV's op korte termijn beschikbaar zullen zijn op Bonaire en of deze rol door EV's op korte termijn vervuld kan worden (zie ook 2.2.1.6 en 2.2.2). Verder is er geen rekening gehouden met systeemeisen of een optimalisatie om een betrouwbaar systeem te hebben. Zulke scenario's en systeemeisen kunnen

vragen om een grotere capaciteit wind, zon en batterijopslag of een andere mix van bronnen zoals hierboven aangegeven. Dit heeft allemaal consequenties op de uiteindelijke kosten van het systeem.

2.2.1.3 Biomassa en biodiesel

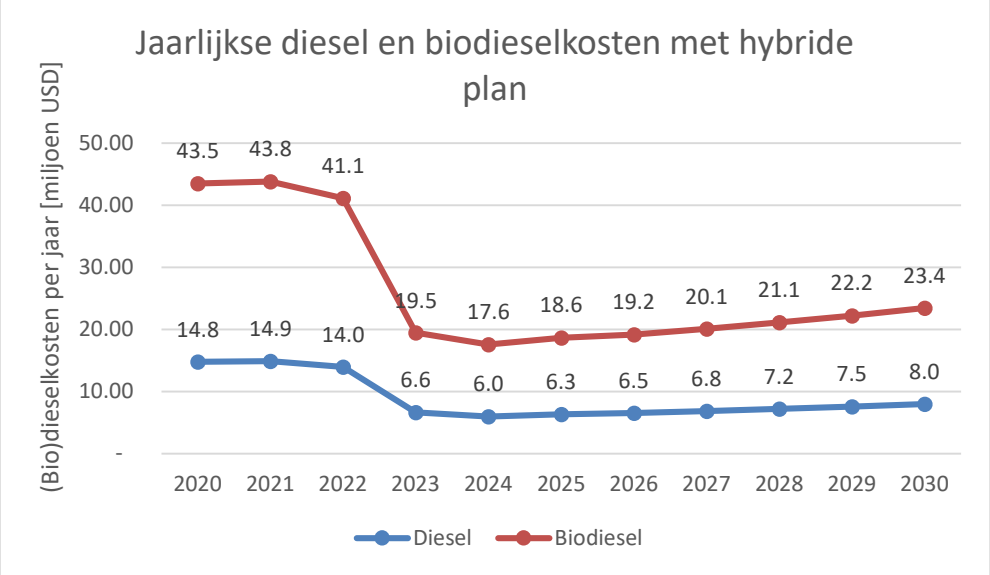
Het hybride plan zoals voorgesteld door CGB verhoogt het aandeel duurzame elektriciteit tot 74% in 2024. Dit aandeel zal in de loop van de tijd afnemen door het toegenomen gebruik van dieselgeneratoren om aan de stijgende vraag te voldoen. Deze generatoren worden momenteel gevoed met ultra-laagzwavelige diesel tegen een prijs van 717 USD/ton, waarvan 24% logistieke kosten vertegenwoordigen (communicatie met Contour Global, 2021). Als alternatief kan biodiesel op korte termijn worden ingezet om een aandeel van 100% duurzame elektriciteit te bereiken. Biodiesel is echter niet beschikbaar op Bonaire. De productie van biobrandstoffen heeft fysieke en economische vereisten, aangezien daarvoor geschikte grond nodig is. Bovendien kan de productie van biobrandstof uit algen in de zee de koraalriffen in gevaar brengen, tenzij deze wordt gecombineerd met duurzaam koraalrifbeheer (Schelleman en van Weijsten, 2016). Wel wordt er in een pilot van de universiteit van Wageningen onderzoek gedaan naar de mogelijkheden voor het produceren van biobrandstoffen uit algen op land of in de zoutpannen op Bonaire[8]. Het is nog onduidelijk op welke schaal de productie van biobrandstoffen uit algen gedaan kan worden en wat de kosten van de biobrandstoffen zullen zijn. Daarom is de import van biobrandstoffen op de korte termijn de meest voor de hand liggende optie, waar ook BBT een rol bij kan spelen. Bij de import van biodiesel zullen dezelfde problemen als bij diesel waarschijnlijk voordoen, met name de hogere kosten op eilanden vanwege de logistieke complexiteit.

Biodiesel kan beschikbaar gesteld worden aan Bonaire, in het bijzonder SME (100% soja-methylester) biodiesel met een huidige prijs van 1.600 USD/ton, zonder logistieke kosten (Platts, 2021). Rekening houdend met de logistieke kosten, zou de prijs van biodiesel stijgen tot 1.772 USD/ton, bijna 2,5 keer zo duur als de huidige dieselkosten. Ook is het belangrijk op te merken dat het SME een lagere verbrandingswaarde heeft, wat leidt tot een verhoogd brandstofverbruik van 12% (communicatie met Contour Global, 2021). Momenteel heeft Bonaire een brandstofverbruik van 0,285 liter per kWh, met een totaal brandstofverbruik in 2020 van ongeveer 24,8 miljoen liter (Contour Global, 2021). Bij gebruik van biodiesel zou het jaarlijkse brandstofverbruik toenemen tot meer dan 27,5 miljoen liter en zou ongeveer 43,5 miljoen USD aan brandstof per jaar worden uitgegeven in vergelijking met bijna 15 miljoen USD aan diesel. Naast hogere kosten zijn er geen praktische problemen, aangezien de bestaande generatoren op biodiesel kunnen draaien, maar transport en volume maken het een dure optie. Het is nog onzeker of biobrandstoffen nog concurrerend kunnen blijven met de dalende kosten van energieopslag voor eilandtoepassingen (Marcus, 2016). Het is ook belangrijk op te merken dat de prijzen van biodiesel het afgelopen jaar aanzienlijk zijn gestegen. In juli 2020 lag de prijs van biodiesel rond de 700 USD/ton (Platts, 2021). De hoge onzekerheid rondom de prijs van biodiesel vertaalt zich bij de inzet van biodiesel om het elektriciteitssysteem compleet te verduurzamen in een onzekerheid over de elektriciteitstarieven. Het belangrijkste land dat biobrandstoffen in de regio produceert, is Argentinië, maar biobrandstoffen kunnen worden geïmporteerd uit de Verenigde Staten of Zuid-Amerika.

---

[8] Zie bijvoorbeeld https://www.algaeparc.com/projects/6/algaeparc-bonaire en https://www.wur.nl/nl/artikel/op-bonaire-groeien-de-algen-beter.htm

Het hybride plan van CGB is geoptimaliseerd op basis van de laagste productie-kosten bij het gebruik van diesel. Het dieselgebruik in het hybride plan daalt in 2024 naar 10 miljoen liter en stijgt daarna weer naar 13,3 miljoen liter in 2030 (CGB, 2021 en WEB, 2021). De kosten dalen in het plan ook, met het laagste punt in 2024 (zie Figuur 2.6). Als er biodiesel ingezet wordt dan liggen de jaarlijkse kosten 11,6-28,9 miljoen USD per jaar hoger. De LCOE van het hybride plan stijgt hierdoor naar 261 USD/MWh, vergeleken met 181 USD/MWh bij het gebruik van diesel.



Figuur 2.6: Jaarlijkse diesel en biodiesel kosten in het hybride plan bij een dieselprijs van 717 per ton en een biodieselprijs van 1.772 per ton.

Bij deze jaarlijkse meerkosten voor het gebruik van biodiesel stijgt het productietarief van het hybride plan in 2030 van 166 USD/MWh naar 251 USD/MWh. De systeemkosten kunnen verlaagd worden door een hogere inzet van zon PV, windenergie en batterijen dan voorgesteld in het hybride plan. Het grootste obstakel hierbij is het advies van DNV om altijd minimaal twee generatoren operationeel te hebben om systeemstabiliteit te bewaken. Hierdoor zal er altijd een minimum vraag naar biodiesel zijn van 11,2 miljoen liter per jaar, wat bij een prijs van 1.772 USD per ton 17,6 miljoen USD per jaar kost. Als de batterijsystemen de rol van het garanderen van systeemstabiliteit in 2030 van de generatoren over kunnen nemen dan kan de vraag naar biodiesel geminimaliseerd worden door het toevoegen van 25 MW zon PV en 25MW/100 MWh batterijopslag (bovenop de 6 MW en 8 MWh uit het hybride plan). Hiermee kan er op jaarbasis 161,2 GWh aan duurzame elektriciteit geproduceerd worden, gelijk aan de geprojecteerde vraag op jaarbasis in 2030. Met de 100 MWh aan batterijcapaciteit kan het grootste deel van de zonne-energie verschoven worden naar de avond en nacht als dat nodig is. Biodiesel zal waarschijnlijk nog wel nodig zijn om op dag- of seizoenbasis de hernieuwbare bronnen aan te vullen. De kosten voor de additionele zon PV en batterijopslag komt met huidige kosten uit op 15,4 miljoen USD per jaar, wat minder is dan de meerkosten voor het gebruik van biodiesel in combinatie met het hybride plan van CGB. De kosten van zon PV en batterijopslagsystemen worden verwacht nog verder te dalen de komende jaren, waardoor de jaarlijkse kosten nog lager

uitvallen. Een bijkomend voordeel is dat het verkleinen van het aandeel biodiesel in de elektriciteitsmix de onzekerheid rondom de elektriciteitstarieven ook verkleint.

Zoals aangegeven door Schelleman en van Weijsten (2016) is vaste biomassa, inclusief afvalstromen, niet in voldoende hoeveelheden beschikbaar voor energieopwekking. Er zou biomassa geïmporteerd kunnen worden (ethanol, houtpellets), maar op kleine schaal leidt dit tot hogere kosten voor elektriciteitsopwekking. De productie op het eiland zou ook de beschikbaarheid van land en zoet water voor irrigatie vereisen, hetgeen beter kan worden gebruikt voor andere doeleinden. Bovendien is er geen sprake van significante hoeveelheden om de ontwikkeling van een afval-energie-centrale, verbranding of vergisting van organisch afval mogelijk te maken (Schelleman en van Weijsten, 2016).

2.2.1.4 OTEC

OTEC benut temperatuurverschillen tussen warm oppervlaktewater en koud diep oceaanwater om elektriciteit op te wekken. Het warme oppervlaktewater wordt gebruikt om een werkvloeistof te verdampen, waarmee een turbine aangedreven wordt om elektriciteit op te wekken. Na het passeren door de turbine wordt de werkvloeistof weer gecondenseerd door het koude oceaanwater. In het Caribisch gebied is het temperatuurverschil tussen het oppervlaktewater en water van ca. 1 km diepte meer dan 20 °C, wat het aantrekkelijk maakt voor OTEC. Een voordeel van OTEC is dat het baseload kan leveren op Bonaire omdat de benodigde temperatuurverschillen continu beschikbaar zijn.

Allseas heeft een ontwerp gemaakt van een 3 MW onshore pilot OTEC project voor Bonaire. Door de steile kust bij Bonaire is een pijpleiding van ongeveer 3 km lengte nodig om een diepte van 1 km te bereiken vanaf de kust. De kosten van de 3 MW pilot zijn door Allseas geraamd op 69 miljoen USD. Om de productiekosten te verlagen naar 200 USD/MWh (destijds het productietarief) was 21 miljoen USD subsidie nodig.

Met het hybride plan van CGB wordt het productietarief verlaagd tot onder de 200 USD/MWh. In het hybride plan wordt al wind- en/of zonne-energie afgeschakeld wanneer het aanbod hoger is dan de vraag. Met een toevoeging van een OTEC pilot zal er op deze momenten meer wind of zonne-energie afgeschakeld moeten worden of zal de OTEC pilot zelf minder moeten produceren. Dit betekent dat de gemiddelde productiekosten tijdens deze uren zullen stijgen. De verwachting is dan ook dat er meer steun nodig zal zijn dan de genoemde 21 miljoen USD om de productietarieven niet te laten stijgen bij het toevoegen van OTEC bovenop het hybride plan. Hoeveel subsidie precies nodig zal zijn is afhankelijk van de exacte rol van OTEC in het elektriciteitssysteem.

De 3 MW pilot zou de grootste OTEC installatie ter wereld zijn. Er kan veel geleerd worden van het realiseren van zo'n pilot, waardoor er vervolgstappen voor de sector mogelijk zijn. Ook kan er gekeken worden naar de mogelijkheid om de pilot als testcenter te ondersteunen, met de mogelijkheid om bijvoorbeeld nieuwe materialen en configuraties voor OTEC pijpleidingen en warmtewisselaars te testen.

De pijpleiding en warmtewisselaars vormen een groot deel van de benodigde investeringskosten. Het is mogelijk om kostendaling te realiseren door alternatieve materialen en configuraties te gebruiken voor de pijpleidingen en warmtewisselaars.

Huidige materialen en configuraties zijn ontworpen voor extremere omstandigheden dan wat voor OTEC nodig is, waardoor de kosten ervan relatief hoog liggen. Voor de pijpleidingen kan plastic gebruikt worden als alternatief voor beton of staal (Bluerise en Topsector Water, 2014). Voor de warmtewisselaars kan met de relatief lage temperatuurverschillen gebruik gemaakt worden van aluminium of plastic in plaats van titanium, wat een duur materiaal is (Bluerise en Topsector Water, 2014). Voor zowel pijpleidingen als de warmtewisselaars is verder onderzoek nodig, de sector schat dat een R&D programma van 3-4 jaar hiervoor nodig te hebben. Voorbereidend onderzoek is uitgevoerd aan de TU Delft in samenwerking met industrie middels een kleinschalig OTEC test set-up. Verdere ondersteuning voor een R&D programma vanuit de overheid kan ervoor zorgen dat meer mogelijkheden voor OTEC installaties met lagere kosten in kaart gebracht worden.

De scope van Allseas was beperkt tot een 3 MW onshore project. Er zijn meer opties mogelijk voor OTEC, waarbij de business case anders zal zijn dan een onshore installatie. Zo kan het koude zeewater na gebruik in de OTEC installatie gebruikt worden voor het leveren van koeling. Daarmee krijgt de pijpleiding infrastructuur een tweede toepassing en kunnen kosten worden gedeeld. Sea Water Air Conditioning (SWAC) is een al commerciële technologie waar varianten van toegepast worden in onder andere Monaco, Marseille en de Orkney eilanden (ETIPOCEAN, 2019). De vraag naar koeling is een belangrijk deel van de elektriciteitsvraag op Bonaire, waarmee alternatieven zoals SWAC kunnen concurreren. Er is door de startup Bluerise ook gekeken naar een gecombineerde OTEC/SWAC installatie op Curaçao. Voor Bonaire is er nog geen ontwerp, waardoor de exacte kosten en baten niet duidelijk zijn. Er kan geleerd worden van ontwerpen voor Curaçao en andere projecten waar de sector ervaring mee heeft. Een haalbaarheidsstudie gevolgd door een Front-End-Engineering Design (FEED), offshore onderzoek, milieueffectrapportage (MER) en vergunningverlening neemt naar schatting een jaar in beslag en kost rond de 400 duizend euro[9]. Overheidssteun voor dit onderzoek zal het projectrisico voor marktpartijen verlagen en de kans dat het onderzoek opgepakt wordt door de marktpartijen laten stijgen. Na deze fase kan het project verder met engineering, constructie en installatie, waar 1,5-2 jaar voor nodig zal zijn.

Voor een dergelijk haalbaarheidsonderzoek is het ook van belang om rekening te houden met de effecten van SWAC op de elektriciteitsvraag. SWAC kan leiden tot een daling in de elektriciteitsvraag of een verandering in het elektriciteitsvraagprofiel. Als bestaande assets minder kunnen produceren hierdoor kunnen de productiekosten van elektriciteit stijgen. Als er echter minder geïnvesteerd moet worden in nieuwe capaciteit kunnen de gemiddelde productiekosten juist dalen. Het is onduidelijk wat de impact precies zal zijn, vandaar dat het meegenomen moet worden in een haalbaarheidsonderzoek.

Een ander alternatief is een offshore OTEC installatie. Door de installatie te verplaatsen naar zee wordt de benodigde pijplengte verkort van ca. 3 km naar ca. 1 km. Ook kan de pijpleiding met minder dikke wanden ontworpen worden omdat de constructie dan recht onder het platform hangt. De kosten van de pijpleiding zijn tot 1/3 van de investeringskosten voor een OTEC installatie, waardoor een reductie in de lengte en dikte tot significante kostenreductie kan leiden. Er komen echter wel

[9] Inschatting onafhankelijk expert OTEC.

andere kosten kijken bij een offshore installatie, zoals voor het drijvende platform en de elektriciteitskabels naar de kust. Doorgaans wordt er voor offshore installaties dan ook gesproken over grotere installaties (10+ MW) om met schaalvoordelen tot lagere kosten te komen. Offshore installaties zijn makkelijker te schalen, waardoor er meer leerkansen zijn, verdere kostendaling gerealiseerd kunnen worden en het ontwikkelen van meer projecten op andere plekken in de wereld voor de sector mogelijk kan worden.

