



Warmteconcept Havengebied Vlieland

Rapport Haalbaarheidsstudie

2 november 2022 | Vincent Esposto – Ruud van Aart – Frank Kramer

ekwadraat
ARCHITECTS OF THE SUSTAINABLE CHAIN

Vlieland

Warmteconcept Havengebied Vlieland

Opdrachtgevers	Gemeente Vlieland Energiecoöperatie Vlieland Stichting aanloophaven Vlieland Provincie Fryslân
Adviseur	Ekwadraat BV Ynduksjewei 4 8914 CA Leeuwarden T. 088 4000 500 info@ekwadraat.com
Colofon	Contactpersoon: Vincent Esposto Versie: 1.0 Status: Rapport Haalbaarheidsstudie Datum: 02-11-2022

Inhoud

Inhoud 3

1. Aanleiding 5

1.1 Microbiële aantasting damwanden 5

1.2 Klimaatdoelstellingen en stijgende gasprijzen 5

1.3 Waddenfonds 5

1.4 Koppelkans en technische haalbaarheid energieconcept 6

1.5 Samenwerking en Achtergrond 6

1.6 Gefaseerde aanpak 6

1.7 Leeswijzer 9

2. Energieconcept 10

2.1 Warmtevraag 10

2.1.1 Gemeentewerf en Havengebouw – Fase 1 10

2.1.2 Bedrijventerrein – Fase 2 10

2.1.3 Oost-Vlieland – Fase 3 11

2.2 Warmteopwek 11

2.2.1 Energiedamwanden 11

2.2.2 Zonthermie bedrijvenpark 13

2.2.3 Rioolwaterzuivering 14

2.3 Smart Grid 16

2.4 Opslag 16

3. Business case Fase 1 18

3.1 Toelichting keuzes fase 1 18

3.2 Kosten-Baten Analyse fase 1 19

4. Business case Fase 2 21

4.1 Toelichting keuzes fase 2 21

4.2 Kosten-Baten Analyse fase 2 22

5. Business case Fase 3 23

5.1 Toelichting keuzes fase 3 23

5.2 Kosten-Baten Analyse fase 3 24
6. Conclusies 25
6.1 Overzicht 25
6.2 Optimalisaties 25
6.2.1 Fase 1 26
6.2.2 Fase 2 28
6.2.3 Fase 3 - Gevoeligheidsanalyses 28
6.2.4 Fase 3 – PV-panelen 32

1. Aanleiding

1.1 Microbiële aantasting damwanden

In 2020 is een onderzoek naar verzakkingen aan het talud bij de werkhaven en de aanloophaven, uitgevoerd door Microbial Analysis. Dit bracht microbiologisch geïnduceerde corrosie aan het licht als oorzaak van de verzakkingen. De microbiële aantasting veroorzaakt gaten in de damwanden, met verzakkingen als gevolg. De consequentie hiervan is dat de damwanden binnen enkele jaren vervangen dienen te worden.



Figuur 1: Verzakking na aanleiding van microbiële aantasting

1.2 Klimaatdoelstellingen en stijgende gasprijzen

De gemeente Vlieland heeft als doelstelling om in 2050 compleet aardgasvrij te zijn. Dit betekent ook dat het aanloophavengebied op termijn wordt verduurzaamd. De urgentie om dit gebied te verduurzamen wordt tevens versterkt door de forse stijging in energieprijzen. De bijbehorende investeringen zullen mogelijk maar niet per definitie zorgen dat de haven in de toekomst goedkoper uit is. De bedrijfsvoering wordt hoe dan ook hiermee duurzamer ingericht.

1.3 Waddenfonds

Het samenvoegen van de hierboven benoemde opgaven maakt dit project aantrekkelijk voor het Waddenfonds. Onder het Waddenfonds worden tot 90% van de subsidiabele kosten van projecten gefinancierd, tot maximaal een miljoen euro. Dit jaar sluiten een aantal subsidiabele thema's van het Waddenfonds goed aan bij de benoemde uitdagingen:

- Verduurzaming energiehuishouding
- Duurzame recreatie en duurzaam toerisme
- Duurzame waddenhavens

Verder is een zeker gehalte van complexiteit en innovatie van belang voor het Waddenfonds. Deze elementen zijn in dit project te vinden door gebruik van een 'smart grid' met meerdere warmtebronnen (oppervlaktewater en zon). In een later stadium kan de restwarmte uit de nabijgelegen rioolwaterzuiveringsinstallatie ook worden toegevoegd als warmtebron in het project.

1.4 Koppelkans en technische haalbaarheid energieconcept

Door de damwanden uit te rusten met een systeem om warmte te winnen, kunnen de damwanden ingezet worden om (onder andere) het havengebied duurzaam te verwarmen. Vervanging van de damwanden zelf betekent al een forse investering, en de additie van een warmte-winnend systeem vraagt om een meerinvestering. Deze meerinvestering kan in potentie worden terugverdiend.

Verder is er ook potentie voor zonthermie (warmteopwek door zonenergie) in het aanloophavengebied vanwege de vele loodsen met dakruimte. Deze geconstateerde potentie voor warmteopwek was aanleiding om ook te zoeken naar een aansluitende warmtevraag. Hieruit kwam voort het idee om ook een deel van het dorp Oost-Vlieland van duurzame warmte te voorzien. Een 'smart grid' kan worden toegepast om de warmtevraag- en aanbod slim te koppelen. In een later stadium kan de nabijgelegen rioolwaterzuiveringsinstallatie ook fungeren als warmtebron.

Ekwadraat werd gevraagd om de technische en financiële haalbaarheid van dit energieconcept te onderzoeken.