Investeringskosten voor een 10 MW offshore OTEC project komen uit op ongeveer 123 miljoen Euro (Bluerise en Topsector Water, 2014). IRENA (2014) rapporteert vergelijkbare investeringskosten. Dit komt bij 8000 vollasturen, O&M kosten van 4% van de investeringskosten per jaar en een WACC van 8% neer op productiekosten van 190-250 €/MWh (TNO, 2021), of 224-295 USD/MWh[10]. Bij een olieprijs van 100 USD per vat zal er met deze kosten ook voor een 10 MW offshore installatie subsidie nodig zijn om de productiekosten onder die van diesel te verkrijgen, al dan wel minder dan voor de 3 MW installatie. Voor een 10 MW installatie is inpassing in het elektriciteitssysteem op Bonaire wel een grotere barrière dan een 3 MW installatie, zeker op korte termijn. Als de installatie geen 8000 vollasturen kan draaien zullen de productiekosten hoger uitvallen.

De elektriciteitsvraag groeit naar verwachting de komende jaren door, waardoor een 10 MW OTEC installatie in 2030 meer vollasturen zal kunnen draaien dan nu het geval zal zijn. Als we het scenario van een dag zonder levering van windenergie uit paragraaf 2.2.1.2 uitwerken met een 10 MW OTEC installatie dan is er significant minder capaciteit zon PV en batterijopslag nodig: 52 MW PV en 170 MWh batterijopslag. Voor beiden is dit ongeveer 40% minder capaciteit dan in de case zonder OTEC. In totaal zijn de investeringskosten inclusief OTEC 66 miljoen USD hoger en de onderhoudskosten 3,2 miljoen USD per jaar hoger dan de case met alleen zon PV, windenergie en batterijopslag. Met de hogere kosten zijn de productiekosten 0,07 USD/kWh hoger.

De sector noemt ook de mogelijkheid om een netverbinding te maken met Curaçao, waardoor de stroom op zowel Bonaire als Curaçao afgezet kan worden. De kosten van zo'n aansluiting en de technische en maatschappelijke haalbaarheid ervan zijn niet duidelijk.

[10] Hier is een wisselkoers van 1.18 USD/Euro gebruikt. Bron: https://www.statista.com/statistics/412794/euro-to-u-s-dollar-annual-average-exchange-rate/. Geraadpleegd op 29 juli 2021.

Tabel 2.2: Overzicht kosten OTEC route voor richting 100% hernieuwbaar.

Variant	Zon, wind en batterijopslag	OTEC
Referentiejaar	2030	2030
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	161,2	161,2
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	89	52
Nieuwe capaciteit wind [MW]	50-70	50
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	272	170
Nieuwe capaciteit OTEC [MW]	-	10
Investeringskosten [M$]	287-322	353
Operationele kosten [M$/jaar]	9,1-9,9	12,3
WACC	7,1%	7,1%
Productiekosten [USD/kWh]	0,31-0,34	0,38

Schelleman en van Weijsten (2016) hebben ook een case doorgerekend met een aandeel hernieuwbaar van 100% met alleen OTEC. In dit scenario gaan ze ervan uit dat alle bestaande productiecapaciteit aan het einde van de levensduur vervangen wordt door OTEC. Gezien de bestaande capaciteit en de vergevorderde plannen om te investeren in meer zon PV en windenergie, zien wij dit op korte termijn niet als een waarschijnlijk scenario. Het vervangen van deze capaciteit zal onnodige additionele kosten geven. Daarom zijn we voor de OTEC case uitgegaan van de situatie waar OTEC gecombineerd wordt met windenergie en zon PV. Om het op de lange termijn mogelijk te maken om een elektriciteitssysteem volledig op OTEC te draaien is bovendien eerst opschaling van de techniek nodig. De opties die hier bekeken zijn met centrales van 3 MW en 10 MW passen in een opschalingstraject voor OTEC.

Met opschaling kan de betrouwbaarheid van centrales ook bewezen worden. Een elektriciteitssysteem met alleen OTEC is meteen ook erg afhankelijk van de OTEC centrale, die ook onderhouden moet worden en mogelijk onverwachtse uitval heeft. Hiervoor moet er voldoende back-up capaciteit zijn om het elektriciteitssysteem te voorzien van elektriciteit wanneer de OTEC centrale niet beschikbaar is. Schelleman en Weijsten houden geen rekening met deze benodigde back-up capaciteit in hun berekeningen, waardoor de kosten in hun 100% OTEC scenario laag uitkomen.

2.2.1.5 Waterstof

Op de lange termijn (na 2030) is het wellicht mogelijk om een kleinschalige waterstof elektrolyse-installatie te implementeren om het dieselverbruik en de bijbehorende CO_2-uitstoot te verminderen, en zo een weg te banen naar hernieuwbare brandstoffen en een 100% duurzaam elektriciteitssysteem. Dit zou ook de flexibiliteit van het energiesysteem vergroten en een deel van de afschakeling (curtailment) van zonne- en windenergie voorkomen. Opslag van hernieuwbare energie in de vorm van groene waterstof kan worden gebruikt om het seizoenseffect te minimaliseren, waarbij waterstof wordt geproduceerd en opgeslagen wanneer er een overschot aan duurzame elektriciteitsproductie is en wordt gebruikt voor energieopwekking tijdens de lage windmaanden. Waterstof kan ook worden gebruikt als brandstof voor transport.

De kosten om flexibel elektriciteit op te wekken met waterstof zijn hoog, voornamelijk vanwege het energetisch rendement van de conversie en reconversie,

waar verliezen aanzienlijk zijn (ECN, 2010). Typische energetische rendementen bij pilot projecten variëren van 20-30% (IRENA, 2012). Uitgaande van een efficiëntie van 25%, zouden de elektriciteitskosten 400% bedragen van de kosten van elektriciteit bij direct gebruik, zonder de kapitaalkosten mee te rekenen (IRENA, 2012). Pilot projecten met waterstofsystemen benadrukken de noodzaak om de kosten te verlagen voordat ze economisch kunnen concurreren.

Het aantal operationele uren is bepalend voor de verdeling van de investeringskosten voor waterstofproductie en elektriciteit uit waterstof. Een Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse-installatie kan ingezet worden als basislastproductie (>8000 uur per jaar) of als flexibele productie (aangesloten op een intermitterende elektriciteitsbron) (Marsidi, 2019). Als elektrolyse alleen wordt gebruikt om overtollige elektriciteit af te vangen, levert dat een zeer dure optie op (interne informatie TNO, 2021). Het is qua kosten dus voordeliger om de elektrolyser als basislast te opereren (>8000 uur per jaar). De geproduceerde waterstof kan opgeslagen worden en gebruikt worden om weer elektriciteit te produceren wanneer nodig. Voor de flexibele productie van elektriciteit zijn reconversiesystemen nodig. Een gasmotor kan worden ingezet voor reconversie tegen lage kosten maar met een beperkt rendement, of een brandstofcel kan worden gebruikt voor een hoger rendement maar ook met hogere kosten (interne informatie TNO, 2021). Een waterstofopslagsysteem bestaat uit een elektrolyser, een opslagtank en een brandstofcel (generator). Capaciteiten variëren van 100 kW tot 10 MW met een levensduur van 20 jaar (IRENA, 2012). Momenteel bevinden brandstofcellen zich nog in een ontwikkelingsfase voor toepassingen op grotere schaal. Hoewel ze een groot, schaalbaar potentieel hebben, zijn er tot nu toe slechts enkele grootschalige projecten gerealiseerd, die allemaal afhankelijk waren van ondersteunende beleidsmechanismen en subsidies (Marcus Gioutsos, 2016).

Wat betreft de verschillende typen elektrolysers zijn PEM elektrolysers flexibeler en beter geschikt voor het combineren met zonne- en windenergie. Hoewel Alkaline-elektrolysers een meer ontwikkelde en goedkopere technologie zijn, zijn ze oorspronkelijk niet voor dit doel ontwikkeld en vereisen ze systeemaanpassingen die naar verwachting zullen worden toegepast in nieuwere systemen (interne informatie TNO, 2021). In Tabel 2.3 worden de technisch-economische parameters voor PEM- en Alkaline-elektrolysers weergegeven. Hieruit blijkt dat de investeringskosten voor PEM-elektrolysers naar verwachting met meer dan 30% zullen dalen in 2030 en meer dan 60% in 2050. Investeringskosten hebben alleen betrekking op materiële kosten, waarbij cell stacks tot 40% van de kosten uitmaken. Bovendien zullen de kosten voor exploitatie en onderhoud (O&M) voor hetzelfde type elektrolysers naar verwachting met 20% dalen in 2030 en 50% in 2050.

De voordelen van het toepassen van waterstof op een eiland als Bonaire zijn enerzijds de gereduceerde afhankelijkheid van brandstofimport en de hoge kosten die worden toegeschreven aan de leveringslogistiek, naast het volledig benutten van het potentieel van hernieuwbare energie (ECN, 2010). Aan de andere kant maken kleinschalige waterstofprojecten het moeilijk om de interesse van industrieën en investeerders te wekken. Het gebrek aan expertise maakt het een uitdaging om het waterstofsysteem lokaal te ontwerpen, installeren en onderhouden, en tot slot kan de levering van vervangende onderdelen lang duren, terwijl het opslaan van reserveonderdelen te duur is (ECN, 2010). Om de veiligheid van een waterstofsysteem te garanderen is ook expertise nodig. Het is ook

belangrijk om de impact van de operatie van een waterstof elektrolyse installatie op het gehele elektriciteitssysteem te analyseren, zowel bij gebruik als basislast en als flexibele inzet. De eerstgenoemde kan dan wel goedkoper waterstof produceren, maar resulteert in meer vraag naar duurzame elektriciteit gedurende het jaar, ook in periodes met weinig wind. Een kosten-optimalisatie modelanalyse zou nodig zijn om de impact op lange termijn te onderzoeken.

Tabel 2.3: Techno-economische gegevens voor PEM en Alkaline-elektrolysers (Marsidi, 2018; Marsidi, 2019; Hydrogenics et al., 2016; de Vita et al., 2018; NOW, 2018)

Type	**Proton Exchange Membrane (PEM) electrolysers**			**Alkaline electrolysers**		
Typische omvang (MW)	1 - 3 (kleinschalig)			0.5 – 5 (kleinschalig)		
Energie-efficiëntie [11]	54-64%			61%-72%		
TRL	8 (nog niet op volledige industriële schaal)			9 (commercieel beschikbaar)		
CAPEX[12] [13]	**2020**	**2030**	**2050**	2020	2030	2050
(€$_{2015}$/kWe-input)	1500	1,000	550	1300	750	500
OPEX	**2020**	**2030**	**2050**	2020	2030	2050
(€$_{2015}$/kWe-input/jaar)	60	48	32	55	40	35
Levensduur	20-30 jaar[14]			20-40 jaar[15]		

2.2.1.6 *Vraagsturing*

De output van variabele hernieuwbare energie uit zon en wind is moeilijk te beheersen (op curtailment na) en moeilijk met hoge nauwkeurigheid te voorspellen. Energieopslag in chemicaliën (bijvoorbeeld batterijen of waterstof) is een manier om de flexibiliteit van het systeem te vergroten. Deze opties zijn hierboven beschreven voor Bonaire. Aan de vraagzijde is het ook mogelijk om piekbelastingen te verminderen en het overschot aan geproduceerde hernieuwbare elektriciteit effectief te benutten.

Vraagsturing kan helpen om voldoende vaste capaciteit te garanderen, aan flexibiliteitsbehoeften te voldoen en systeemstabiliteit te waarborgen. Vraagsturing verwijst met name naar de mogelijkheid om de elektriciteitsverbruiksprofielen te beïnvloeden. Er kan gestuurd worden aan de hand van afspraken gemaakt met (grote) afnemers in ruil voor compensatiebetalingen. Typische vraag die kan worden onderbroken of verschoven binnen vraagresponsprogramma's op Bonaire zijn: airconditioning, koudeopslag en waterverwarmingsvraag van commerciële (bijvoorbeeld hotels) of residentiële gebruikers, waterpomp- en ontziltingsfaciliteiten en het opladen van elektrische voertuigen (EV's). Daarnaast kan er met verschillende elektriciteitstarieven het verbruik verschoven worden van piek- naar

---

[11] De energie-efficiëntie wordt gedefinieerd als het aantal kg of m^3 waterstof die per elektriciteitsinput (kWh) kan worden geproduceerd. Bij het toevoegen van een brandstofcel om waterstof in elektriciteit om te zetten moet rekening worden gehouden met conversieverliezen, d.w.z. retourefficiëntie van opslag.

[12] CAPEX voor PEM-elektrolysers verwijst alleen naar apparatuurkosten. De civiele kosten worden geschat op ongeveer 100.000 euro en de aansluiting op het net is 50.000 (laagspanning) (Hydrogenics et al., 2016).

[13] De cell stacks van alkaline electrolysers omvat ongeveer 30% van de totale apparatuurkosten (Hydrogenics et al., 2016).

[14] Cell stacks hebben een levensduur van 7 jaar en zullen naar verwachting toenemen naar 10 jaar (SA, 2014).

[15] De cell stacks hebben een levensduur van 9 tot 15 jaar (Fraunhofer, 2014).

dal periodes (hoge naar lage prijs) en naar tijden waarop er hernieuwbare energie in overvloede beschikbaar is, waardoor potentiële afschakeling wordt verminderd.

Waterproductie door ontzilting kost veel energie. Voor de productie en distributie van 1 m^3 zoet water door middel van ontzilting van zeewater is meer dan 6 kWh elektriciteit nodig, wat zich vertaalt in 1,5 kg dieselbrandstof (ECN, 2000). Daarom kan waterproductie een goede optie zijn als het fungeert als een 'flexibele vraag', d.w.z. het verschuiven van de vraag naar daluren of uren met overmatige elektriciteitsproductie. Bovendien kunnen de kosten van water worden verlaagd door het ontziltingssysteem te laten draaien op hernieuwbare elektriciteit (IRENA, 2015). De kosten van de elektriciteit die uit het net wordt geleverd als back-up voor een PV-systeem heeft de grootste invloed op de waterkosten. Overtollige PV-elektriciteit die aan het net wordt verkocht, zou de investering aantrekkelijker maken (IRENA, 2015). Het is ook mogelijk om het ontziltingssysteem alleen te laten werken als er zonne- en windenergie beschikbaar is. In dit geval is een grotere ontziltingseenheid nodig om dezelfde hoeveelheid ontzilt water te leveren en moet er een wateropslagtank worden geïnstalleerd. Daarom wordt water ontzilt wanneer er hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is en wordt het aan de opslagtank geleverd voor later gebruik. Ervan uitgaande dat een PV-systeem in staat is om zeven uur per dag elektriciteit te leveren aan een ontziltingsinstallatie voor omgekeerde osmose (RO), om elke dag 250 m^3 water te produceren, moet de installatie een dagelijkse capaciteit hebben van 857 m^3/dag (IRENA, 2015).

Op Bonaire is de waterproductie gebaseerd op zeewaterontzilting door middel van RO. Op jaarbasis wordt circa 1,9 miljoen m^3 water geproduceerd; op dit moment blijft de waterproductiecapaciteit echter nog steeds kritisch en heeft WEB onlangs een aanbesteding gedaan voor een nieuwe ontziltingsinstallatie (WEB, 2021). De waterproductiecapaciteit moet nog verder worden vergroot voordat flexibele waterproductie een optie wordt.

Een andere flexibiliteitsoptie voor Bonaire is het opladen van elektrische voertuigen (EV) buiten de piekuren. Hiervoor moet op het eiland EV-laadinfrastructuur worden uitgerold. De ontwikkeling van een pilot wordt momenteel door WEB overwogen (WEB, 2021). De piekuren op Bonaire zijn tussen 21:00 en 23:00 uur, daarom kan een prikkel om EV's overdag op te laden door middel van aantrekkelijkere tarieven helpen de piekbelasting te verminderen en anders overtollige elektriciteit toch te gebruiken.

2.2.2 Wegtransport

Transport is een van de belangrijkste veroorzakers van CO_2-uitstoot op eilanden (IANOS, 2020). Op Bonaire is er geen infrastructuur voor openbaar vervoer en de meest voorkomende vervoerswijze zijn voertuigen die in eigen bezit zijn. Bezoekers van het eiland huren meestal hun eigen voertuig. De ontwikkeling van een emissievrije transportvloot is daarom belangrijk voor het koolstofarm maken van het eiland, omdat het de CO_2-uitstoot vermindert en met een elektrisch transportsysteem het lokale energiesysteem kan worden gestabiliseerd door een flexibele belasting te bieden (zoals vermeld in paragraaf 2.2.1.6

De Nederlandse overheid is van plan om vanaf 2030 de verkoop van nieuwe voertuigen met een verbrandingsmotor in Nederland te verbieden. Ook andere landen beginnen maatregelen te nemen. Het is onduidelijk hoe dit op Bonaire uitpakt, maar gezien de externe druk om de CO_2-uitstoot te verminderen en de voordelen van het gebruik van EV's als flexibele vraag, is elektrisch vervoer de meest aantrekkelijke optie voor het huidige energiesysteem op Bonaire. Als op Bonaire een waterstof elektrolyser zou worden geïnstalleerd, zou waterstof ook kunnen worden gebruikt als transportbrandstof voor brandstofcel-elektrische voertuigen (FCEV's). Dit zou ook gunstig zijn voor het gebruik van de waterstof elektrolyser als basislastproductie. Er zou wel infrastructuur voor het tanken van waterstof nodig zijn. Bij het importeren van biodiesel kunnen bestaande dieselvoertuigen rijden op biodieselmengsels. Alle bestaande personenauto's kunnen rijden op een mengsel met tot 7% biodiesel en in sommige gevallen al tot 30% biodiesel (CE Delft, 2013). Desalniettemin zou de afhankelijkheid van brandstofimport blijven bestaan met hoge logistieke kosten. Biobrandstoffen kunnen ook worden gebruikt voor scheepvaart en luchtvaart, maar dat valt buiten de scope van dit rapport.

De overgang naar een elektrisch vervoerssysteem heeft een invloed op het elektriciteitssysteem. Op Bonaire rijden momenteel zo'n 16.000 auto's[16]. Onderzoek op Saba geeft een inschatting van ongeveer 800 kWh aan elektriciteitsverbruik per EV per jaar (Allen et al., 2019). Dat komt voor Bonaire uit op 12,8 GWh per jaar als al deze auto's vervangen worden door elektrische exemplaren, ongeveer 11% van de huidige elektriciteitsvraag. Gezien dat Bonaire groter is dan Saba is het goed mogelijk dat het gemiddelde elektriciteitsverbruik voor EV's hoger ligt, maar exacte data over energiegebruik in de mobiliteit ontbreekt. De impact op de elektriciteitsvraag is significant en dient daarom beter uitgezocht worden. De groei in elektriciteitsvraag is echter wel beperkt vergeleken met de projecties van WEB voor de groei in elektriciteitsvraag los van elektrisch vervoer (+43% in 2030 vergeleken met 2019 in het basis scenario en +169% in 2030 in het hoge groei scenario, zie ook Figuur 2.2).

De installatie van een EV-laadinfrastructuur kan ook de flexibiliteit van het energiesysteem vergroten. Centrale laadpalen hebben de voorkeur boven laden thuis om zo de piek in de elektriciteitsvraag te kunnen beïnvloeden. Omdat de vraagpiek 's avonds plaatsvindt, zou het thuis opladen van elektrische auto's op deze tijden voor meer druk op het systeem zorgen. Tegelijkertijd moet er wetgeving komen en duidelijkheid over de rollen van stakeholders. Op dit moment zijn EV's nog niet (of nauwelijks) beschikbaar op Bonaire. Momenteel wordt er op Bonaire een pilot overwogen om een aantal praktische zaken van elektrisch vervoer in kaart te brengen (WEB, 2021).

Op basis van onderzoeken op Aruba en Curaçao voor vervoer met schonere brandstoffen en elektrificatie is geconcludeerd dat de aanschafkosten van elektrische auto's op deze eilanden nog niet betaalbaar zijn (ASDC, 2021). Op dit moment is er geen beleidsprikkel om het gebruik van EV's in Caribisch Nederland te stimuleren. Ook is het aantal dealers voor EV's beperkt. Bonaire heeft geen EV-dealers en op Aruba zijn er twee (ASDC, 2021). Op Aruba zijn er ook EV-laadstations ontwikkeld door private partijen bij supermarkten en hotels. De meeste

[16] Data uit 2019: https://bonairegov.com/inwoners/verkeerswet-bonaire.

EV's komen uit de Verenigde Staten en er zijn geen prikkels om de betaalbaarheid te vergroten. Om een versnelde overstap naar elektrisch vervoer op Bonaire te stimuleren zijn meer prikkels nodig, zoals subsidies voor de aanschaf van elektrische auto's of hogere accijns op fossiele brandstof, alsmede flankerend beleid, voorlichting en training.

2.3 Organisatorische en andere aspecten

CGB is bereid te investeren in het voorgestelde hybride plan of een variatie hiervan. Als onderdeel van afspraken over nieuwe investeringen wil CGB de PPA die nu tot eind 2024 loopt verlengen. De onderhandelingen over het verlengen van de PPA lopen nog. Voordelen van het verlengen van de PPA zijn de ervaring van CGB met het elektriciteitssysteem op Bonaire, dat CGB zelf middelen in kan brengen voor de investeringen, dat CGB verantwoordelijk blijft voor het power management systeem en dat WEB de CGB faciliteiten niet over hoeft te kopen aan het einde van de huidige PPA. Een nadeel is de relatief hoge WACC waar CGB mee rekent. Hiervoor kan gekeken worden naar andere elektriciteitsproducenten, die bereid zijn tegen een lager rendement te investeren. Er word top het moment gekeken of BBT kan investeren in nieuwe installaties en deze vervolgens kan verhuren aan CGB, Hiermee blijft CGB de enige elektriciteitsproducent en blijft CGB verantwoordelijk voor het power management systeem. Bij dergelijke afspraken dient er aandacht te zijn voor afspraken over het afschakelen van duurzame bronnen wanneer de productie hoger is dan de vraag. Op Bonaire is er geen elektriciteitsmarkt waar dit mee geregeld kan worden.

Voor OTEC moet er naast de technische en financiële haalbaarheid ook aandacht zijn voor onderzoek naar de milieueffecten en de vergunningverlening. Ook voor de grootschalige uitrol van zon PV en windenergie zal er aandacht moeten zijn voor het ruimtegebruik, milieueffecten en vergunningen.

3 St. Eustatius

3.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

De Statia Utility Company (STUCO) is op St. Eustatius eigenaar van de productiefaciliteiten voor elektriciteit en water, evenals de distributienetwerken. Voordat het besluit werd genomen om over te gaan op duurzame elektriciteitsproductie werd de elektriciteitsopwekking gerealiseerd met behulp van dieselgeneratoren met een vermogen van 3,3 MW en een totaal jaarlijks elektriciteitsverbruik van 14 GWh met een groei van ongeveer 1% per jaar (ECN, 2016). Met het doel om STUCO minder afhankelijk te maken van geïmporteerde stookolie voor de dieselgeneratoren, startte het bedrijf een programma om zonne-energieproductie in combinatie met elektriciteitsopslagsystemen te implementeren. Het ministerie van Economische Zaken heeft een voorstudie gedaan die adviseerde te investeren in zonne-energie of windenergie en heeft de middelen beschikbaar gesteld in 2014.

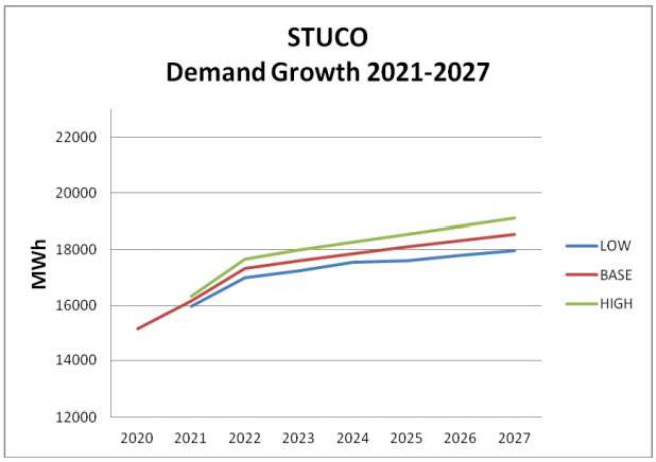
In maart 2016 is een PV-installatie van 1,89 MW en operationele energieopslag van 571 kWh aan lithium-ion-batterijen in gebruik genomen (STUCO, 2016). De batterijen dienen voornamelijk voor het balanceren van de netfrequentie. Het systeem is geïmplementeerd door Sunshine/EcoEnergy (Curaçao). Volgens ECN (2016) was de hernieuwbare energiefractie 23,7% met een penetratie van 89% hernieuwbare energie (maximale hernieuwbare energiefractie op een moment), afhankelijk van de intensiteit van de bestraling die een sterke intermitterende levering veroorzaakt.

Een tweede fase volgde waarin 2,2 MW extra zonne-energie en 5,4 MW batterijen toegevoegd zijn voor dag-nachtopslag en voor verbeteringen op het gebied van netstabiliteit (voltage reguleren en als ondersteuning voor reactief vermogen). De reactieve belasting wordt grotendeels opgevangen door het zonnepark, wat resulteert in een stabieler net (zonne-energiecentrale factor 0,96). Dankzij de zonnesystemen kunnen de dieselgeneratoren elke ochtend rond 9.30 uur automatisch worden uitgeschakeld om zich te voeden met 100% duurzame stroom en worden ze aan het einde van de dag gestart als de batterijen leeg zijn. Momenteel wordt 38,4% van alle energie opgewekt door de zonnesystemen (Verlaan Consulting, 2021).

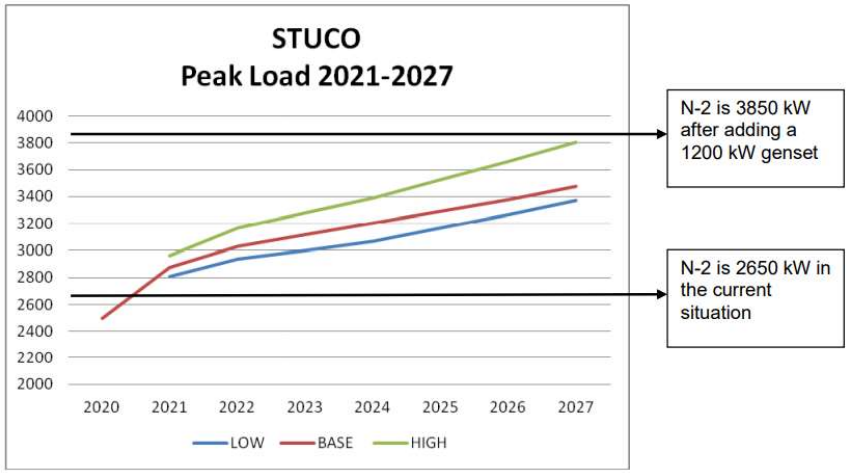
De bevolking van St. Eustatius groeit met ongeveer 1% per jaar, zelfs tijdens de Covid-pandemie. Onlangs is een waterkwaliteits- en vraagrapport opgesteld waarin sterk wordt geadviseerd om de elektriciteitsproductiecapaciteit uit te breiden, aangezien de elektriciteitsvraag met meer dan 5%[17] per jaar groeit (STUCO, 2021) (zie Figuur 3.1). De verwachting is dat de piekvraag dit jaar wordt bereikt, zeker nadat het Golden Rock Resort operationeel is, waardoor ook de bevolkingsgroei zal toenemen (Verlaan Consulting, 2021). Momenteel bestaat de elektriciteitscentrale van STUCO uit 8 dieselgeneratoren met een totaal vermogen van 5050 kW. De piekvraag die de eenheden kunnen opvangen in een situatie waarin de twee

[17] Volgens STUCO (2021) is de elektriciteitsvraag dit jaar met 8% gestegen en zal de komende jaren verder toenemen. Dit komt vooral door de vraag vanuit het Golden Rock Resort en een toename van wateraansluitingen en -vraag over het hele eiland.

grootste productie-eenheden buiten bedrijf zijn (een n-2 situatie) is 2650 kW, terwijl de piekvraag rond de 2500 kW ligt. Eind 2027 is de piekvraag naar verwachting 3477 kW (Verlaan Consulting, 2021) (zie Figuur 3.2). De totale elektriciteitsvraag was 15.170 MWh in 2020.



Figuur 3.1: Groei elektriciteitsvraag St. Eustatius tussen 2021-2027 (Verlaan Consulting, 2021)



Figuur 3.2: Piekbelasting St. Eustatius tussen 2021-2027 (Verlaan Consulting, 2021)

Het Golden Rock Resort heeft een verwachte piekvraag van ongeveer 250 kW in 2022 en 475 kW in 2027 en is van plan een zonnepanelensysteem van 710 kW te installeren om gedeeltelijk het eigen elektriciteitsverbruik te dekken en overtollige elektriciteit aan het STUCO-net te leveren. Er is een feed-in tarief van USD 0,01 vastgesteld op basis van de Elektriciteitswet voor de BES-eilanden (Verlaan Consulting, 2021). Naast een substantiële toename van de elektriciteitsvraag zal deze ontwikkeling gevolgen hebben voor de bedrijfsvoering, betrouwbaarheid en stabiliteit van het elektriciteitssysteem van STUCO. Volgens Verlaan Consulting (2021) zal er druk ontstaan op de cycli van batterijen en een mogelijke overbelasting van de netfrequentie (met als gevolg een grotere kans op black-outs). Momenteel voert SMA een studie uit over de aansluiting van het zonnesysteem op het STUCO-net en de maatregelen die moeten worden genomen om de stabiliteit van het net te handhaven, alsook over de aanpassing van het energiebeheersysteem. STUCO en de ontwikkelaar moeten het ook eens worden over de interconnectie met de technische eisen van STUCO voor de

zonnesystemen en de omvormers op basis van internationale normen. Omdat het Golden Rock Resort klant is van STUCO, is het belangrijk dat STUCO voldoende capaciteit heeft om de piekbelasting op te vangen in het geval dat het systeem op het Golden Rock Resort uitvalt. Hiervoor is voldoende opslagcapaciteit nodig.

Verlaan Consulting (2021) heeft een studie uitgevoerd om mogelijkheden te identificeren voor de uitbreiding van STUCO's productie van elektrische energie in de jaren 2021-2027, waarmee de substantiële groei van de elektriciteitsvraag en de piekvraag wordt voorzien. De opties waren gericht op het behalen van een hoog percentage hernieuwbare energie tegen een zo gunstig mogelijke kosteneffectiviteit (Verlaan Consulting, 2021). De studie adviseerde vijf opties voor elektriciteitsuitbreiding in Fase 3. De raad van commissarissen heeft aangegeven dat optie 5 de voorkeursoptie is aangenomen, met 2,5 MW extra zonne-energie (aangezien er voldoende ruimte is in de compound voor de integratie ervan) en 10 MWh batterijopslag (Verlaan Consulting, 2021). Zie het overzicht van optie 5 in Tabel 3.1. De uitbreiding van de batterijcapaciteit is nodig omdat de opgewekte elektriciteit van het nieuwe zonnepark opgeslagen moet worden en ook omdat de huidige 5,9 MW aan batterijopslag de afgelopen 3 tot 4 jaar enige degradatie heeft ondergaan. Naar verwachting zal in Fase 3 het aantal uren op 100% zonne-energie worden uitgebreid. Omdat de dieselgeneratoren langer uitstaan kunnen ze langer meegaan. Na deze fase kan 55% hernieuwbare energie worden bereikt in 2023, hoger dan de huidige 38% (Verlaan Consulting, 2021). Het systeem zou ook in staat zijn om voldoende elektriciteit te leveren als zich een situatie voordoet waarin de twee grootste generatoren niet beschikbaar zijn (n-2 situatie).

De variabele productieprijs voor elektriciteit op St. Eustatius is per juli 2021 door de ACM ingeschat op 0,2680 USD/kWh (ACM, 2021b). Dit is een stijging van 25% ten opzichte van het voorgaande jaar toen het tarief werd ingeschat op 0,2152 USD/kWh (ACM, 2020a). De aanpassing heeft vooral te maken met veranderingen in de brandstofprijzen, aangezien deze in 2020 sterk zijn gedaald en in 2021 weer stijgen. Brandstofkosten maken vanaf juli 2021 ongeveer 44% uit van de productieprijs. De productiekosten inclusief het derde zonnepark schatten we voor 2023 in op 0,27 USD/kWh, ongeveer gelijk aan de huidige productiekosten. De productieprijs is ingeschat op basis van de huidige productiekosten volgens de ACM, de investeringskosten en operationele kosten van het nieuwe zonnepark, een WACC van 6% op basis van de meest recente ACM berekeningen en de verwachtte elektriciteitsvraag in 2023, namelijk 17,6 GWh/year (Verlaan Consulting, 2021). We hebben aangenomen dat de productiekosten exclusief brandstofkosten (0,1490 USD/kWh in 2021; 0,1284 USD/kWh in 2023) meegerekend worden en dat de brandstofkosten dalen van 0,1190 (ACM, 2021b) naar 0,0864 USD/kWh op basis van een toename van het aandeel hernieuwbaar (van de huidige 38% naar 55%).

STUCO geeft aan de middelen niet te hebben om te investeren in nieuwe capaciteit en de overheid te gaan vragen voor steun. Ook is het van belang dat deze uitbreiding op korte termijn wordt uitgevoerd om te voorkomen dat er onvoldoende capaciteit beschikbaar is als de twee grootste dieselgeneratoren niet beschikbaar zijn (een N-2 situatie). De snelle toename van de elektriciteitsvraag, ondanks de COVID-19-pandemie benadrukt dit ook. Indien een investeringssubsidie van 7,85 miljoen USD wordt toegekend voor de optie zonne-energie voor Fase 3, daalt de geschatte productiekosten in 2023 naar 0,22 USD/kWh. Met een lening met lage

rente (1%) worden de geschatte productiekosten 0,25 USD/kWh. Met de toename van de vraag zou in 2027 moeten worden nagedacht over een nieuwe investeringen. Vervolgstappen na 2027 zijn nog niet overwogen. Met de optie zonne-energie voor Fase 3, zou in 2027 de geschatte productieprijs dalen tot 0,26 USD/kWh omdat er meer zonne-energie ingezet kan worden bij een hogere elektriciteitsvraag.[18]

Tabel 3.1: Overzicht kosten fase 3 zon-PV St. Eustatius, inclusief varianten met een lening met lage rente en een investeringssubsidie voor 100% van de investeringskosten. Bron: eigen berekeningen op basis van Verlaan Consulting (2021) en ACM (2021b).