1.5 Samenwerking en Achtergrond

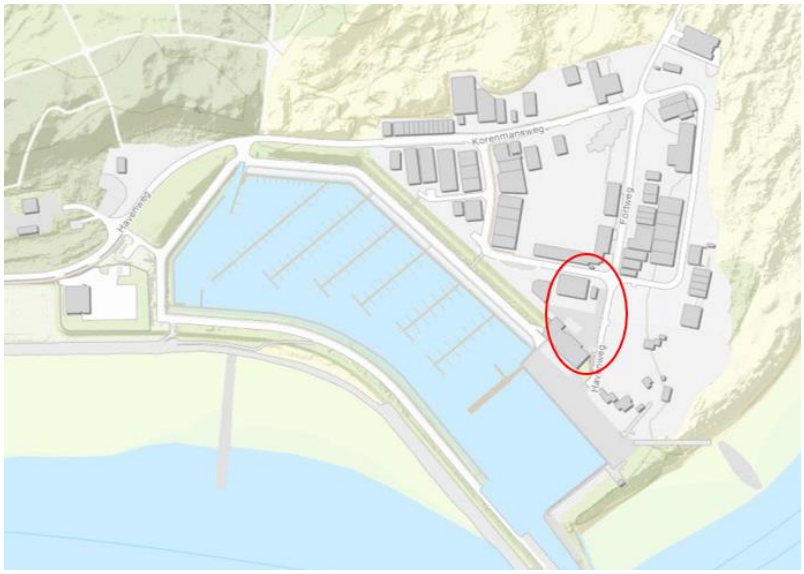
Dit project is geboren als samenwerking tussen vier partijen: de gemeente Vlieland en de Stichting Aanloophaven Vlieland als directe belanghebbenden bij het gebeid, de Energie Coöperatie Vlieland als koploper op verduurzamende projecten op het eiland, en de Provincie Fryslân die dit project volgt en ondersteunt.
In de transitievisie warmte (TVW) die Vlieland heeft opgesteld, neemt het eiland zich voor om het havengebied te verduurzamen. De TVW verwijst naar een warmtenet als de oplossing met grote potentie, en het vernieuwen van de damwanden werd tevens herkend als een passende koppelkans. Dit project sluit aan bij de ambities van de gemeente voor een aardgasvrij eiland, de verduurzaming van het havengebied en de vernieuwing van de damwanden.
Daarnaast wordt bij dit project de afstemming gezocht met andere vergelijkbare projecten in het Waddengebied en binnen de Provincie Friesland. Met name op aquathermie uit de Waddenzee lopen er verschillende initiatieven.
Op Vlieland zelf loopt een proeftuin voor het Programma Aardgasvrije Wijken. Hierin wordt ingezet op een collectieve warmteoplossing op basis van zonnecollectoren. Geleerde lessen kunnen ook op dit project van toepassing zijn. Daarnaast is er in een later stadium potentiële meerwaarde in het koppelen van het warmtenet van de proeftuin en het warmtenet voor dit energieconcept.

1.6 Gefaseerde aanpak

Het energieconcept was gesplit in drie fases, en Ekwadraat werd gevraagd om per fase inzicht te geven in de haalbaarheid en business case. Het voordeel van een gefaseerde aanpak is dat in latere fases lering getrokken kan worden uit vroegere, kleinschaligere fases. Tussen de fases kan dan ook op het project beter worden gestuurd.

Fase 1: Havengebouw en gemeentewerf

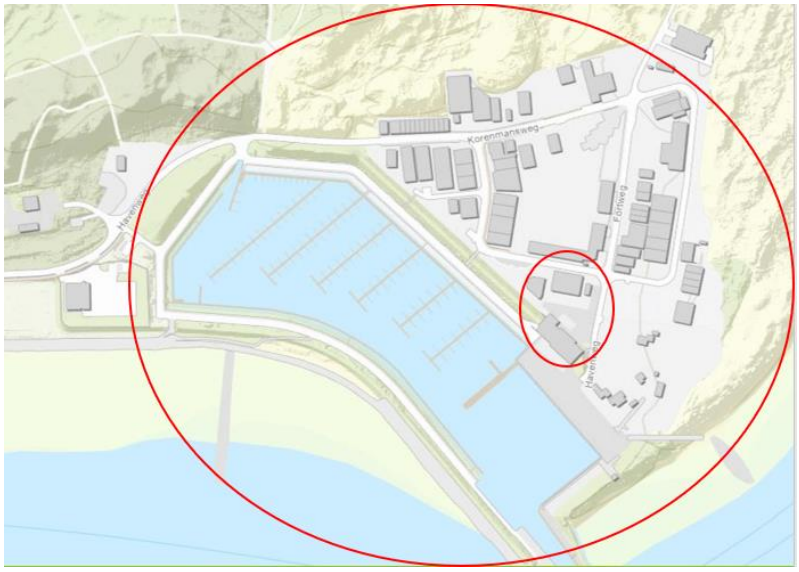
Fase 1 omvat het havengebouw en de gemeentewerf. Deze gebouwen staan samen voor circa 50% van de warmtevraag van het havengebied. Het havengebouw bevat onder andere een kleine supermarkt, een wasruimte, kantoorruimtes en een restaurant. De gemeentewerf bevat o.a. loodsen, werkplaatsen met kantoor, een milieustraat. Tussen de twee gebouwen is een kleine warmteafnemer, Havenweg 66. Deze wordt ook in fase 1 meegenomen.



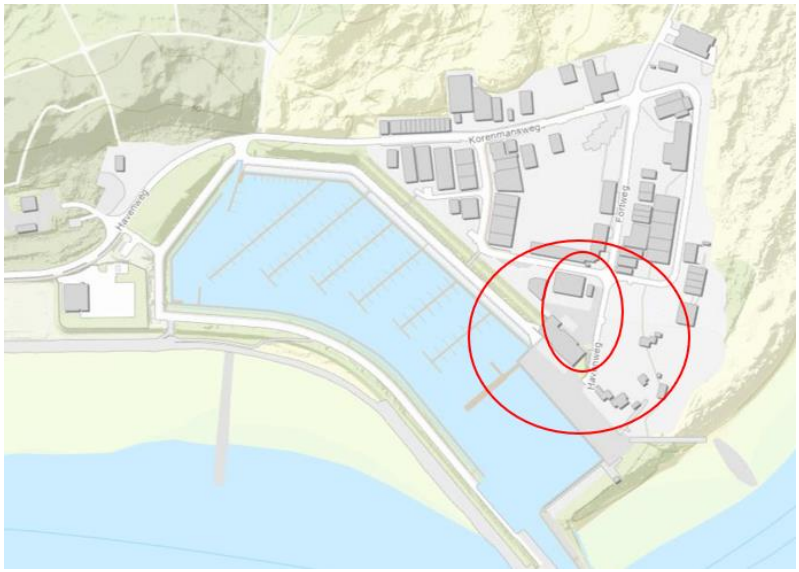
Figuur 2: Illustratie gebiedsomvang fase 1

Fase 2: Bedrijventerrein

Fase 2 omvat het resterende havengebied en bestaat voornamelijk uit loodsen met een relatief lage warmtevraag (Figuur 3). Er is hier een grote oppervlakte aan dakruimte aanwezig, wat interessant is voor zonthermie. Ruimtelijk is dit voordelig, zon op dak scoort goed op de zonneladder. Echter is door de disproportionaliteit van de lage warmtevraag en de hogere potentie voor warmte opwek fase 2 alleenstaand financieel zeer onaantrekkelijk. Hierdoor is besloten om de in eerste instantie beoogde fase 2 niet uit te rekenen. Om de stap tussen fase 1 en 3 kleiner te maken, is in dit rapport fase 2 geherdefinieerd (zie Figuur 4) en de business case uitgewerkt. Onder de herdefinieerde fase 2 wordt de omvang aangepast om een aantal kleinere warmteafnemers mee te nemen. Tabel 1 geeft de adressen weer.



Figuur 3: Illustratie gebiedsomvang fase 2 eerste opzet



Figuur 4: Illustratie gebiedsomvang fase 2 herdefiniëring

Tabel 1: Adressen fase 2

Adres	Naam
Havenweg 60	KNRM
Havenweg 62	
Havenweg 22	
Havenweg 22B	
Havenweg 23	Rijkswaterstaat
Havenweg 24	
Havenweg 26	

Fase 3: Verbinding met Oost-Vlieland

Fase 3 omvat de warmtevoorziening voor een deel van het nabijgelegen dorp Oost-Vlieland. Het dorp is gekenmerkt door een relatief hoge warmtevraag vergeleken met fases 1 en 2. Deze hoge warmtevraag kan de warmteopwek uit het bedrijventerrein dekken.

Tussen het havengebied en Oost-Vlieland ligt daarnaast een rioolwaterzuiveringsinstallatie. Deze biedt kansen voor warmtewinning uit afvalwater. De leiding van deze rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI) moet op korte termijn worden vervangen, waardoor de inclusie van de RWZI in het warmteconcept als koppelkans kan worden gezien.



Figuur 5: Illustratie gebiedsomvang fase 3

1.7 Leeswijzer

Dit rapport zal in eerste instantie het energieconcept toelichten. Dit bevat de warmtevraag (aangegeven per fase) en de warmteopwek (aangegeven per type warmtebron). Ook wordt inzet van een smart grid en een warmteopslag omschreven. Vervolgens wordt in detail ingegaan op de business cases van fases 1, 2 en 3. Ten slotte worden de conclusies van dit rapport samengevat en richtingen voor vervolgberekeningen worden geïntroduceerd. Dit laatste noemen wij optimalisaties, waarin andere samenstellingen van warmtevraag en aanbod worden onderzocht.

Doel van dit rapport was om inzicht te bieden in de technische en financiële haalbaarheid van fases 1 tot en met 3, met een aantal optimalisaties.

2. Energieconcept

2.1 Warmtevraag

2.1.1 Gemeentewerf en Havengebouw – Fase 1

Tabel 2 laat de warmtevraag op jaarbasis zien van fase 1. Dit bevat het aardgasverbruik van de volgende gebouwen: de gemeentewerf, het havengebouw en Havenweg 66. De waardes in tabel 2 zijn gebaseerd op het aardgasverbruik van 2021.
Voor de eerste twee gebouwen is de warmtevraag hoog. Dit is te verklaren door de verschillende functies (horeca, kantoor, wasruimte, enz.) die deze gebouwen vervullen. Havenweg 66 heeft een kleine warmtevraag.

Naam	Waarde	Eenheid
Warmtevraag fase 1	28.400	Nm³ aardgas per jaar
Warmtevraag fase 1	250.000	kWh/jaar
Warmtevraag fase 1	900	GJ/jaar

Tabel 2: Warmtevraag Fase 1

2.1.2 Bedrijventerrein – Fase 2

Het bedrijventerrein bestaat voornamelijk uit loodsen met een beperkte warmtevraag. Op het bedrijventerrein is sinds kort huisvesting toegestaan, de stijging in warmtevraag hiervoor is beperkt en onzeker, daarom is dit niet meegenomen in de warmtevraag zoals te zien in tabel 3[1] en 4. De meeste panden in dit gebied worden verwarmd met een gasketel, maar er zijn ook panden waar met een houtkachel wordt gestookt. Door de beperkte warmtevraag wordt verwarming per houtkachel echter buiten beschouwing gelaten en is de warmtevraag in fase 2 beperkt tot het huidige aardgasgebruik.

Naam	Waarde	Eenheid
Warmtevraag fase 2	8.700	Nm³ aardgas per jaar
Warmtevraag fase 2	76.600	kWh/jaar
Warmtevraag fase 2	276	GJ/jaar

Tabel 3: Warmtevraag Fase 2 (eerste opzet)

In de herdefinieerde fase 2 is de warmtevraag lager maar meer geconcentreerd (in minder gebouwen en in een minder groot gebied qua oppervlakte).

[1] De waardes in tabel 3 en 4 zijn gebaseerd op het aardgasverbruik van 2021.

Naam	Waarde	Eenheid
Warmtevraag fase 2	7.466	Nm³ aardgas per jaar
Warmtevraag fase 2	65.639	kWh/jaar
Warmtevraag fase 2	236	GJ/jaar

Tabel 4: Warmtevraag Fase 2 (herdefinieerde opzet)

2.1.3 Oost-Vlieland – Fase 3

De warmtevraag in fase 3 is aanzienlijk groter dan in fase 1 & 2. Fase 3 omvat warmtelevering aan het dorp Oost-Vlieland. Fase 3 heeft een grote warmtevraag door veel gebouwen op een relatief kleine oppervlakte in het dorp. Dit resulteert in de warmtevraag zoals weergegeven in tabel 5. Fase 3 bevat ook warmtelevering op het bedrijventerrein waar warmte opgewekt kan worden met zonthermie op de daken.
De waardes in de tabel 5 zijn gebaseerd op het aardgasverbruik van het dorp Oost-Vlieland[2] (gebaseerd op CBS gegevens).