Variant	Fase 3 zonnepark
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2023 [GWh]	17,6
Aandeel hernieuwbaar	55%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,5
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	10
Investeringskosten [M$]	7,85
Operationele kosten [M$/jaar]	0,1
WACC	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,27
Productiekosten met lage rente lening (1%) [USD/kWh]	0,25
Productiekosten met 100% investeringssubsidie [USD/kWh]	0,22

3.2 Technische route(s) voor verduurzaming

3.2.1 Elektriciteit

Verlaan Consulting (2021) identificeerde de meest gunstige opties voor St. Eustatius om ofwel windenergie ofwel een derde zonnepark toe te voegen (voorkeursoptie voor Fase 3, beschreven in Tabel 3.1), respectievelijk resulterend in percentages hernieuwbare energie van 65% en 52% in 2027. Toevoeging van windenergie resulteerde dus in hogere percentages duurzame energie. De details voor de windenergie optie worden beschreven in Tabel 3.2 hieronder. Het toevoegen van windenergie resulteert ook in iets lagere productiekosten in 2027 dan de aanbevolen optie met zonne-energie, al is het bij afronding naar 2 decimalen gelijk met 0,26 USD/kWh. De investeringskosten zijn echter 3,5 miljoen USD hoger. Bovendien is er op St. Eustatius een aanzienlijk risico op orkanen waardoor windenergie minder gunstig is, tenzij er orkaanbestendige windturbines worden geïmplementeerd (of orkaancategorie 3-proof) die duurder zijn. Verder zou onderhoud en bestrijding van corrosie per windturbine jaarlijks een week per windturbine vergen. Aangezien windenergie op St. Eustatius nog niet is geïmplementeerd, zou training op het gebied van windenergie nodig zijn voor personeel. Ook toegangswegen en kabelverbindingen naar de locatie moeten worden aangelegd (Verlaan Consulting, 2021). Voor het zonnepark is dit niet het geval omdat het binnen de hekken van het bestaande zonneparkterrein kan worden ondergebracht en de kennis er al is. Dit zou leiden tot een snellere realisatie van de capaciteitsuitbreiding dan bij windenergie en dus eerder voorzien in de benodigde additionele capaciteit om te voldoen aan de snel stijgende vraag. Dit zijn de belangrijkste redenen waarom voor de uitbreiding van het duurzame

[18] De productieprijs voor 2027 wordt gelijk geschat als voor het jaar 2023, rekening houdend met de verwachte elektriciteitsvraag in 2027, namelijk 18,6 GWh/jaar (Verlaan Consulting, 2021). Productiekosten exclusief brandstofkosten (0,1218 USD/kWh in 2027) zijn inbegrepen en brandstofkosten dalen van 0,1190 (ACM, 2021b) in 2021 naar 0,0922 USD/kWh in 2027 op basis van een toename van het aandeel hernieuwbare energie (van de huidige 38% tot 52%).

energievermogen in Fase 3 een uitbreiding van zonne-energie de voorkeur heeft. Zonder snelle uitbreiding met een derde zonnepark bestaat het risico dat er de komende niet voldoende capaciteit aanwezig is in het geval van een situatie waar de twee grootste generatoren niet beschikbaar zijn (n-2 situatie) en het risico op stroomuitval toenemen, tenzij er geïnvesteerd wordt in additionele capaciteit aan dieselgeneratoren.

Tabel 3.2: Overzicht kosten windenergie St. Eustatius. Bron: eigen berekeningen op basis van Verlaan Consulting (2021) en ACM (2021b).

Variant	Windenergie
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2027 [GWh]	18,6
Aandeel hernieuwbaar in 2027	65%
Nieuwe capaciteit windenergie [MW]	2,4
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	5
Investeringskosten [M$]	11,35
Operationele kosten [M$/jaar]	0,1
WACC	6%
Productiekosten 2027 [USD/kWh]	0,26

Windenergie kan nog als een mogelijke optie worden beschouwd voor de volgende investeringscyclus. Windenergie heeft een veel hogere capaciteitsfactor in vergelijking met zon PV, ook omdat er ook ‘s nachts wordt opgewekt. Er zouden dagen zijn met hogere en lagere windsnelheden, of nul wind, al duurt dit doorgaans niet langer dan ongeveer 2 uur (Verlaan Consulting, 2021). Daarom zouden er nog steeds batterijen nodig zijn om de intermitterende opwek af te vlakken. Bovendien zijn windturbines minimaal 2 weken per jaar niet beschikbaar door de behoefte aan onderhoud, waarbij schade door orkanen nog niet in meegenomen is. Rekening houdend met schade door een orkaan uit categorie 4 of 5 kan de reparatie ongeveer 3 maanden duren. Daarom overweegt Verlaan Consulting (2021) 5 MWh batterijopslag om de n-2 case te dekken en een beschikbaarheid van elektriciteit van 90% te garanderen voor een periode van 15 jaar.

De gemiddelde windsnelheid op St. Eustatius is ongeveer 6,8 m/s (ECN, 2014), dit wordt beschouwd als klasse III (referentiewindsnelheid van 7,5 m/s). In termen van maximale windsnelheden zou het echter klasse I zijn (ontworpen voor 10 m/s) of hoger vanwege de ligging in de Caribische orkaangordel. ECN (2014) beveelt aan om een klasse III turbine te installeren en het orkaanrisico te dekken door een verzekering, aangezien de frequentie van het optreden van sterkere orkanen relatief laag is en deze turbines een hogere jaarlijkse energieproductie hebben. De kosten in Tabel 3.2 zijn gebaseerd op een dergelijke windturbine. Een klasse II-turbine (ontworpen voor 8,5 m/s) met een nominaal vermogen van minder dan 1 MW zou echter ook een goed alternatief kunnen zijn in het licht van het windregime en de turbulentie-intensiteit, waardoor ook het schaderisico voor de turbine wordt verkleind. Orkaanbestendige windturbines zullen doorgaans zo'n 10-20% duurder zijn in investeringen en in O&M-kosten (interne TNO-communicatie 2021). Verzekeringskosten zullen echter niet meer nodig zijn en minder dan 5 MWh batterijopslag kan voldoende zijn, aangezien er een kleiner risico is op langdurig uitval van de turbines en het doel om meer dan 90% beschikbaarheid van elektriciteit te behalen hierdoor minder in gevaar komt. Toch zijn de investeringskosten van een klasse III windturbine (met verzekering) aantrekkelijker, wanneer geen rekening wordt gehouden met de kosten van het niet beschikbaar

zijn van elektrische energie als gevolg van herstel van orkaanschade (ongeveer 10% van het niet beschikbaar zijn in een periode van 15 jaar).

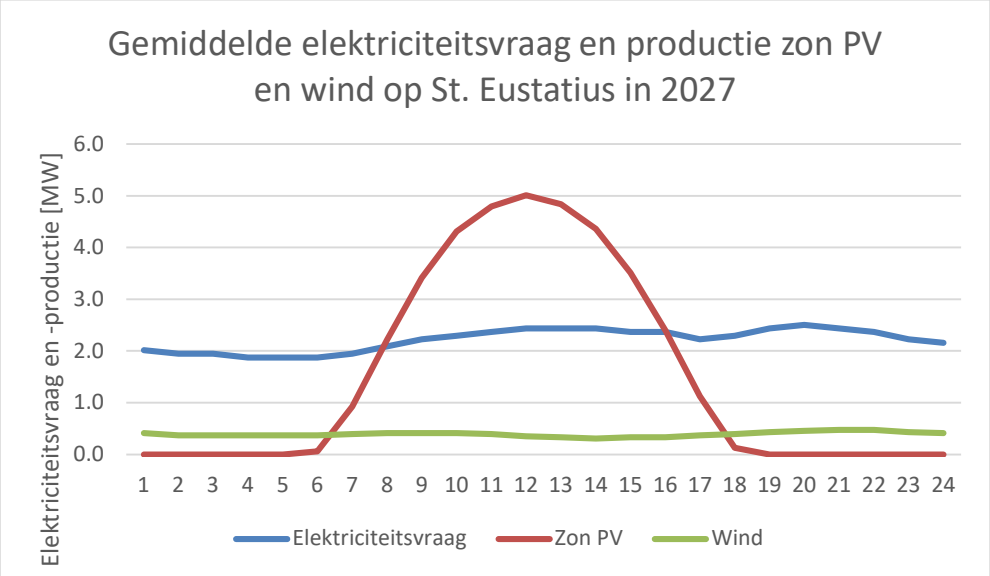
Twee routes worden verder beschreven om op korte termijn (tot 2027) een duurzamer elektriciteitssysteem te bereiken. De eerste route beschrijft de mogelijkheid om in 2027 een aandeel van 80% duurzame elektriciteit te bereiken met extra zon-PV vermogen en windenergie, en de tweede route beschrijft de optie om extra windenergievermogen toe te voegen aan de eerste route om 100% duurzame elektriciteit te bereiken. Om het aandeel duurzame elektriciteit verder te verhogen naar 100% kijken we naar een tweede route met extra windenergievermogen toegevoegd aan de eerste route. Ook kijken we naar het gebruik van biodiesel en waterstof en de mogelijkheden voor geothermie.

3.2.1.1 Naar 80% hernieuwbaar met windenergie en uitbreiding capaciteit zon-PV en batterijen

Om 80% hernieuwbaar aandeel te bereiken, beschrijven we de eerste route met 2,5 MW extra zon-PV capaciteit (bovenop de bestaande 4 MW), en drie 0,8 MW windturbines (Enercon E53). Dit zou worden gekoppeld aan een opslagcapaciteit van 21 MWh. Deze route is een combinatie van de twee opties voor zonne- en windenergie die hierboven in respectievelijk Tabel 3.1 en 3.2 staan beschreven. De kosten voor deze route zijn weergegeven in Tabel 3.3. Met deze route zou er tijdens de nachtelijke uren een tekort van 2,8 MWh zijn dat met de bestaande dieselgeneratoren moet worden geleverd (zie Figuur 3.3). Op basis van het huidige vaste productiekosten (AMC, 2021b) zou deze route resulteren in geschatte productiekosten van 0,28 USD/kWh in 2027, rekening houdend met lagere brandstofkosten en de investerings- en O&M-kosten voor zowel de zonne- als de windenergiesystemen. Dit komt neer op een stijging van de productiekosten met 4%. Aangezien in deze raming gebruik gemaakt wordt van de huidige kosten en voor deze technologieën een kostenreductie wordt verwacht, kunnen de productiekosten lager liggen dan deze inschatting. De dieselprijs speelt ook een rol bij de berekening van de productiekosten.

Tabel 3.3: Overzicht kosten 80% hernieuwbaar met windenergie, zon-PV en batterijopslag St. Eustatius. Bron: eigen berekeningen op basis van Verlaan Consulting (2021) en ACM (2021b).

Variant	Windenergie, zon-PV en batterijopslag
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2027 [GWh]	18,6
Aandeel hernieuwbaar in 2027	80%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,5
Nieuwe capaciteit windenergie [MW]	2,4
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	15
Investeringskosten [M$]	19,2
Operationele kosten [M$/jaar]	0,23
WACC	6%
Productiekosten 2027 [USD/kWh]	0,28



Figuur 3.3: Elektriciteitsvraag en -productie op een gemiddelde dag op St. Eustatius in 2027 met een combinatie van windenergie en zon PV.

3.2.1.2 *Naar 100% hernieuwbaar met windenergie, zon-PV en batterijen*

Deze route is gebaseerd op de hierboven beschreven route, maar met 2,4 MW extra windenergiecapaciteit op een andere locatie. Er wordt dus uitgegaan van zes windturbines van 0,8 MW (Enercon E53) in plaats van drie. De opslagcapaciteit wordt verhoogd met 1 MWh om de opslagbehoeften te dekken in geval van orkaanschade aan de extra windturbines. Dit zou leiden tot een 100% duurzaam elektriciteitssysteem. Momenteel is een overgedimensioneerd systeem nodig om 100% duurzame elektriciteit te realiseren. Dit resulteert in extra materiaalkosten en afschakeling van duurzame elektriciteit. Desalniettemin is er voor 100% duurzame elektriciteit op basis van zonne- en windenergie nog steeds een risico op tijdelijke stroomuitval gedurende een langere periode zonder wind en zon. De kosten voor deze route zijn weergegeven in Tabel 3.4.

Tabel 3.4: Overzicht kosten 100% hernieuwbaar met windenergie, zon-PV en batterijopslag St. Eustatius. Bron: eigen berekeningen op basis van Verlaan Consulting (2021) en ACM (2021b).

Variant	Windenergie, zon-PV en batterijopslag
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2027 [GWh]	18,6
Aandeel hernieuwbaar in 2027	100%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,5
Nieuwe capaciteit windenergie [MW]	4,8
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	16
Investeringskosten [M$]	28,6
Operationele kosten [M$/jaar]	0,3
WACC	6%
Productiekosten 2027 [USD/kWh]	0,30

Deze route leidt tot een overgedimensioneerd energiesysteem, hetgeen resulteert in extra kosten en afschakeling van duurzame elektriciteit. De productieprijs voor

deze route schatten we in op 0,30 USD/kWh in 2027, een stijging van 11% ten opzichte van de huidige elektriciteitstarieven.

Uit de analyse blijkt dat er, om tegen 2027 een 100% duurzaam elektriciteitssysteem te bereiken, bijna 29 miljoen USD nodig is. Dat brengt ongeveer 49% meer kosten met zich mee dan een 80% duurzaam elektriciteitssysteem. Voor deze analyse zijn de kosten gebaseerd op de huidige gegevens en dat tegen 2027 een kostenvermindering wordt verwacht voor windenergie, zonne-energie en batterijopslag. Na 2027 zullen extra investeringen nodig zijn om de jaarlijkse stijging van de elektriciteitsvraag te compenseren. Ook batterijen moeten na 15 jaar worden vervangen. Dit betekent dat tegen 2031 de batterijen van de bestaande zonnepanelen vervangen moeten worden. Daarnaast beveelt Verlaan aan om tegen die tijd ook de bestaande zonnepanelen te vervangen voor een beter economisch rendement (Verlaan Consulting, 2021). De bestaande dieselgeneratoren kunnen nog steeds worden gebruikt als back-up en om de stijging van de elektriciteitsvraag na 2027 op te vangen, maar zij zouden de duurzaamheid van het systeem verminderen en de afhankelijkheid van het gebruik van fossiele brandstoffen vergroten. Hieronder wordt gereflecteerd op alternatieven die mogelijk toegepast kunnen worden voor een 100% duurzaam elektriciteitssysteem, zoals biodiesel, waterstof en geothermie.

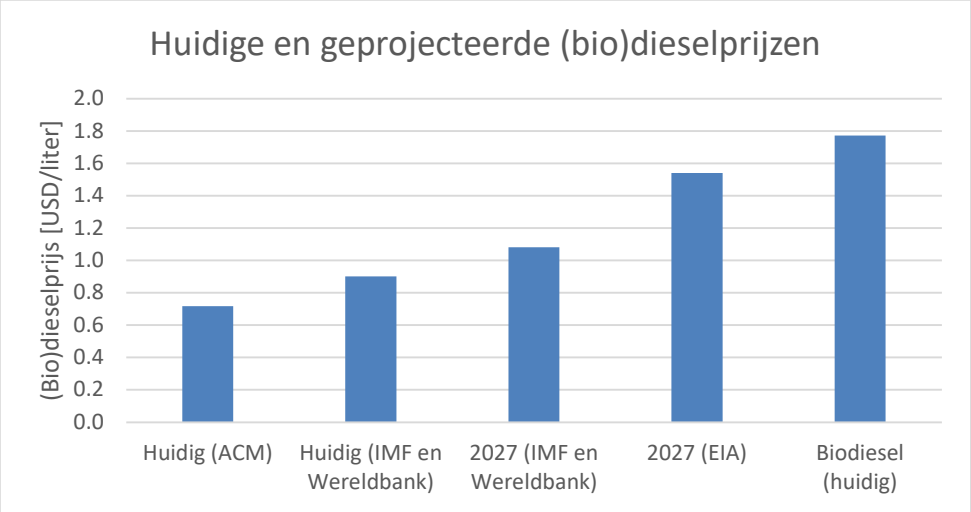
3.2.1.3 Biodiesel

Om 100% duurzame elektriciteit te bereiken kan biodiesel het gebruik van stookolie vervangen. De mogelijkheid om biodiesel naar St. Eustatius te importeren is echter nog niet actief onderzocht. Bestaande dieselmotoren zijn in ieder geval na 15 jaar nog halverwege hun levensduur en kunnen bij goed onderhoud nog 15 jaar mee (Verlaan Consulting, 2021). Het huidige brandstofverbruik is 0,2682 liter per kWh (ACM, 2021b). Voor een geschatte productie van 10.178 MWh in 2021 met brandstof (ACM, 2021b) is 2,8 miljoen liter per jaar nodig om de bestaande generatoren van brandstof te voorzien. Met de huidige brandstofprijs van 0,7162 USD/liter[19] (ACM, 2021b) komt dit neer op ongeveer 2 miljoen USD aan diesel per jaar. Wat Bonaire betreft zijn de geschatte kosten voor MKB-biodiesel 1.772 USD/ton inclusief logistiek (communicatie met Contour Global, 2021). Dit komt neer op bijna 4,5 miljoen USD aan biodiesel per jaar, nog afgezien van een hoger brandstofverbruik als gevolg van de lagere calorische waarde van biodiesel. Ongeveer 1,3 liter biodiesel is energie-equivalent aan 1 liter diesel, daarom zouden de uiteindelijke biodieselkosten jaarlijks bijna 6 miljoen USD bedragen, ongeveer drie keer de huidige brandstofkosten. Met de plannen voor fase 3 van het zonnepark zullen de jaarlijkse kosten van (bio)diesel lager uitvallen omdat de generatoren minder gebruikt worden. Met gemiddelde besparing van brandstofkosten van 0,82 miljoen USD per jaar (Verlaan Consulting, 2021), komen dieselkosten met huidige prijzen uit op ongeveer 1,2 miljoen USD per jaar. Als er biodiesel gebruikt wordt komen de jaarlijkse brandstofkosten uit op ongeveer 3,6 miljoen USD per jaar. De productiekosten komen dan uit op 0,45 USD/kWh, significant hoger dan de huidige productiekosten. Voor de case met het derde zonnepark en de drie windturbines zijn de productiekosten met biodiesel 0,36 USD/kWh.