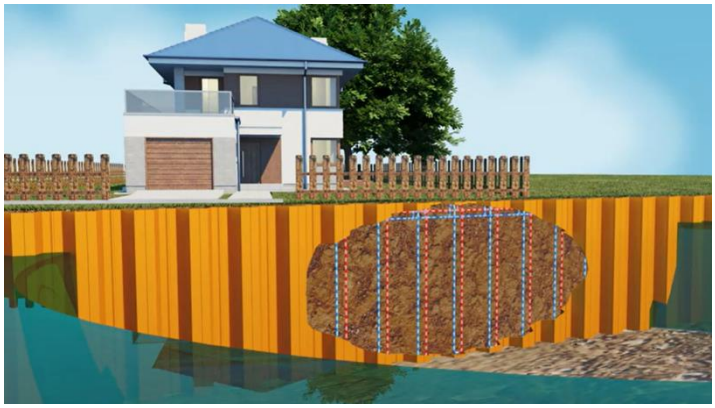
Naam	Waarde	Eenheid
Warmtevraag fase 3	1.083.000	Nm³ aardgas per jaar
Warmtevraag fase 3	9.520.000	kWh/jaar
Warmtevraag fase 3	34.300	GJ/jaar

Tabel 5: Warmtevraag Fase 3

2.2 Warmteopwek

2.2.1 Energiedamwanden

Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO) kan worden gewonnen door middel van energiedamwanden, en worden ingezet om de bewoonde omgeving te verwarmen of te koelen. Collectoren op de stalen damwanden wekken gedurende het hele jaar energie op met een mogelijk rendement van 300% (COP 3). Een energiedamwand is een gesloten systeem, wat inhoudt dat er geen vloeistoffen in de bodem worden gebracht of aan de bodem worden onttrokken.



Figuur 6: Illustratie energiedamwanden (bron: Energiekademuur in de Zweth | Topsector Energie)

In tabel 6 is de totale opwekpotentie van de energiedamwanden weergegeven wanneer in de jachthaven 1.000 meter energiedamwand wordt geplaatst (alle huidige damwand vervangen). TEO uit

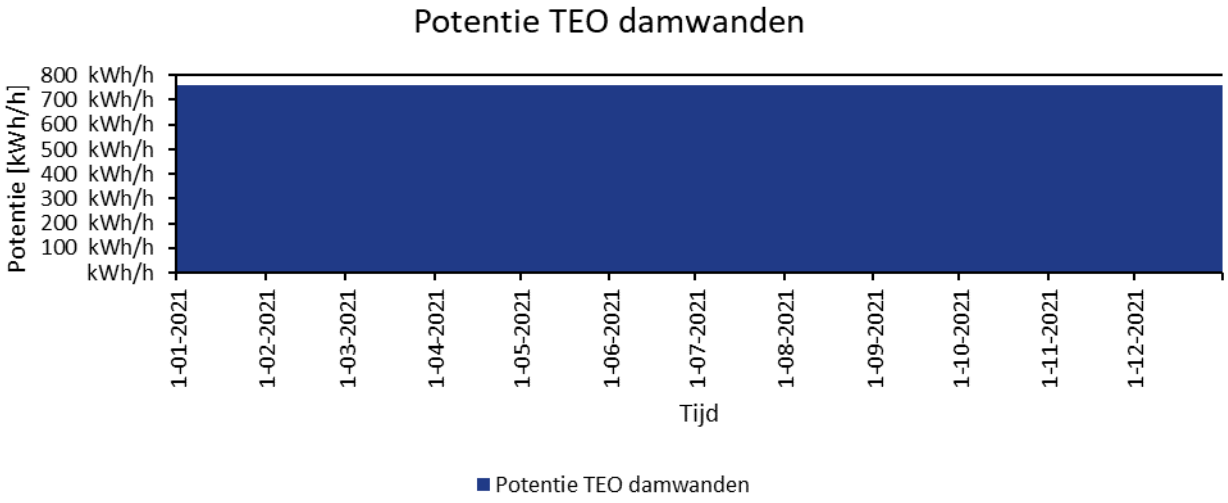
[2] Gebaseerd op CBS gegevens, gecontroleerd met een rapport van Inenergie & ROM3D “Verkenning thermische energie uit oppervlaktewater voor de Waddeneilanden”

energiedamwanden (met inzet van een warmtepomp en een HT buffer) heeft meer opwekpotentie dan nodig is voor zowel fase 1, 2 als 3. Voor fases 1 alleen hoeft niet de hele damwand voorzien te worden van warmtewisselaars. Echter, omdat warmtewisselaars niet naderhand kunnen worden geplaatst, moeten de warmtewisselaars voor fase 3 ook meteen worden geplaatst.

Naam	Waarde	Eenheid
Beschikbaar vermogen uit energiedamwanden op LT voor de warmtepomp	1.000	kWth
Energieopbrengst van energiedamwanden op HT na de warmtepomp	13.300.000	kWhth/jaar
Energieopbrengst van energiedamwanden op HT na de warmtepomp	48.000	GJ/jaar

Tabel 6: Opwekpotentie energiedamwanden

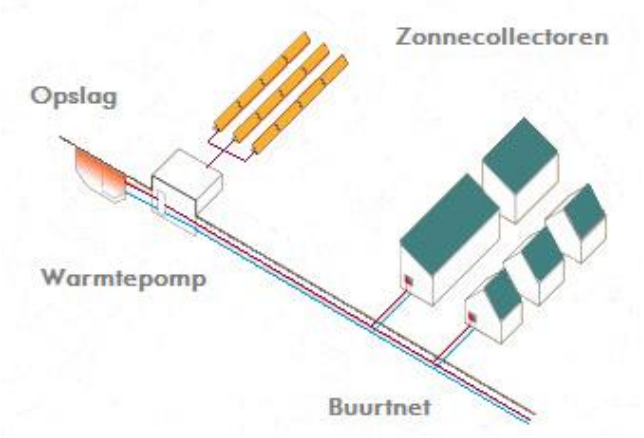
In Figuur 7 is een overzicht van de potentie van TEO gedurende het jaar weergegeven. Hieruit blijkt dat TEO een stabiele hoeveelheid warmtepotentie heeft. Warmte uit TEO is in de zomer beschikbaar met inzet van iets minder elektriciteitsverbruik. De kwaliteit van de bron (temperatuur) is beter in de zomer, maar de warmtepotentie is dus gedurende het jaar stabiel.



Figuur 7: Potentie TEO damwanden

2.2.2 Zonthermie bedrijvenpark

Bij zonthermie wordt de warmtevraag voorzien door middel van zonnecollectoren. De zonnecollector vangt zonne-energie op en verwarmt hiermee een vloeistof die via een buizensysteem een watervoorraad verwarmt. Door middel van een warmtebuffer wordt de geproduceerde warmte opgeslagen. Dit maakt het mogelijk om zonnewarmte ook te gebruiken in minder zonnige periodes.



Figuur 8: Illustratie zonthermie (bron: Hoe werkt het? - SamenWarm)

Tabel 7 geeft de opwekpotentie van het havengebouw, de gemeentewerf en Havenweg 66 weer, oftewel de gebouwen die de warmtevraag van fase 1 vertegenwoordigen. Tabel 8 geeft de totale opwekpotentie van zonthermie op dak van het havengebied weer.

De opwekpotentie van zonthermie is op zichzelf voldoende om in de warmtevraag van fase 1 (en fase 2) te voorzien. Om de warmtevraag van fase 1 in te vullen met zonthermie is het niet nodig om alle daken van het gebied te vullen met zonnecollectoren. De totale opwekpotentie uit zonthermie is genoeg om ~40% procent van de warmtebehoefte van het dorp te leveren.

Naam	Waarde	Eenheid
Vermogen thermisch	405	kW
Energie beschikbaar uit zonthermie	242.760	kWh
Energie beschikbaar uit zonthermie	874	GJ

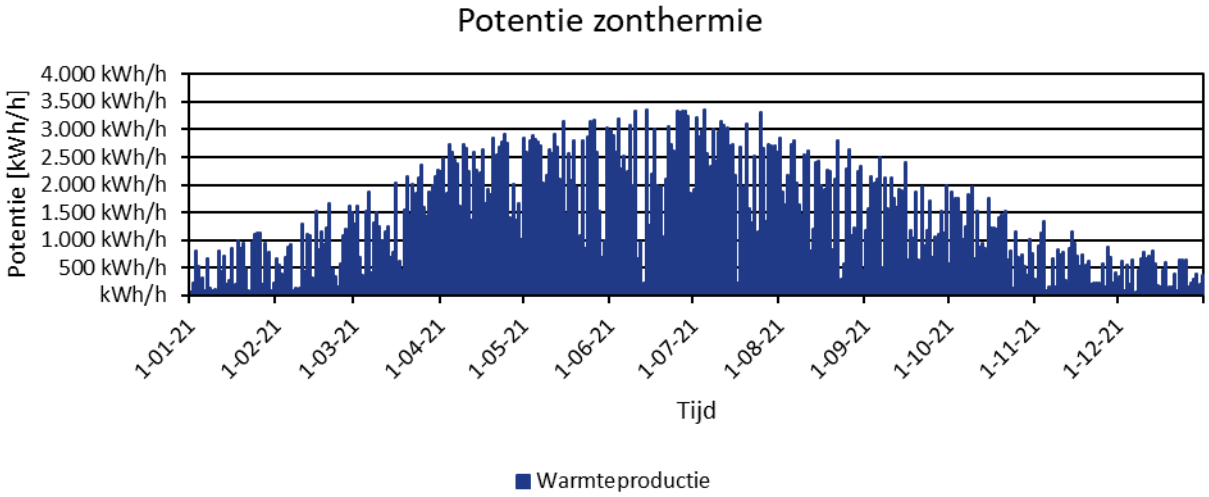
Tabel 7: Opwekpotentie zonthermie fase 1

Naam	Waarde	Eenheid
Vermogen thermisch	6.300	kW
Energie beschikbaar uit zonthermie	3.780.000	kWh
Energie beschikbaar uit zonthermie	13.600	GJ

Tabel 8: Opwekpotentie zonthermie fase 3

In Figuur is een overzicht van de potentie van zonthermie gedurende het jaar. Zichtbare trend is dat de gemiddelde opwekpotentie veel groter is in de zomer dan in de winter. Hoe langer de dagen, hoe meer

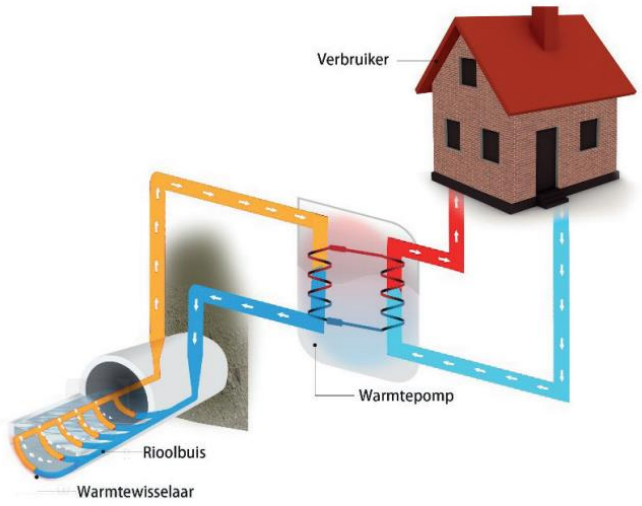
zonne-uren en hoe meer warmteopwek uit zon. Maar ook binnen dezelfde maand zijn pieken en dalen te vinden, deze zijn weerafhankelijk.