[19] Volgens STUCCO (2021) is de dieselprijs op basis van 20 oktober 2021 gestegen tot 0,8771 USD/liter.

Projecties van dieselprijzen voor 2027 voorspellen wel een stijging (zie Figuur 3.4), waardoor de relatieve meerkosten van biodiesel kunnen dalen. De werkelijke jaarlijkse meerkosten zijn onzeker omdat zowel de toekomstige prijs van diesel als die van biodiesel onzeker is. Het is ook nog onzeker of het importeren van importeren van biodiesel op de kleine schaal van de vraag van St. Eustatius mogelijk is en of het, als het mogelijk is, niet tot nog hogere brandstofkosten zal leiden.

Net als op Bonaire wordt de productie van biodiesel op het eiland niet gezien als een economisch en fysiek haalbare optie vanwege de behoefte aan geschikte grond en de kleinschaligheid die nodig is.



Figuur 3.4: Overzicht van huidige en geprojecteerde (bio)dieselprijzen. Bronnen: ACM (2021b), Verlaan (2021), CGB (2021).

3.2.1.4 *Waterstof*

Ook op St. Eustatius kan waterstof worden ingezet om de flexibiliteit in het systeem te vergroten en inperking te voorkomen. Op korte termijn is waterstof echter een dure optie en zal naar verwachting na 2030 of 2035 verder worden ontwikkeld naar haalbaarheidstoepassingen in een dergelijke context. Een nadeel van de elektriciteitsmix op St. Eustatius is ook dat met zonne-energie als enige bron van duurzame elektriciteit de hoeveelheid duurzame waterstof die geproduceerd kan worden beperkt wordt door de beperkte vollasturen van de zonneparken. Hierdoor wordt er relatief weinig waterstof geproduceerd uit een investering in een elektrolyse installatie. Als er windenergie toegevoegd wordt aan de elektriciteitsmix kan de uitganspositie voor waterstof verbeteren. Ook is het belangrijk om rekening te houden met de uitdagingen op zo'n klein eiland die samenhangen met onderhoud en de beschikbaarheid van reserveonderdelen en technische expertise. Dit zou op St. Eustatius nog prominenter zijn dan op Bonaire gezien de kleine omvang van het eiland.

3.2.1.5 *Geothermie*

Geothermie is al enkele jaren onderwerp van discussie, hoewel hier op St. Eustatius niet actief naar gekeken is. Eerdere graafwerkzaamheden hebben al potentieel voor geothermische energie aangetoond. Momenteel doet een Franse groep veldonderzoek op St. Eustatius en Saba om de mogelijkheden te

onderzoeken om in de regio een geothermisch project op te zetten met verbindingen tussen verschillende eilanden. Als dit ontwikkeld is, is het de bedoeling om aan te sluiten op Saba en een onderzeese kabel aan te leggen naar de Franse eilanden St. Martin, St. Barts en misschien ook St. Anguilla. Deze ontwikkeling zou leiden tot het stilleggen van de huidige elektriciteitscentrale (STUCO, 2021). Het is echter nog onzeker wat de rol voor St. Eustatius zou zijn en wat de kosten voor elektriciteit zouden zijn als er een grootschalig project zou worden uitgerold op St. Eustatius. Dit zal afhangen van de bevindingen van het onderzoek en de onderhandelingen tussen meerdere partijen en overheden. Om aardwarmte als een optie te beschouwen zijn een lange doorlooptijd en hoge initiële kosten nodig om de haalbaarheid in kaart te brengen (Verlaan Consulting, 2021). Afhankelijk van de bevindingen van het onderzoek naar het potentieel voor geothermie op St. Eustatius kan geothermie mogelijk als optie worden beschouwd voor de volgende investeringscyclus in 2027, als er dan ook meer duidelijkheid is over hoe een project eruit zou zien en wat de kosten voor St. Eustatius zouden zijn.

3.2.1.6 Vraagsturing

STUCO heeft het plan om de waterproductie-installatie uit te breiden en de opslagcapaciteit te vergroten (STUCO, 2016). Net als op Bonaire moet St. Eustatius de waterproductiecapaciteit verder uitbreiden om de RO-ontziltingswaterinstallatie als flexibele vraagoptie te kunnen gebruiken (STUCO, 2021). Daarom is dit op korte termijn geen optie.

3.2.1.7 Wegtransport

Net als op Bonaire zou elektrisch vervoer de meest aantrekkelijke keuze zijn voor een CO_2-neutraal transportsysteem dat niet afhankelijk is van brandstofimport. In 2019 waren er ongeveer 1350 huishoudens op Bonaire, 51,3% waarvan 1 auto hebben per huishouden en 22,1% die er meer dan 1 hebben (CBS, 2021). Uitgaande van 2 auto's per huishouden in de laatste groep komt het totaal aan auto's uit op ongeveer 1300. Uitgaande van ongeveer 800 kWh per jaar per EV op basis van de data voor Saba (Allen et al., 2019) komt het compleet omschakelen naar elektrische voertuigen uit op ongeveer 1 GWh aan additionele elektriciteitsvraag. Dit is ongeveer 6% van de huidige elektriciteitsvraag. Ook voor St. Eustatius geldt dat er niet voldoende data over de transportsector beschikbaar is om een goede inschatting te maken van de exacte impact op de elektriciteitsvraag.

Op dit moment zijn er geen concrete plannen om elektrisch vervoer op St. Eustatius te stimuleren en is er geen EV-laadstation op het eiland. STUCO (2021) stelde voor om één laadstation bij STUCO in te voeren en stelde dat de kosten van kWh-heffing worden vergeleken met de kosten van het tanken van brandstof in het tankstation. De verwachting is echter dat gebruikers voor het laadstation gaan betalen. Er is momenteel geen financieel steunmechanisme om over te stappen op elektrische voertuigen. Er is meer informatie en begeleiding nodig om op St. Eustatius over te gaan naar elektrisch vervoer. Voertuigen worden meestal gekocht in de VS of via St. Maarten.

3.3 Organisatorische en andere aspecten

Op St. Eustatius is voor de uitbreiding van de duurzame elektriciteitscapaciteit een open aanbestedingsprocedure vereist, waarbij een deelnamevergoeding wordt gevraagd en het voorstel naar een notaris wordt gestuurd. Er is één elektriciteitstarief en dat is hetzelfde voor bedrijven en consumenten. Door de hoge exploitatiekosten zijn subsidies nodig en moeten nieuwe investeringen gefinancierd worden. Zo is er een sterke afhankelijkheid van subsidies om de opwekcapaciteit van elektriciteit uit te breiden. Hetzelfde geldt voor water-gerelateerde projecten. Financiering is nodig om betaalbare tarieven voor de consument te hebben. De hierboven beschreven Fase 1 en Fase 2 ontvingen beide subsidies omdat de tarieven te laag waren en het verwerven van een commerciële lening voor de capaciteitsuitbreiding niet konden rechtvaardigen. Er is geen business case en de tarieven zijn ook niet voldoende om reserves op te bouwen voor toekomstige investeringen. Ook is STUCO, in tegenstelling tot WEB Bonaire, eigenaar van de activa en betaalt ook de leverancier voor de levering, installatie en service. Desondanks zijn de productiekosten gedaald sinds de installatie van zon-PV op St. Eustatius (STUCO, 2021).

4 Saba

4.1 Huidige situatie en verwachte ontwikkelingen

Saba is de kleinste van de drie eilanden en heeft een elektriciteitsvraag van ongeveer 9,2 GWh per jaar (Pondera, 2021). Er staat 2.290 kW aan diesel generatoren met 2.630 back-up capaciteit. Sinds 2016 is er in meerdere fasen zon PV geïnstalleerd. De huidige capaciteit bedraagt in totaal 2.315 kWp (Pondera, 2021). Bij de zonneparken is bovendien 2,5 MWh aan batterijopslagsystemen gerealiseerd (Pondera, 2021). Met de combinatie van zoneparken met batterijopslag is het mogelijk om de dieselgeneratoren overdag een aantal uren helemaal uit te zetten. In totaal komt met de bijdrage van zon PV het aandeel duurzame elektriciteit uit op ongeveer 40% van de jaarlijkse elektriciteitsvraag. De elektriciteitsvraag wordt verwacht te groeien, al is er wel wat onzekerheid over de groei van vraag door de sluiting van twee resorts als gevolg van de COVID-19 crisis (SEC en OL Saba, 2021). Met een stijgende vraag daalt aandeel duurzame elektriciteit zonder nieuwe investeringen in duurzame opwekcapaciteit. In de Saba Energy Sector Strategy is daarom opgenomen om te kijken naar energiebesparingsmaatregelen, minimaal 1 MW aan additionele duurzame opwekcapaciteit en additionele opslagcapaciteit (OL Saba, 2019). Pondera is gevraagd door Saba Electric Company N.V. (SEC) om onderzoek te doen naar het toevoegen van minimaal 1 MW duurzame energie, met een focus op windenergie. Het doel hiervan is om het aandeel duurzame elektriciteit te verhogen naar 80-100%.

Het maximale variabele leveringstarief per juli 2021 op Saba is door de ACM vastgesteld op 0,3692 USD/kWh (ACM, 2021c). Dit is een flinke stijging in vergelijking met een jaar eerder, wanneer het maximale leveringstarief was vastgesteld op 0,2151 USD/kWh (ACM, 2020b), wanneer de olieprijs laag lag door de COVID-19 crisis. Brandstofkosten maken 30-40% van het tarief uit. Een deel (ongeveer een derde) van de toename in juli 2021 komt ook door een nacalculatie die te maken heeft met de kosten van de ingebruikname van het zonnepark.[20] De variatie in variabel leveringstarief toont aan dat er op Saba nog altijd een sterke afhankelijkheid is van de olieprijs.

4.2 Technische route(s) voor verduurzaming

4.2.1 Elektriciteit

Het aandeel duurzame elektriciteit op Saba kan uitgebreid worden met meer zon PV of met het toevoegen van windenergie. In beide gevallen zal er meer opslagcapaciteit bij moeten omdat er in combinatie met de bestaande zonneparken overdag meer elektriciteit geproduceerd zal worden dan er vraag naar is. Met de opslagsystemen kan een deel van de opwek van overdag gebruikt worden om de vraag in de nacht te dekken. Hierdoor kunnen de dieselgeneratoren langer uit en stijgt het aandeel duurzame elektriciteit.

[20] https://www.rijksdienstcn.com/actueel/nieuws/2021/juli/1/acm-stelt-maximumtarieven-voor-distributie-elektriciteit-in-caribisch-nederland-vast.

4.2.1.1 *Naar 85-90% hernieuwbaar met windenergie*

Pondera heeft voor Saba de mogelijkheden om 1-3 MW aan windenergie toe te voegen onderzocht. Er is gekeken naar 3 scenario's, met verschillende aantallen en types windturbines (zie Tabel 4.1). Er is gekeken naar twee gebieden in de buurt van de haven. Een van de twee gebieden is inmiddels als ongeschikt verklaard (SEC, 2021) waardoor er voor de cases met 3-6 windturbines een alternatieve tweede locatie gevonden zou moeten worden. Alle turbines zijn klasse I turbines, gemaakt om eens per 50 jaar maximale snelheden van 50 m/s (250 km/h) te weerstaan. De Vestas V117 is specifiek ontworpen als een 'typhoon class' turbine die hoge windsnelheden kan weerstaan. De turbine is groter dan de 1-3 MW waar Pondera naar zou kijken, waardoor de capaciteit van de bestaande kabels (3 MW) uitgebreid zou moeten worden. Deze case is door Pondera meegenomen om de potentiële voordelen van het uitbreiden van de capaciteit van de kabels te kunnen wegen. Het uitbreiden van de capaciteit van de kabels is mogelijk niet nodig als er voldoende batterijopslag aan de voet van de turbine geplaatst wordt om de levering te allen tijde te beperken tot de maximale 3 MW.

Tabel 4.1: Overzicht scenario's Pondera onderzoek en de windturbine eigenschappen. Bron: Pondera (2021).

Scenario	Klein	Medium	Groot
Type Windturbine	WES250	EWT DW54-X	Vestas V117
Aantal turbines	6	3	1
Capaciteit per turbine [MW] **Maximale capaciteit [MW]**	0,25 1,5	1,0 3,0	4,2 4,2
Rotor diameter [m]	30	54	117
Hub hoogte [m]	48	75	120
IEC class	IB	IA	IB / S-T

Een samenvatting van de kosten van de drie scenario's en de elektriciteitsproductie zijn gegeven in

Tabel 4.2. De elektriciteitslevering wordt beperkt door de vraag, waardoor de maximale elektriciteitslevering voor het medium en groot scenario lager uitvalt. Pondera heeft dit vergelijk gemaakt op basis van de maandelijkse elektriciteitsvraag, zonder de huidige batterijcapaciteit of uitbreiding hiervan mee te nemen. Pondera geeft aan dat ze niet over de juiste data beschikten om een berekening op uur-basis te doen, wat nodig is om de maximale levering van de windturbines en de benodigde batterijcapaciteit te onderzoeken.

Ze geven ook aan dat er in het scenario met de grote windturbine mogelijk nog meer afschakeling plaatsvindt bij hoge windsnelheden omdat de limiet van de kabel bereikt zal zijn. Deze additionele afschakeling is ook niet meegenomen in het bepalen van de maximale levering per jaar. De getallen die hier genoemd worden dienen dus met de nodige voorzichtigheid gebruikt te worden.

Tabel 4.2: Overzicht financiële en energetische parameters van de cases van Pondera. Bron: Pondera (2021). NB: door onzekerheden in de Pondera getallen dienen de getallen in deze tabel met voorzichtigheid gebruikt te worden.

Scenario	Klein	Medium	Groot
Investeringskosten [$]	7.232.500	9.565.500	9.652.500
Operationele kosten [$/jaar]	115.500	209.000	269.500
Maximale elektriciteitsproductie [MWh/jaar]	1.773	4.823	8.700
Maximale elektriciteitslevering [MWh/jaar]	1.773	4.064	4.394
Terugverdientijd [jaren]	n/a	19-20	20

Pondera heeft voor het medium scenario ook gekeken naar de toevoeging van batterijen. Ook hier zijn de nodige tekortkomingen aan de analyse door het gebrek aan consumptie en levering data per uur. Er wordt ook niet duidelijk gemaakt welke capaciteit aan batterijen toegevoegd wordt. Uit de analyse rapporteren Pondera dat met een investering van 800.000 USD een additionele 330 MWh per jaar geleverd kan worden in het scenario en dat hiermee de business case voor het scenario iets verbetert. Pondera maakt ook de aanbeveling om aanvullend onderzoek te doen naar de interactie tussen het zonnepark en de windturbines en de benodigde batterijcapaciteit.

Pondera heeft op maandbasis gekeken welk deel van de elektriciteitsvraag voorzien wordt door zon PV en windenergie in de drie scenario's. In het scenario met de kleine windturbines is op jaarbasis de productie van zon PV en windenergie goed voor 64% van de elektriciteitsvraag. Om het aandeel duurzame elektriciteit verder op te voeren is er meer duurzame capaciteit nodig. Het scenario met middelgrote turbines produceert 7 van de 12 maanden genoeg elektriciteit om 100% duurzaam te opereren. Op jaarbasis komt het aandeel duurzame elektriciteit in dit scenario uit op 85-90%. In het laatste scenario komt het aandeel duurzame elektriciteit uit op meer dan 90%. In alle gevallen is er niet uitgerekend of er ook genoeg batterijopslag aanwezig is om op dagelijks of uur-niveau aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Zonder additionele batterijopslag valt het aandeel duurzame elektriciteit dus mogelijk lager uit, omdat de diesel generatoren toch vaker aan moeten dan verwacht op basis van deze analyse. De analyse van Pondera toont wel aan dat er voldoende elektriciteit geproduceerd kan worden uit zon PV en windenergie om voor een groot deel duurzame elektriciteit te leveren.