Figuur 9: Potentie zonthermie op daken havengebied Vlieland

2.2.3 Rioolwaterzuivering

Thermische energie uit afvalwater (TEA) kan gewonnen worden uit de RWZI nabij het havengebied. De constante stroom van water die door een RWZI loopt kan fungeren als warmtebron voor een warmtenet. Zowel het influent (ongezuiverd afvalwater) als het effluent (gezuiverd afvalwater) kan in dit proces gebruikt worden. Effluent is vaak wenselijker omdat dit het zuiveringsproces niet beïnvloed en omdat dit minder beschadigend is voor een warmtepomp.



Figuur 10: Illustratie TEA (bron: STOWA 2018-58 TEA.pdf)

De totale opwekpotentie van TEA van de RWZI is weergegeven in tabel 9. Deze bron dient als een mooie potentiele toevoeging aan de warmtevoorziening. Deze warmteopwek nemen wij echter pas mee in fase 3 vanwege de relatief grote afstand tussen de RWZI en de gebieden van fase 1 & 2.

Naam	Waarde	Eenheid
Debiet	268.000	m^3/jaar
Maximale warmte beschikbaar	745.000	kWh/jaar
Maximale warmte beschikbaar	2.680	GJ/jaar

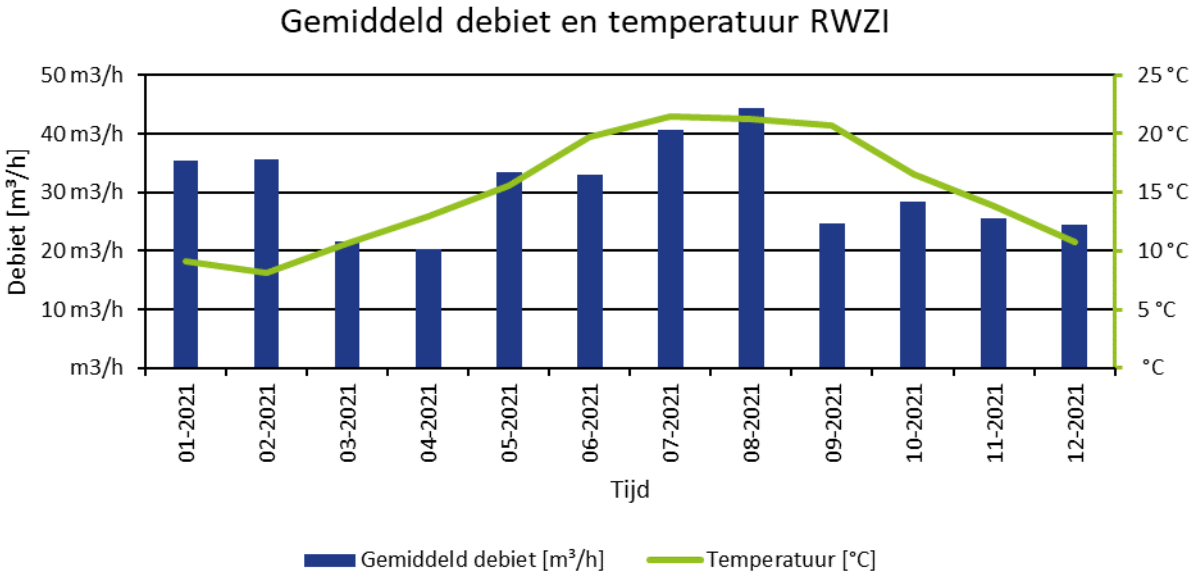
Tabel 9: Opwekpotentie TEA RWZI

In Figuur 62 is een overzicht weergegeven van de potentie van TEA gedurende het jaar.

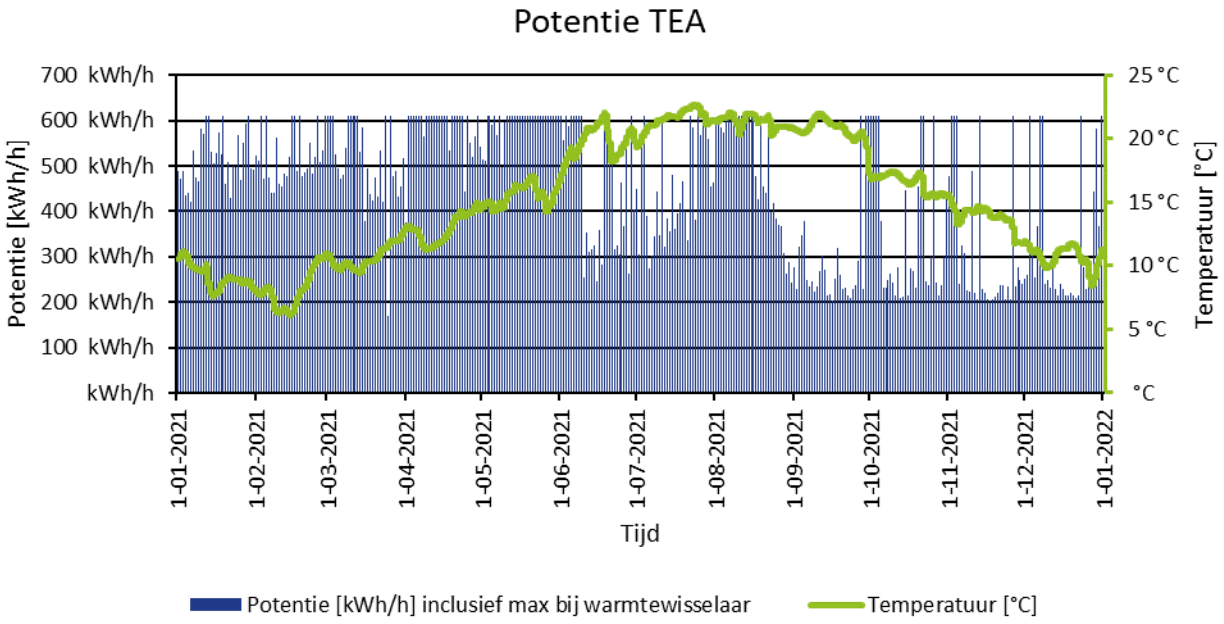
Op basis van het debiet dat in 2021 door de zuivering op Vlieland stroomde, zie Figuur 51, is de potentie bepaald voor warmtelevering (Figuur 62). Het debiet is bepalend voor de potentie van warmteopwek, warmte kan namelijk worden onttrokken aan de waterstroom door de zuivering. Hierbij is rekening gehouden met een maximale volumestroom over de warmtewisselaar, een maximaal vermogen voor warmteuitwisseling met een temperatuurverschil en het vermogen van de warmtepomp. Deze aannames zouden in een vervolgonderzoek verder uitgewerkt moeten worden.

Het huidige profiel voor beschikbare warmte kent een grote variatie in het debiet. Dit wordt veroorzaakt door de aanvoer van afvalwater. Afvalwater wordt eerst in een put verzameld, pas wanneer de put voldoende gevuld is, schakelt de pomp van het RWZI aan en wordt het water in de zuivering gepompt. Vandaar dat de warmtepotentie ook 'schokkerig' is op uurbasis maar over een iets langere tijdspan de potentie gedurende het hele jaar aanwezig is.

De TEA-bron heeft in de winter een hogere temperatuur dan oppervlaktewater bij de damwanden. Dankzij deze hogere temperatuur kan de warmte met minder hulpenergie (bewerkstelligd door inzet van de warmtepomp) tot hoogwaardige warmte worden opgewaardeerd.



Figuur 51: Gemiddeld debiet en temperatuur RWZI Vlieland



Figuur 62: Potentie TEA

2.3 Smart Grid

De aanwezigheid van meerdere warmtebronnen en meerdere afnemers binnen de verschillende fases vraagt om de inzet van een ‘smart grid.’ Een ‘smart grid,’ ofwel een slim warmtenet, is in staat om de fluctuerende vraag en aanbod van warmte op elkaar af te stemmen. Wanneer er bijvoorbeeld binnen fase 1 meer warmtevraag komt van de Gemeentewerf ten opzichte van het Havengebouw zal bij een evenredige verdeling niet optimaal gebruik worden gemaakt van de opgewekte warmte. Een smart grid daarentegen reguleert de warmteverdeling op een zo efficiënt mogelijke manier. De meerwaarde van een smart grid wordt uitvergroot in fase 3, gezien er dan aanzienlijk meer afnemers aan het warmtenet gekoppeld worden. Een smart grid zorgt er ook voor dat we kunnen prioriteren in welke warmtebron als eerste wordt ingezet (zie toegepaste prioritering onder 4.1).

2.4 Opslag

Om gedurende het gehele jaar de verschillende gebieden binnen de haven en Oost-Vlieland van warmte te voorzien, is gebruik van een warmteopslag nodig. De warmtevraag en het warmteaanbod staan namelijk niet gelijk aan elkaar door de tijd heen.

Zo is warmteopwek uit TEO gunstiger in de zomer en warmteopwek uit zonthermie hoger in de zomer terwijl de warmtevraag dan relatief laag is. Anderzijds is de warmtevraag in de winter hoger, terwijl de opwekpotentie uit de genoemde bronnen lager is of meer elektriciteit kost. Dit seizoensgebonden verschil in warmtevraag is op Vlieland minder uitgesproken dan in andere delen van Nederland (vanwege het toeristische zomerseizoen), maar alsnog wel relevant.

Een warmteopslag creëert de flexibiliteit die nodig is om de piekvraag van de winter te overbruggen met de overmaat aan warmte van de zomer. Een warmteopslag maximaliseert op deze manier de inzet van duurzame warmte, door de overmatige warmteopwek van de zomerperiode, die normaliter verloren zou gaan, te bewaren voor de piekvraag in de winter.

Warmtewinning uit zonthermie is niet stuurbaar, de productie van warmte is enkel afhankelijk van het aanbod van de zon. De warmte uit de energiedamwanden valt daarentegen wel te reguleren door het aan en uitschakelen van de bijbehorende warmtepomp. Als de warmteopslag tegen zijn capaciteit aanloopt kan de warmtepomp uitgeschakeld worden, en mocht de opslag leeg raken dan kan deze weer gevuld worden met warmte uit de energiedamwanden door de warmtepomp weer in te schakelen. Ten behoeve van energie efficiëntie is het gebruik van deze warmtebronnen in combinatie met een warmteopslag daarom wenselijk.

3. Business case Fase 1

3.1 Toelichting keuzes fase 1

Warmteafnemers

Bij fase 1 wordt uitgegaan van de warmtevraag van de gebouwen in fase 1, oftewel het havengebouw, de gemeentewerf en Havenweg 66. Voor wat betreft de rest van het energieconcept (opwek en opslag) zijn de keuzes hieronder toegelicht.

Elementen energieconcept t.b.v. opschaling

Fase 3 wordt qua energieconcept ingericht als een opschaling van fase 1. Het is daarom van belang dat elementen van het warmteconcept die belangrijk zijn voor fase 3 al geïntroduceerd worden in fase 1. Deze elementen, die binnen fase 1 in het energieconcept terug moeten komen zijn:

- Opwek uit meerdere typen duurzame warmtebronnen,
- Meerdere warmteleveranciers,
- Meerdere warmteafnemers groot en klein,
- Opslag voor flexibiliteit en het maximaliseren van de inzet van de opgewekte duurzame warmte,
- Slim warmtenet voor distributie tussen meerdere partijen.

In fase 1 kan men van deze elementen op een kleinere schaal leren voordat het concept op het hele dorp wordt toegepast.

In fase 1 wordt er dus voor gekozen om zowel zonthermie als energiedamwanden in te zetten om duurzame warmte te winnen.

Zonthermie

Voor zonthermie is gekeken naar het meest gunstige dak binnen fase 1. Keuze viel hier op het dak van de gemeentewerf[3] vanwege de oriëntatie op het zuiden. Zonthermie op dit dak (we gebruiken 130 m² van de totale 282 m² van het dak) levert circa 20% van de warmtevraag voor fase 1.

Energiedamwand

De overige warmtevraag wordt geleverd door 19 meter aan energiedamwand in combinatie met een warmtepomp. Echter, omdat de warmtewisselaars niet naderhand kunnen worden geplaatst, moeten de warmtewisselaars voor fase 2 en 3 ook meteen worden geplaatst. De totale kosten van deze energiedamwanden zijn die in die fases meegenomen. Wij rekenen alleen met de *meerkosten* van een energiedamwand ten opzichte van vervanging met een 'normale' damwand.