Op basis van de huidige productiekosten (ACM, 2021c) en de kosten van de windenergieopties hebben we een inschatting gemaakt van de impact op de productiekosten. Het huidige maximale productietarief bestaat uit een vast deel (0,1872 USD/kWh) en een deel voor de brandstofkosten (0,1194 USD/kWh), samen 0,3020 USD/kWh. We nemen aan dat het vaste deel onveranderd blijft omdat de kosten van de generatoren en het bestaande zonnepark hier onder vallen. De totale brandstofkosten dalen door een hoger aandeel hernieuwbare elektriciteit. Het brandstofdeel van het tarief daalt bij 85-90% hernieuwbaar naar 0,0187-0,0280 USD/kWh. Bovenop de bestaande kosten en het brandstofdeel komen de kosten

van de windenergie. Met een WACC van 6% komen de additionele kosten voor windenergie op basis van de kostengegevens uit

Tabel 4.2 uit op ongeveer 0,13-0,14 USD/kWh op basis van de huidige jaarlijkse elektriciteitsvraag van 9,2 GWh/jaar. De productiekosten komen uit op 0,34 USD/kWh. Hier komen de kosten voor additionele batterijcapaciteit nog bij. De 800.000 USD genoemd door Pondera leidt tot een verhoging van de productiekosten naar 0,36 USD/kWh op basis van de huidige vraag Bij een investering van 1,6 miljoen USD voor een verdubbeling van de huidige batterijcapaciteit van 2,5 MWh naar 5 MWh (gebaseerd op kosteninschatting CGB voor Bonaire) stijgen de productiekosten naar 0,37 USD/kWh.

Net als op St. Eustatius geeft SEC aan niet de middelen te hebben voor de bovenstaande investeringen en ondersteuning te vragen aan de Rijksoverheid om de investering te realiseren. In Tabel 4.3 is een overzicht gegeven van de impact van een lage rente lening (1%) en een investeringssubsidie op de productiekosten. De lage rente lening verlaagt de productiekosten naar 0,33 USD/kWh, de investeringssubsidie verlaagt de productiekosten naar 0,24 USD/kWh.

Bij een groei van de elektriciteitsvraag van 2% per jaar komt de elektriciteitsvraag uit op 12,4 GWh/jaar in 2030. Als de 85-90% hernieuwbaar nog altijd gerealiseerd kan worden komen de productiekosten inclusief 2,5 MWh aan additionele batterijopslagcapaciteit uit op 0,32-0,33 USD/kWh. Na de initiële stijging in productiekosten kunnen deze weer dalen, Met de investering in windenergie is er dus op de korte termijn een verhoging van de productiekosten, waarna die weer dalen maar boven de huidige productiekosten blijven.

Tabel 4.3: Overzicht kosten Pondera scenario's Saba op basis van de huidige elektriciteitsvraag. Inclusief varianten met lage rente lening en investeringssubsidie. Bron: eigen berekeningen op basis van Pondera (2021) en ACM (2021c).

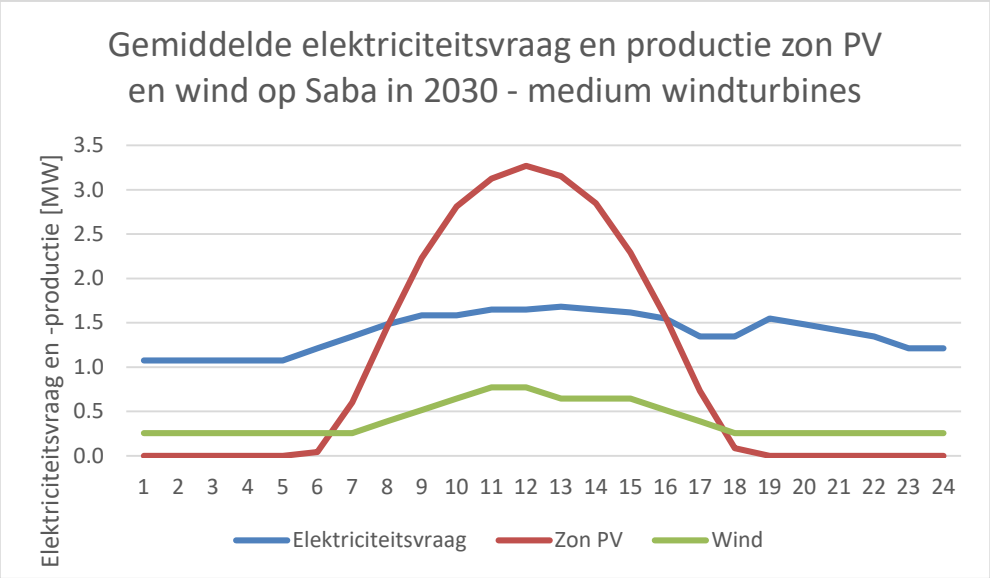
Variant	Medium	Groot
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	9,2	9,2
Nieuwe capaciteit wind [MW]	3,0	4,2
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	2,5	2,5
Investeringskosten [M$]	11,2	11,3
Operationele kosten [M$/jaar]	0,29	0,35
WACC	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,37	0,37
Productiekosten met lage rente lening (1%) [USD/kWh]	0,33	0,33
Productiekosten met 100% investeringssubsidie [USD/kWh]	0,24	0,24

Het is onduidelijk of 2,5 MWh additionele batterijcapaciteit op jaarbasis voldoende is om een aandeel van 85-90% hernieuwbaar zoals genoemd door Pondera te realiseren. Hieronder volgt een analyse voor de benodigde batterijcapaciteit voor het realiseren van een aandeel van 100% hernieuwbare elektriciteit op gemiddelde dagen op Saba.

4.2.1.2 *Naar 100% hernieuwbaar met zon PV, windenergie en batterijopslag*

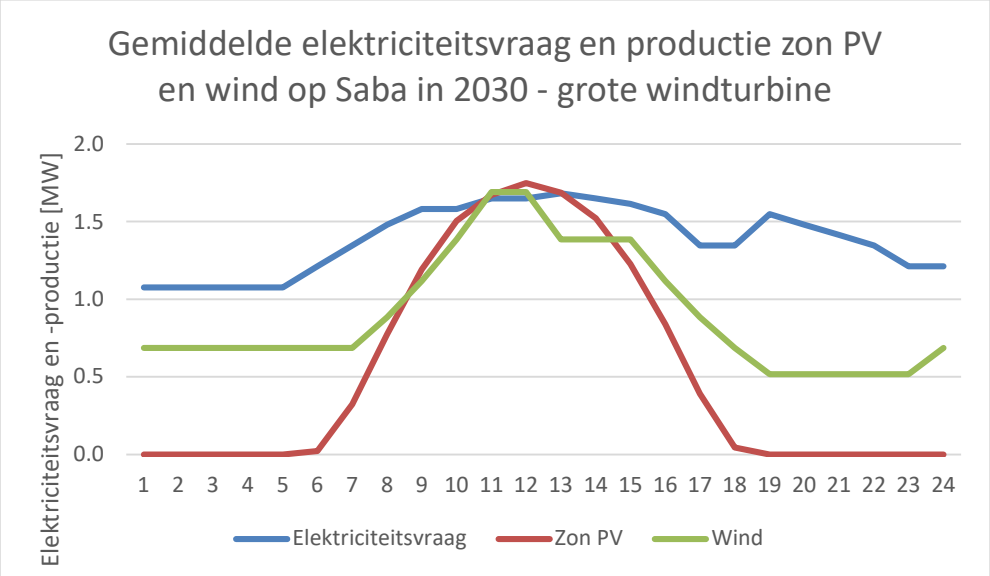
We hebben net als voor de andere eilanden een analyse gemaakt voor wat de benodigde extra investeringen zijn om in 2030 gemiddelde dagen van 100% hernieuwbare elektriciteit te voorzien. Het vraagprofiel uit Schelleman en van Weijsten (2016) is gebruikt, met een aanname van een groei in de vraag van 2% per jaar. De gemiddelde elektriciteitsvraag komt uit op 33 MWh per dag in 2030. Voor windenergie is de gemiddelde windsnelheid uit het Pondera (2021) rapport gebruikt. De productie van windenergie per uur op basis van de gemiddelde snelheden is gebaseerd op powercurves van de leveranciers van de windturbines. Voor de opbrengst van zon PV zijn we uitgegaan van een dag met een gemiddelde hoeveelheid zonnestraling op basis van NREL data.[21] De elektriciteitsvraag en productieprofielen voor de cases met 3 EWT turbines en 1 Vestas V117 turbine zijn gegeven in Figuur 4.1 en Figuur 4.2.

Voor de medium windturbine case is er nog 2 MW zon PV nodig bovenop de bestaande 2,3 MW. Voor de grote windturbine case is er geen additionele investering in zon PV nodig. In beide gevallen wordt het grootste deel van de elektriciteit gedurende de dag geproduceerd, waardoor er additionele batterijopslagcapaciteit benodigd is. Voor de medium windturbine case is er 10,9 MWh aan batterijopslag nodig bovenop de bestaande 2,5 MWh. Voor de case met een grote windturbine is er minder opslagcapaciteit nodig omdat de windturbine relatief meer produceert tijdens de nacht: 5,9 MWh bovenop de bestaande capaciteit.



Figuur 4.1: Elektriciteitsvraag en -productie voor een gemiddelde dag met 100% hernieuwbare elektriciteit op Saba in 2030, medium windturbines case.

[21] https://nsrdb.nrel.gov/



Figuur 4.2: Elektriciteitsvraag en -productie voor een gemiddelde dag met 100% hernieuwbare elektriciteit op Saba in 2030, grote windturbine case.

De kosten van de bovenstaande scenario's zijn doorgerekend op basis van de kosten van de windenergie van Pondera (2021) en de kosteninschattingen voor zon PV en batterijen voor Bonaire (zie paragraaf 2.2.1.2). De resultaten zijn te zien in Tabel 4.4. De kosten voor het scenario met de grote windturbine liggen lager dan die met de kleinere windturbines, omdat er minder investering benodigd is in meer zon PV en batterijcapaciteit. Het productietarief is ook hier uitgerekend uitgaande van dezelfde kosten voor de generatoren, het zonnepark en de toename door de investering in windenergie. Het variabele deel voor brandstofkosten is niet meegenomen. De productiekosten liggen voor de case met medium windturbines 0,09 USD/kWh hoger dan het huidige maximale productietarief van 0,3020 USD/kWh. Voor de case met de grotere turbine zijn de productiekosten 0,03 USD/kWh hoger dan de huidige productiekosten.

Tabel 4.4: Overzicht kosten scenario's 100% duurzame elektriciteit Saba in 2030. Bron: eigen berekeningen op basis van Pondera (2021) en ACM (2021c).

Variant	Medium	Groot
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2030 [GWh]	12,4	12,4
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,0	-
Nieuwe capaciteit wind [MW]	3,0	4,2
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	10,9	5,9
Investeringskosten [M$]	18,8	13,4
Operationele kosten [M$/jaar]	0,6	0,5
WACC	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,39	0,33

Net als bij de berekeningen voor Bonaire en St . Eustatius geldt hier dat deze inschattingen gemaakt zijn op basis van een gemiddelde dag. Op jaarbasis kan er voldoende elektriciteit geproduceerd worden om 12,4 GWh te leveren. Door verschillen in elektriciteitsvraag en productie per dag, maand, of seizoen is het mogelijk nodig om meer te investeren in additionele windenergie, zon PV of batterijopslagsystemen om gedurende het hele jaar op elk moment voldoende elektriciteit beschikbaar te hebben. Ook is de verwachting dat de vraag na 2030 verder doorgroeit, waardoor de productiecapaciteit ook verder uitgebreid zal moeten worden. Voor een goede inschatting van hoeveel capaciteit er precies nodig is zijn meer gedetailleerde vraagdata, productiedata en analyses nodig.

Door de kleine schaal zijn andere opties voor het toevoegen van opwekcapaciteit of flexibiliteit op Saba lastig. Dit geldt voor biodiesel, waterstof, afvalverbranding, en vraagsturing bij elektrische voertuigen of waterproductie. Geothermie wordt wel net als op St. Eustatius onderzocht. Gezien de grootte van de eilanden is het logischer als een geothermieproject op een van de andere eilanden ontwikkeld wordt dan op Saba. Mogelijk kan er op Saba wel meegeprofiteerd worden van een geothermieproject op St. Eustatius als er onderzeese kabels gelegd gaan worden naar omliggende eilanden.

4.2.2 Wegtransport

Ook op Saba is elektrisch wegtransport de voor de hand liggende keuze voor een CO_2-neutraal systeem dat niet afhankelijk is van de import van (bio-)brandstoffen. Een haalbaarheidsonderzoek door studenten van de Universiteit van Utrecht in opdracht van RVO concludeert dat het mogelijk is om het wagenpark van Saba in 2030 voor 60% om te zetten in elektrische voertuigen, maar dat er nog wel significante technische en sociale barrières zijn die overwonnen moeten worden (Allen et al., 2019). Er is een netto CO_2-reductie met een elektriciteitsmix met een aandeel duurzame elektriciteit van minimaal 60% (Allen et al., 2019). Naast CO_2-reductie, reduceert het gebruik van elektrische voertuigen ook de uitstoot van NO_x en fijnstof (Allen et al., 2019).

In de studie is er gekeken naar het vervangen van 480 personenauto's, vrijwel alle personenauto's op Saba (ca. 500). Hiermee wordt aan het doel van 60% elektrische voertuigen voldaan. Pick-ups en trucks, de overige voertuigen aanwezig op Saba (ca. 300), zijn buiten beschouwing gelaten omdat er nog niet voldoende elektrische alternatieven voor beschikbaar zijn. In 2030 stijgt de elektriciteitsvraag door het toevoegen van 480 EV's met 0,4 GWh per jaar (ca. 4% van de totale vraag) (Allen et al., 2019). De elektriciteitsproductie van zonne-energie en windenergie op Saba is het hoogst gedurende de dag, waardoor overdag laden van de elektrische voertuigen een aantrekkelijke mogelijkheid maakt omdat er dan minder batterijcapaciteit benodigd is om het laden in de avond of nacht mogelijk te maken. Een gecentraliseerde laadinfrastructuur zal overdag laden meer aanmoedigen dan thuis laden, waar men vaker in de nacht gebruik van zal maken. Er is nog geen centrale laadinfrastructuur aanwezig op Saba. Er is een tankstation, in Fort Bay (Allen et al., 2019). Centrale laadinfrastructuur kan meegenomen worden als eis in nieuw project zon PV of wind (SEC en OL Saba, 2021).

De meeste voertuigen op Saba worden geïmporteerd uit Japan, wat resulteert in ongeveer 2000-4000 USD in kosten voor verscheping (Allegn et al., 2019). De totale kosten (*total cost of ownership, TCO)* van nieuwe en tweedehands elektrische auto's geïmporteerd uit Japan is niet significant anders dan vergelijkbare auto's met een verbrandingsmotor en soms zelfs lager (Allen et al., 2019). De TCO van elektrische auto's kan de komende jaren verder omlaag gaan door dalende aanschafkosten voor elektrische voertuigen en een dalende elektriciteitsprijs op Saba. De aanschafkosten voor elektrische voertuigen liggen doorgaans wel hoger, wat een mogelijke barrière is voor het aanschaffen van EV's voor de lokale bevolking. Uit een vragenlijst uitgezet door Allen et al. (2019) blijkt dat 56% van de respondenten minder dan 10.000 USD uit wil geven aan de volgende auto en 89% maximaal 20.000 USD.

Behalve een vrijstelling van de importheffing (van 6%) is er geen actief beleid om elektrisch vervoer te stimuleren op Saba (SEC en OL Saba, 2021). Op basis van de aanschafkosten van nieuwe en tweedehands elektrische voertuigen uit Japan en de bedragen die respondenten uit de vragenlijst van Allen et al. (2019) aangeven bereid zijn te betalen valt het te verwachten dat de meeste geïmporteerde EV's de komende jaren tweedehands modellen zullen zijn. In Nederland is er een subsidieregeling voor elektrische personenauto's particulieren (SEPP) van €2000 per tweedehands auto (RVO, 2021). Als een vergelijkbare stimulering voor Saba ingevoerd wordt dan zijn de geschatte kosten voor alle personenauto's 1 miljoen euro. Met een aanschafsubsidie van €4000 voor nieuwe pick-ups en trucks, vergelijkbaar met de SEPP voor nieuwe EV's, komt de subsidie om deze te vervangen uit op 1,2 miljoen euro.

Naast technische en financiële barrières zijn er ook sociale barrières. Zo zijn er zorgen over de steile, bergachtige wegen op Saba (Allen et al., 2019) en de kosten van kleine trucks, waar elektrische alternatieven nog duurder zijn (SEC en OL Saba, 2021). Sociale acceptatie kan gestimuleerd worden door informatiecampagnes, bewoners ervaring op laten doen met EV's, pilot projecten en stapsgewijs elektrische voertuigen introduceren op Saba. Introductie van elektrische voertuigen bij overheidsinstanties kan het vertrouwen geven aan burgers over het gebruik van EV's op Saba, kan er ervaring opdoen met de impact van EV's op het elektriciteitsnetwerk en kan EV's introduceren op Saba die later als tweedehands voertuigen verder verkocht kunnen worden.

Respondenten van de vragenlijst geven ook aan dat ze open staan voor openbaar vervoer, wat nu niet bestaat op Saba (Allen et al., 2019). Het stimuleren van elektrisch openbaar vervoer dient verder uitgezocht te worden om de impact en kosten ervan in kaart te brengen.

4.3 Organisatorische en andere aspecten

Vergelijkbaar met St. Eustatius zijn de elektriciteitstarieven op Saba niet toereikend om een buffer op te bouwen waarmee nieuwe investeringen gedaan kunnen worden in het verduurzamen van de elektriciteitsmix. Voor investeringen wordt er daarom gevraagd om een bijdrage van de Rijksoverheid. De recent geïnstalleerde zonneparken zijn ook met dergelijke ondersteuning gerealiseerd.

Er is veel aandacht voor het verlagen van de elektriciteitstarieven (en watertarieven), wat reserves opbouwen voor een volgende investering lastig maakt en er naar verwachting weer om steun gevraagd moet worden om te investeren in verdere verduurzaming of om de bestaande zonneparken te vervangen aan het einde van hun levensduur. Deze tegenstelling tussen de doelen om tarieven laag te houden en investeringen te doen in verduurzaming van de elektriciteitsmix is structureel en vraagt om continue betrokkenheid van het Ministerie van EZK.

5 Conclusies en aanbevelingen

Op Bonaire leiden de huidige plannen voor verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix met zon PV, windenergie en batterijen naast verduurzaming tot een verlaging van de productiekosten.
Met de plannen van CGB om te investeren in zon PV en nieuwe windturbines stijgt het aandeel hernieuwbare elektriciteit van 29% naar 74%, waarna het verwacht wordt weer wat te dalen richting 2030 door de groei van de elektriciteitsvraag en een toename van de inzet van dieselgeneratoren. De productiekosten van CGB dalen met dit plan van 0,287 USD/ kWh in 2022 naar 0,166 USD/kWh in 2030 bij een dieselprijs van 100 USD/vat.

Het aandeel hernieuwbaar wordt door de benodigde minimale inzet van dieselgeneratoren voor het bewaken van netstabiliteit beperkt. Deze rol zou vervuld kunnen worden door de batterijsystemen, maar dit is volgens DNV nog geen bewezen techniek voor netten zoals die van Bonaire. Als door ontwikkeling van de batterijtechnologie deze rol wel vervuld kan worden door de batterijen kan het aandeel hernieuwbare elektriciteit zonder additionele investeringen toenemen tot 77-83% en de gemiddelde productiekosten wat dalen naar 0,159 USD/kWh.

Er een subsidieaanvraag gedaan door WEB om de elektriciteitstarieven verder te verlagen. Er zijn meerder varianten doorgerekend, zoals een investeringssubsidie van maximaal 58,1 miljoen USD waarmee de productiekosten in 2030 dalen naar 0,135 USD/kWh. Een ander alternatief is een renteloze lening, waarmee de hoge financieringskosten waar CGB mee rekent verlaagd kunnen worden. Het effect van de renteloze lening is een daling van de productiekosten naar 0,153 USD/kWh.

Om het hybride plan te realiseren moeten er afspraken gemaakt worden met CGB over nieuwe investeringen en een nieuwe PPA. Een alternatief is de mogelijkheden te onderzoeken om andere partijen te laten investeren. Hierbij moeten er afspraken met CGB gemaakt moeten worden over het power management systeem.

Op St. Eustatius kan het toevoegen van een derde zonnepark met ongeveer gelijke productiekosten als de huidige productiekosten. Richting 2027 leidt het plan tot iets lagere productiekosten.
Op St. Eustatius is de voorkeursoptie van STUCO om een derde zonnepark te realiseren, waarmee het aandeel hernieuwbare elektriciteit stijgt van de huidige 38% naar 55% in 2023. De productiekosten van elektriciteit met het nieuwe zonnepark blijven naar onze schatting in 2023 ongeveer gelijk aan de huidige 0,27 USD/kWh. Daarna dalen de productiekosten naar 0,26 USD/kWh in 2027 doordat er meer zonne-energie ingezet kan worden bij een hogere elektriciteitsvraag en zo de kosten van het plan verdeeld worden over meer kilowatturen. STUCO geeft aan de financiële middelen niet te hebben voor de financiering van het project en zegt daar ondersteuning van de overheid voor te willen vragen. Met een investeringssubsidie van 7,85 miljoen USD in 2023 dalen de productiekosten naar 0,22 USD/kWh. Met een lening met lage rente (1%) dalen de geschatte productiekosten naar 0,25 USD/kWh.

Het is van belang dat de capaciteitsuitbreiding op korte termijn gebeurt gezien de snelle toename van de vraag en om het risico van stroomuitval door een N-2

situatie (wanneer de twee grootste generatoren uit bedrijf zijn) te voorkomen. We hebben niet gekeken naar de mogelijkheid om een nieuwe dieselgenerator toe te voegen om uitval en een N-2-situatie te voorkomen, omdat dit niet zou leiden tot een toename van het aandeel hernieuwbare energie.

Er is ook gekeken naar het bouwen van 3 windturbines van 0,8 MW, waarmee het aandeel hernieuwbaar naar 65% stijgt in 2027. De investeringskosten zijn lager dan voor het zonnepark en de productiekosten in 2027 schatten we iets lager in dan dat van het systeem met het nieuwe zonnepark (afgerond ook 0,26 USD/kWh). Voor windenergie op St. Eustatius is het risico op schade door orkanen een belangrijke factor. In deze inschatting is een verzekering voor orkaanschade meegenomen, maar er blijft hiermee een risico op langdurige uitval van een of meerdere turbines. Ook zal de implementatie van windenergie meer inspanningen vergen en meer tijd in beslag nemen, aangezien de technische expertise moet worden ontwikkeld en kabelverbindingen en toegangswegen moeten worden aangelegd. Hierdoor verkrijgt de optie van het derde zonnepark de voorkeur van STUCO om op korter termijn de capaciteit uit te breiden. Windenergie kan echter nog als optie worden beschouwd voor de volgende investeringscyclus rond 2027.

Op Saba leiden de huidige plannen voor verdere verduurzaming met windenergie in eerste instantie tot hogere productiekosten, waarna de productiekosten weer dalen richting de huidige productiekosten naarmate de elektriciteitsvraag groeit.
Op Saba is er gekeken naar de optie om windenergie toe te voegen. Op basis van maandelijkse productiedata kan het aandeel duurzame elektriciteit verhoogd worden tot 80% en meer. Met een investering in 2,5 MWh aan additionele batterijcapaciteit leidt dit tot een stijging van de productiekosten naar 0,37 USD/MWh. Uit de analyse van Pondera is niet duidelijk of dit voldoende batterijcapaciteit is om een aandeel hernieuwbaar van boven de 80% te halen. Ook SEC geeft aan dat ze de financiële middelen niet hebben voor deze investering. Met een investeringssubsidie voor het hele investeringsbedrag dalen de productiekosten naar 0,24 USD/kWh. Met een lening met 1% rente dalen de productiekosten naar 0,33 USD/kWh.

De bovenstaande vergelijken zijn gemaakt op basis van de huidige productiekosten die mede bepaald worden door de huidige brandstofkosten. Een bijkomend voordeel van verdere verduurzaming is dat daarmee ook de afhankelijkheid van de brandstofkosten en de variabiliteit daarvan kleiner wordt.

Tabel 5.1: Overzicht kosten hybride plan Bonaire, Fase 3 zonnepark St. Eustatius en windenergie Saba, inclusief varianten met een lage rente (1%) lening en 100% investeringssubsidie.

Scenario	Hybride plan Bonaire	Fase 3 zonnepark St. Eustatius	Windenergie Saba
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	131-161,2	17,6	9,2
Aandeel hernieuwbare elektriciteit	71-77%	55%	85-90%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	6	2,5	-
Nieuwe capaciteit wind [MW]	24	-	3,0-4,2
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	8	10	2,5
Investeringskosten [M$]	58,1	7,85	11,2-11,3
Operationele kosten [M$/jaar]	1,5	0,1	0,29-0,35
WACC	7,1%	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,16-0,20	0,27	0,37
Productiekosten met lage rente lening (1%) [USD/kWh]	0,15-0,18	0,26	0,33
Productiekosten met 100% investeringssubsidie [USD/kWh]	0,14-0,16	0,22	0,24
Huidige productiekosten [USD/kWh]	0,25-0,30	0,27	0,30

De productiekosten stijgen als de elektriciteitsmix richting 100% hernieuwbaar gaat.

Op Bonaire kan er op korte termijn 100% duurzaam elektriciteit bereikt worden met de inzet van biodiesel. De meerkosten hiervan vergeleken met het gebruik van diesel zijn vanaf 2023 11,6-15,4 miljoen USD per jaar, in combinatie met het hybride plan van CGB waarmee het aandeel (bio)diesel in de elektriciteitsmix significant daalt vanaf 2023. De productiekosten in 2030 stijgen van 0,166 USD/kWh naar 0,251 USD/kWh bij het gebruik van biodiesel. Bij dergelijke kosten voor biodiesel is het naar onze schatting goedkoper om het aandeel biodiesel te minimaliseren door grootschalig te investeren in zon PV en batterijsystemen. Zelfs met huidige kosten is een investering in 25 MW zon PV en 25 MW/100MWh batterijopslag is met kosten van 11,5 miljoen USD per jaar goedkoper dan het gebruik van biodiesel. Biodiesel zal in zo'n scenario wel nog nodig zijn om variaties op dag of seizoenbasis op te kunnen vangen. Op termijn kunnen variaties op dag-basis mogelijk ook opgevangen worden door het gebruik van de batterijen van elektrische voertuigen voor zowel afname als teruglevering. Ook in dit geval is de minimale benodigde inzet van generatoren voor netstabiliteit een beperkende factor voor de hoeveelheid elektriciteit uit variabele energiebronnen dat het net op kan.

Om een elektriciteitssysteem te realiseren dat alleen gebruik maakt van zon PV, windenergie en batterijen is veel additionele capaciteit nodig. In onze grove inschattingen voor Bonaire is in 2030 89 MWp zon PV, 68 MW/272 MWh batterijopslag en 50-70 MW windenergie nodig. Totale investeringen komen uit op 287-334 miljoen USD en de productiekosten op 0,31-0,34 USD/kWh.

Het toevoegen van OTEC verlaagt de benodigde investeringen in zon PV, windenergie en batterijen in het bovenstaande scenario. Met een 10 MW OTEC installatie is onze inschatting op basis van de huidige kosteninformatie dat de productiekosten 0,04 USD/kWh hoger zullen zijn met OTEC.

Op langere termijn (na 2030) kan waterstof mogelijk interessant worden voor Bonaire. Het succes hangt onder meer af van de kostendaling van elektrolyse-techniek, de hoeveelheid uren dat de installatie kan opereren en de technische haalbaarheid van een dergelijke installatie op een klein eiland als Bonaire.

Tabel 5.2: Overzicht kosten opties voor klimaatneutraal elektriciteitssysteem Bonaire in 2030.

Variant	Zon, wind en batterijopslag	Biodiesel	OTEC
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	161,2	161,2	161,2
Aandeel biodiesel	0%	30%	0%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	89	6	52
Nieuwe capaciteit wind [MW]	50-70	24	50
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	272	8	170
Nieuwe capaciteit OTEC [MW]	-	-	10
Investeringskosten [M$]	287-322	58,1	353
Operationele kosten [M$/jaar]	9,-9,9	1,5	12,3
WACC	7,1%	7,1%	7,1%
Productiekosten [USD/kWh]	0,31-0,34	0,25	0,38

Op St. Eustatius kunnen de onderzochte opties voor meer zonne-energie en windenergie gecombineerd worden tot een systeem met een aandeel hernieuwbare elektriciteit van 80% in 2027. De productiekosten van 0,28 USD/kWh zijn wat hoger dan de huidige productiekosten. Een systeem met 6 windturbines en een aandeel hernieuwbare elektriciteit van 100% in 2027 kan met een productiekosten van 0,30 USD/kWh.

Ook biodiesel kan gebruikt worden om 100% hernieuwbare elektriciteit te bereiken op St. Eustatius. De brandstofkosten verdrievoudigen hierdoor van 2 miljoen USD per jaar naar 6 miljoen USD per jaar met de huidige elektriciteitsmix. Met het derde zonnepark dalen de biodieselkosten naar 3,6 miljoen USD per jaar, nog altijd een toename van 2,4 miljoen USD vergeleken met het gebruik van diesel. Hierdoor stijgen de productiekosten naar 0,45 USD/kWh. Als er behalve zonne-energie ook 3 windturbines van 0,8 MW toegevoegd worden dan komen de productiekosten met het gebruik van biodiesel uit op 0,36 USD/kWh, ook hoger dan de huidige productiekosten.

Tabel 5.3: Overzicht kosten elektriciteitssysteem St. Eustatius met hoog aandeel hernieuwbaar in 2027.

Variant	Zon, wind en batterijopslag	Zon, wind en batterijopslag	Biodiesel
Jaarlijkse elektriciteitsvraag [GWh]	18,6	18,6	18,6
Aandeel hernieuwbaar	80%	100%	100%
Aandeel biodiesel	0%	0%	20%
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,5	2,5	2,5
Nieuwe capaciteit wind [MW]	2,4	4,8	2,4
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	15	16	15
Investeringskosten [M$]	19,2	28,6	19,2
Operationele kosten [M$/jaar]	0,23	0,31	2,4
WACC	6%	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,28	0,30	0,36

Op Saba kan er met een uitbreiding van windenergie, zon PV en batterijcapaciteit een stap gezet worden richting 100% hernieuwbare elektriciteit in 2030. Bij de case met 3 windturbines van 1 MW moet er nog 2 MW aan zon PV bijgeplaatst worden om op gemiddelde dagen voldoende duurzame elektriciteit op te wekken. Voor de case met een enkele windturbine van 4,2 MW is er geen additionele zon PV nodig, maar mogelijk wel een investering in een uitbreiding van de aansluiting om een groter deel van de opgewekte stroom het net in te kunnen voeden. In beide gevallen is er wel additionele batterijopslag nodig om een deel van de overdag opgewekte elektriciteit naar de avond te kunnen verschuiven. Door de besparing in dieselkosten komen het totale productiekosten uit op 0,33-0,39 USD/kWh. Voor gemiddelde dagen is deze capaciteit voldoende om 100% hernieuwbare elektriciteit te leveren. In principe is de capaciteit voldoende om gedurende het hele jaar voldoende hernieuwbare elektriciteit te produceren om de elektriciteitsvraag te voorzien. Wel kan het dat er op dagen of gedurende maanden met minder dan gemiddelde condities of hogere vraag meer capaciteit nodig is om genoeg elektriciteit te produceren om aan de vraag te voldoen. Dan is er additionele capaciteit zon PV, windenergie en/of batterijcapaciteit nodig. Hiermee zullen de productiekosten naar verwachting hoger uitvallen dan de huidige productiekosten. Meer gedetailleerde modellering kan meer duidelijkheid en zekerheid geven over of de additionele capaciteit voldoende is om een jaar lang 100% hernieuwbare elektriciteit te kunnen leveren op Saba.

Tabel 5.4: Overzicht kosten scenario's 100% duurzame elektriciteit Saba in 2030.

Variant	Medium	Groot
Jaarlijkse elektriciteitsvraag 2030 [GWh]	12,4	12,4
Nieuwe capaciteit zon PV [MW]	2,0	-
Nieuwe capaciteit wind [MW]	3,0	4,2
Nieuwe capaciteit batterijopslagsystemen [MWh]	10,9	5,9
Investeringskosten [M$]	18,8	13,4
Operationele kosten [M$/jaar]	0,4	0,3
WACC	6%	6%
Productiekosten [USD/kWh]	0,39	0,33

De gevolgen van verduurzaming van de elektriciteitsmix op korte termijn zijn redelijk goed in kaart gebracht. Wat er nodig is om op lange termijn een transitie naar 100% hernieuwbaar te realiseren heeft nog minder aandacht gekregen en kent meer onzekerheid.
Voor de eerstvolgende stap naar verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix is onderzoek gedaan door CGB, Verlaan en Pondera. Hierdoor is er redelijk goed zicht op de impact van deze stappen. Voor de lange termijn is er op alle eilanden de ambitie om geheel duurzaam te worden, maar deze ambitie is nog weinig concreet gemaakt.

Met grove inschattingen hebben we hier geprobeerd meer inzicht te geven op de verschillende opties om de elektriciteitsmix verder te verduurzamen richting 2030, inclusief de kosten en de impact van deze opties. Deze inschattingen zijn gebaseerd op de minimale benodigdheden om richting een 100% hernieuwbare elektriciteitsmix te gaan. Om met hoge waarschijnlijkheid voldoende hernieuwbare elektriciteit te hebben en een stabiel elektriciteitsnet te garanderen moeten mogelijk additionele kosten gemaakt worden, die een invloed hebben op de totale

productiekosten en daarmee de elektriciteitstarieven die de consumenten op de eilanden betalen.

De inschattingen zijn gebaseerd op een aantal aannames die onzekerheden kennen. De prijs van (bio)diesel fluctueert. De kosten van een grootschalige OTEC installatie zijn niet gebaseerd op een gedetailleerd ontwerp waardoor de kosteninschatting nog wat onzeker is. De prijzen van onder andere batterijen zijn de afgelopen jaren snel gedaald en verdere daling wordt verwacht. De elektriciteitsvraag op de eilanden wordt de komende jaren verwacht met 2-5% per jaar toe te nemen. Veranderingen in vraag en de kosten van brandstof of duurzame technieken hebben een impact op de haalbaarheid en kosten van de verschillende opties.

Ook na 2030 wordt de elektriciteitsvraag op Bonaire, St. Eustatius en Saba verwacht verder toe te nemen, dus er moet elke paar jaar geïnvesteerd worden in nieuwe capaciteit. Periodiek onderzoek doen naar de beste mogelijkheden op basis van de dan geldende omstandigheden zal nodig blijven. Onderzoek naar concrete projecten en modelleerwerk kunnen ondersteuning bieden voor de keuzes die gemaakt moeten worden.

Andere opties voor de korte termijn zijn niet veelbelovend.
Voor biomassa en afvalverbrandingsinstallaties is te weinig potentieel. Naar de mogelijkheden voor geothermie op St. Eustatius wordt door een Franse groep gekeken, maar hier is nog veel onduidelijkheid over. Waterontzilting is verantwoordelijk voor een groot deel van de elektriciteitsvraag op Bonaire, St. Eustatius en Saba. Flexibel water produceren aan de hand van de productie van duurzame elektriciteit kan de benodigde investeringen in de opslag van elektriciteit verminderen. Hier is echter additionele investering nodig in capaciteit voor waterontzilting en opslag van water. Op korte termijn lijkt hier niet voldoende capaciteit voor te komen om hier gebruik van te kunnen maken.

Waterstof is op de korte termijn niet interessant omdat er eerst verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix moet plaatsvinden voor het CO_2 reductie geeft, de kosten hoog zijn en de technische haalbaarheid op de kleine eilanden onzeker is. Op de langere termijn kan het mogelijk interessant worden, afhankelijk van de ontwikkelingen van de techniek, kosten en de situatie op de eilanden.

Voor wegtransport lijkt elektrisch transport de voor de hand liggende optie op alle eilanden voor een CO_2-neutraal systeem dat niet afhankelijk is van de import van brandstoffen.
Biodiesel kan gebruikt worden om de CO_2-intensiteit van dieselauto's te verminderen, maar zal de afhankelijkheid van brandstofimport in stand houden. Waterstofproductie op de eilanden is tot 2030 niet te verwachten, waardoor ook alleen import op de korte termijn het gebruik van brandstofcelvoertuigen mogelijk zal maken. Voor elektrisch transport is er geen brandstofimport nodig, wel is er additionele (hernieuwbare) elektriciteit en laadinfrastructuur nodig.

Elektrisch transport heeft ook het voordeel dat er geen NOx en fijnstof uitgestoten wordt door de auto's. Bij een hoger aandeel duurzame elektriciteit in de elektriciteitsmix resulteert het overgaan op elektrisch transport in een afname van de uitstoot van CO_2, NO_x en fijnstof.

De groei in elektriciteitsvraag is grof ingeschat op 4-11%. Er is weinig data beschikbaar over het huidige energieverbruik in de mobiliteit in Caribisch Nederland, waardoor exacte inschattingen van de groei in elektriciteitsvraag nog lastig te maken zijn. In combinatie met zonne-energie opwek gedurende de dag heeft gecentraliseerde laadinfrastructuur de voorkeur boven thuisladen. Zo kan er voorkomen worden dat de piekvraag vergroot wordt door de vraag naar elektriciteit voor EV laden en kan de benodigde batterijopslagcapaciteit voor het elektriciteitssysteem verminderen. Gecentraliseerde laadinfrastructuur brengt wel meer kosten met zich mee. Op de lange termijn kunnen de EV's mogelijk een rol spelen in het leveren van opslagcapaciteit en flexibiliteit aan het elektriciteitsnet, maar hier is nog de nodige voorbereiding voor nodig.

Aanschafkosten en acceptatie van EV's als geschikte toepassing op de eilanden zijn de grootste barrières. Voor aanschafkosten kan een subsidieregeling zoals de SEPP helpen. Ook kan de aantrekkelijkheid van EV's vergroot worden door het beprijzen van fossiele brandstoffen (accijns) of hogere belastingen op benzine en diesel auto's. Voor acceptatie is ervaring opdoen door middel van pilots een mogelijkheid.

5.1 Aanbevelingen

Bekijk samen met de elektriciteitsbedrijven en openbare lichamen hoe er op korte termijn geïnvesteerd kan worden in verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix.
Op Bonaire is CGB bereid te investeren en lopen er gesprekken met BBT over de rol als BBT als investeerder. Er moeten afspraken gemaakt worden over het verlengen van de power purchase agreement (PPA) van CGB. Investeringen door CGB en BBT leiden naar verwachting naast een hoger aandeel hernieuwbare elektriciteit ook tot een daling van de productiekosten op Bonaire. Op St. Eustatius leidt de investering tot iets hogere productiekosten op de korte termijn, waarna de productiekosten richting 2027 weer iets zullen dalen. Op Saba leidt de investering in windenergie naar een significante stijging van de productiekosten. De investering kan terugverdiend worden door de elektriciteitstarieven te verhogen, maar de elektriciteitsbedrijven geven aan dit niet wenselijk te vinden. De elektriciteitsbedrijven op St. Eustatius en Saba geven ook aan dat ze het kapitaal niet hebben om de initiële investering te betalen, waar een oplossing voor gevonden moet worden. Investeringssubsidies en leningen met lage rente kunnen naast de financiering van de initiële investering ook leiden tot lagere elektriciteitstarieven.

Onderzoek voor Bonaire de mogelijkheden om de komende jaren de afhankelijkheid van generatoren voor systeemstabiliteit te verkleinen.
De minimale inzet van dieselgeneratoren om stabiliteit te garanderen is een beperkende factor op Bonaire voor verdere verduurzaming met zon PV, windenergie en batterijen. Als de minimale inzet afgeschaald kan worden door de inzet van batterijsystemen om netstabiliteit te garanderen kan er op gemakkelijke en goedkope manier verdere verduurzaming van de elektriciteitsmix gerealiseerd worden. Op St. Eustatius en Saba draaien de elektriciteitssystemen voor grote delen van de dag al op 100% zonne-energie en batterijen. Kennisuitwisselingen

tussen de eilanden kan helpen met verdere verduurzaming met batterijsystemen centraal voor het bewaken van systeemstabiliteit.

Onderzoek voor Bonaire de mogelijkheden om biodiesel in te zetten om op korte termijn 100% hernieuwbare elektriciteit te leveren.
Voor Bonaire lijkt een combinatie van zon PV, windenergie, batterijopslag en biodiesel de goedkoopste optie voor een 100% hernieuwbare elektriciteitsmix op korte termijn. De kosten zijn met de huidige diesel en biodieselprijzen wel hoger dan een elektriciteitsmix van 70-80% hernieuwbaar waar het laatste deel van de elektriciteitsmix nog geleverd wordt door diesel. We hebben geen optimalisatie gemaakt van het aandeel biodiesel waarmee de stijging in productiekosten geminimaliseerd worden. Modelberekeningen kunnen inzicht geven op de optimale elektriciteitsmix met het gebruik van biodiesel. Of de hogere productiekosten voor een 100% hernieuwbaar elektriciteitssysteem acceptabel zijn en hoe de hogere kosten verdeeld worden moet ook nader onderzocht en besproken worden.

Voor het importeren van biodiesel moet een importketen opgezet worden, waar BBT en CGB een rol in kunnen spelen. De haalbaarheid en betaalbaarheid van het opzetten van een importketen en het importeren van biodiesel moeten nader onderzocht worden. Ook de gevoeligheid van de internationale biodieselprijs voor fluctuaties en de impact hiervan op de productiekosten dient nader onderzocht te worden.

Onderzoek voor OTEC de mogelijkheden voor kostenreductie.
Met de huidige kosteninschattingen is OTEC een dure optie voor verduurzaming op Bonaire. Het is wel interessant om te kijken of kostenreductie voor OTEC mogelijk is, omdat er beperkte technische opties zijn voor verduurzaming in Caribisch Nederland. Een extra optie hebben kan op termijn een voordeel zijn. Er zijn meerdere opties voor verbetering van de business case van OTEC, zoals het gebruik van het koude water voor koeling en een grotere drijvende installatie op zee. Voor beide opties is er nog geen gedetailleerd ontwerp voor Bonaire, die nodig zijn om betere inschattingen te kunnen maken van de kosten en baten. Ook kunnen de kosten van een OTEC installatie verlaagd worden door het gebruik van alternatieve materialen en configuraties. Onderzoek naar het gebruik van alternatieve materialen is een beperkt budget voor nodig, waardoor het een laagdrempelige optie is om te kijken of OTEC nog interessant kan zijn als optie naast zonne-energie, windenergie en biodiesel.

Bekijk samen met de elektriciteitsbedrijven en openbare lichamen naar wat er op termijn nodig is om de doelstellingen om klimaatneutrale eilanden te worden waar te maken.
Alle drie de eilanden communiceren op termijn duurzame bestemmingen te willen worden, maar deze ambitie is nog weinig concreet gemaakt. In dit onderzoek hebben we gekeken naar meerdere technische opties om klimaatneutrale energiesystemen te realiseren en de implicaties van deze routes. Al deze opties hebben hun voor- en nadelen, zoals kosten, ruimtegebruik, benodigde import en wanneer realisatie mogelijk is. Alle opties lijken vooralsnog hogere kosten te hebben dan systemen waar nog een deel diesel gebruikt wordt. Dat terwijl het omlaag brengen van de productiekosten op alle drie de eilanden een belangrijk doel is. Hoe deze hogere kosten betaald worden bij een overgang naar klimaatneutrale energiesystemen moet ook besloten worden.

Op alle eilanden is de komende jaren groei in elektriciteitsvraag voorzien, waardoor er op termijn meer investeringen in duurzame opwekcapaciteit benodigd zullen zijn. Voor nieuwe investeringen moeten de bovenstaande overwegingen over kosten, ruimtegebruik, importlogistiek en kostenverdeling ook meegenomen worden.

Stimuleer de overgang naar elektrisch vervoer.
Elektrisch vervoer lijkt de logische optie voor duurzame mobiliteit op Bonaire, St. Eustatius en Saba. Er zijn nog weinig stappen gezet om elektrisch vervoer mogelijk en aantrekkelijk te maken. Er zijn weinig prikkels voor de overstap naar EV's, nog geen infrastructuur, weinig beschikbaarheid van EV's en onder bewoners weinig bekendheid met en kennis over EV's. Meer prikkels kunnen geïntroduceerd worden in de vorm van ondersteuning voor de aanschaf en import van EV's of een verhoging van de kosten van het gebruik van benzine en diesel. Pilot projecten kunnen meer duidelijkheid scheppen over de benodigde infrastructuur, de invloed van EV's op het elektriciteitssysteem en bekendheid onder de bewoners stimuleren. Het overgaan op elektrisch vervoer zal tot een stijging van de elektriciteitsvraag leiden, waar rekening mee gehouden moet worden bij het plannen van de uitbreidingen van de elektriciteitssystemen. Verder onderzoek naar energieverbruik in de mobiliteit en pilots kunnen meer duidelijk maken over de exacte implicaties van de overstap naar elektrisch vervoer op de elektriciteitssystemen.

Referenties

ACM (2020a). Beschikking variabel tarief elektriciteit 1 juli 2020 St. Eustatius (Caribisch Nederland). Found at: https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-variabel-tarief-elektriciteit-1-juli-2020-st-eustatius-caribisch-nederland

ACM (2020b), https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-variabel-tarief-elektriciteit-1-juli-2020-saba-caribisch-nederland

ACM (2021a), https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-productieprijs-elektriciteit-2021-bonaire-contourglobal-caribisch-nederland

ACM (2021b). Beschikking variabel tarief elektriciteit 1 juli 2021 St. Eustatius (Caribisch Nederland). Found at: https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-variabel-tarief-elektriciteit-1-juli-2021-st-eustatius-caribisch-nederland

ACM (2021c), https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-variabel-tarief-elektriciteit-1-juli-2021-saba-caribisch-nederland

ACM (2021d), https://www.acm.nl/nl/publicaties/beschikking-distributietarieven-elektriciteit-2021-saba-sec-caribisch-nederland

Allen, G., Barnes, E., Bouacida, I., Brink, J., de Roos, M., Surian, J. (2019), Green driving on the unspoiled Queen. Roadmap for the implementation of electric driving on Saba, Universiteit Utrecht.

ASDC (2021). Interview met vertegenwoordiger van de Association for Sustainable Development of the Caribbean.

Bluerise en Topsector Water (2014), Offshore ocean thermal energy conversion: Feasibility study of a 10 MW installation.
CBS (2021), Statline data over Caribisch Nederland. Bezocht op 10 december 2021.
https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/en/navigatieScherm/thema?themaNr=80602

CBS (2021), StatLine: Caribisch Nederland; aansluitingen en productie van elektriciteit en water. Bezocht op 13 december 2021, https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81154ned/table?ts=1639389308615

CE Delft (2013), Bringing biofuels on the market. Options to increase EU biofuels volumes beyond the current blending limits.

Contour Global (2020), Sustainable options for ensuring energy security of Bonaire. Presentatie 7 mei 2020.

Contour Global (2021), Bonaire LFO HFO Demand Projections. Calculations, 9 June 2021.

Contour Global (2021), Bonaire renewable energy capacity additions. Indicative proposal, revision 5, 11 maart 2021.

De Vita, A., Capros, P., Evangelopoulou, S., Kannavou, M., Siskos, P., Zazias, G., Boeve, S., Bons, M., Winkel, R., Cihlar, J., De Vos, L., Leemput, N., Mandatova, P. (2018). Sectoral integration - long term perspective.

DNV GL (2021), Review of optimum fuel mix and indicative proposal CountourGlobal Bonaire for renewable energy capacity additions. Memo aan WEB Bonaire.

ECN (2000). Application of Sustainable Energy on the Island of Bonaire. Phase 1: Inventory of Sustainable Energy Options. Energy research Centre of the Netherlands.

ECN (2010). The possibilities with hydrogen on island environment. Aruba, September 30, 2010. Energy research Centre of the Netherlands.
ECN (2014). Site Assessment and Technology Selection for St. Eustatius and Saba. ECN-X--14-072. Energy research Centre of the Netherlands.

ECN (2016). Evaluation commercial offers for extension of the PV solar capacity at the Dutch Caribbean island of Statia. ECN-E—16042. Energy research Centre of the Netherlands.

ETIPOCEAN (2019), Powering homes today, powering nations tomorrow.
IANOS (2020). Decarbonising energy systems of geographical islands. H2020-LC-SC3-ES-4-2020 IA - Innovation Action. IntegrAted SolutioNs for the decarbOnization and Smartification of islands.

IRENA (2012). Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for Decision Makers. International Renewable Energy Agency.

IRENA (2014), Ocean Thermal Energy Conversion: Technology Brief.

IRENA (2015). Renewable desalination: Technology options for islands. International Renewable Energy Agency.

Lensink, S. en Schoots, K. (red.) (2021), Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021, Den Haag: PBL.

Marcus Gioutsos, D. (2016). Determination of cost-optimal electricity system configurations for the transition to sustainable energy systems on islands. Delft University of Technology.

Marsidi, M. (2018). Technology Factsheet: Small scale Alkaline-electrolysis H2 installation. Found at: https://energy.nl/wp-content/uploads/2018/10/FINAL-Factsheet-Small-scale-H2-Alkalische-Elektrolyse.pdf

Marsidi, M. (2019). Technology Factsheet: Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Hydrogen Installation – Small-scale. Found at: https://energy.nl/wp-

content/uploads/2019/01/Polymer-electrolyte-membrane-PEM-hydrogen-installation-%E2%80%93-small-scale.pdf

Ministerie van Economische Zaken (2016), Duurzaam en betaalbare energie in Caribisch Nederland. De ontwikkeling van de elektriciteitsvoorziening.
NOW (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland.

OL Saba (2019), Saba's Energy Sector Strategy 2020-2025

Platts (2021). Biodiesel prices (SME & FAME). Neste. Found at: https://www.neste.com/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame#d088be77

Pondera (2021), Wind energy on Saba. A Feasibility Assessment (V3.0, 31 mei 2021).

RVO (2021), https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sepp
Schelleman en van Weijsten (2016), Renewable Energy Future for the Dutch Caribbean Islands Bonaire, St. Eustatius and Saba.
SEC en OL Saba (2021), interview met vertegenwoordigers van SEC en het Openbare Lichaam van Saba.

STUCO (2016). Statia Utility Company (STUCO) website. Found at: https://stucoeux.com

STUCO (2021). Interview met vertegenwoordigers van Statia Utility Company.
Thomas D. (Hydrogenics), Mertens D. (Colruyt), Meeus M. (Sustesco), Van der Laak W., Francois I. (WaterstofNet) (2016). Power-to-Gas Roadmap for Flanders. Brussels. October, 2016.

TNO (2019), Factsheet Li-ion batteries, https://energy.nl/en/factsheet/lithium-ion-battery-for-power applications/

TNO (2019), Factsheet Solar PV, https://energy.nl/en/factsheet/solar-pv-groundbased-1-mwp-oriented-south/

TNO (2021), Stroom uit water. Onderzoek potentieel elektriciteitsopwekking uit water ten behoeve van de Verkenning Elektriciteit uit Water.

Verlaan Consulting (2021). Determination of next electrical production expansion of STUCO. Final report.

WEB (2020), Subsidie verzoek duurzame energie project Bonaire.
WEB (2021). Interview met vertegenwoordiger van het Water en Energiebedrijf Bonaire.

WUR (2021), https://www.algaeparc.com/projects/6/algaeparc-bonaire en https://www.wur.nl/nl/artikel/op-bonaire-groeien-de-algen-beter.htm, bezocht op 9 december 2021.