[3] Adres: Fortweg 1-A

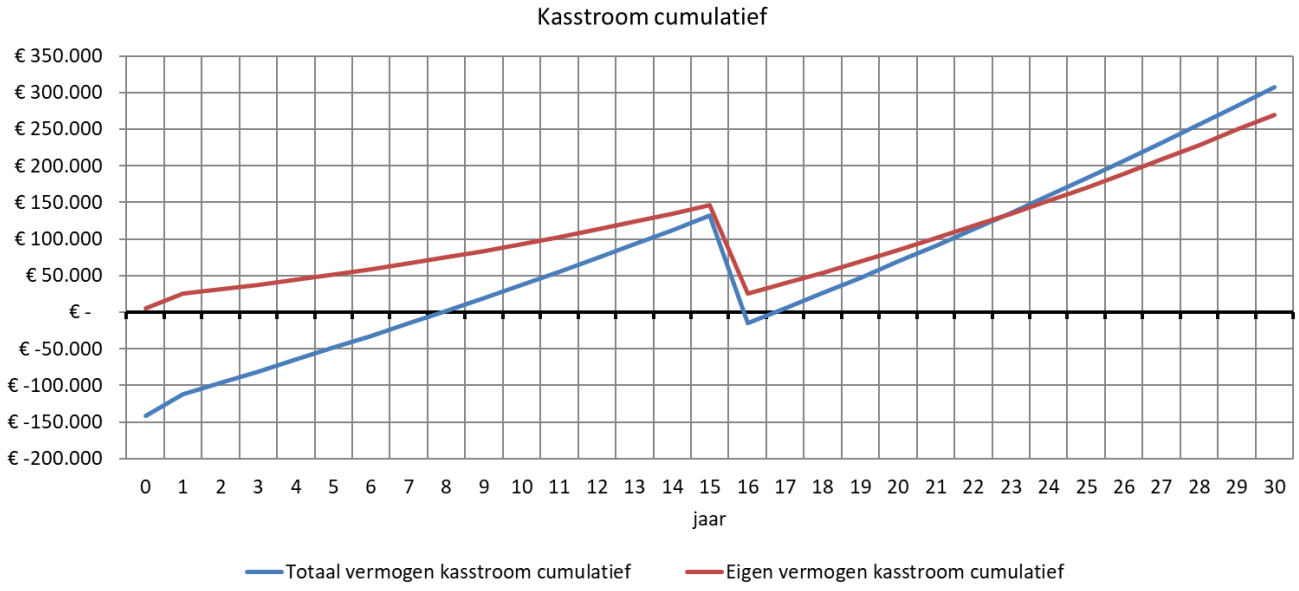
Warmteopslag

Een warmteopslag wordt geïnstalleerd die de benodigde flexibiliteit tussen de warmtevraag- en aanbod tussen de zomer- en winterperiodes faciliteert. Tenslotte is de aanleg van distributieleidingen noodzakelijk om de warmte van de bronnen naar de afnemers en de opslag te transporteren.

Isolatie

Isolatie valt buiten de scope van dit project. Dit neemt niets weg van het belang van isolatiemaatregelen, het beperken van de energievraag valt niet zonder reden onder stap 1 van de trias energetica. Isoleren is een onderwerp waar al veel aandacht aan wordt besteed onder verschillende programma's. De focus van fase 1 ligt echter op het optimaliseren van de duurzame warmtevoorziening uit verschillende bronnen.

3.2 Kosten-Baten Analyse fase 1



Figuur 73: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 1

In Figuur 73 wordt de cumulatieve kasstroom weergegeven, voor zowel eigen vermogen als totaal vermogen (dus inclusief vreemd vermogen uit bijv. leningen) over een periode van 30 jaar. 30 jaar is als termijn gekozen gezien de minimaal verwachte levensduur van de damwanden. Een aantal installaties zoals warmtepompen en zonnecollectoren hebben daarnaast een technische levensduur van 15 jaar, de herinvestering valt dan halverwege de projecthorizon.

In deze grafiek wordt uitgegaan van € 591.300 aan contributie vanuit het Waddenfonds, wat een aanzienlijk deel (ca. 79%) van de initiële investeringskosten dekt. Ca. 17% van de investering is als vreemd vermogen meegenomen, vandaar dat de blauwe lijn negatief begint. De resterende 3,6% wordt gefinancierd vanuit de bijdrage aansluitkosten en aansluitsubsidies voor warmtenetten. Dankzij de Waddenfondscontributie is de negatieve cumulatieve kasstroom van het totale vermogen €142.000. Doordat ook de opbrengsten in fase 1 een stuk hoger zijn dan de kosten om de warmte op te wekken, wordt elk jaar relatief veel winst gemaakt.

De prijs voor warmte is in fase 1 bepaald op basis van het maximum dat de Autoriteit Consument & Markt (ACM) jaarlijks vast legt. Dit tarief is nu dus vrij hoog door de hoge gasprijs. De twee afnemers betalen dus ook fors voor de warmte. Een lagere warmteprijs is mogelijk maar dan neemt de terugverdientijd toe.
Met subsidie en bovengenoemde gasprijzen is de terugverdientijd 8 jaar. Met de kanttekening dat na 16 jaar een nieuwe herinvestering moet worden gedaan. 1 jaar na de herinvestering is het project onderaan de streep weer positief, en de herinvestering is na 7 jaar volledig terugverdiend.
Zonder subsidie zou de investering door meer vreemd vermogen moeten worden gedekt en dan zouden de kosten door rente aanzienlijk stijgen, wat averechts werkt voor de exploitatie. Er is uitgegaan van 2% rente.
Zie ook bijlage 1 voor de onderbouwing van de business cases.

4. Business case Fase 2

4.1 Toelichting keuzes fase 2

Warmteafnemers

In fase 2 worden verschillende afnemers toegevoegd aan fase 1. Bij fase 2 wordt uitgegaan van de warmtevraag van de gebouwen in fase 1 en verschillende gebouwen in de nabije omgeving, zie 1.6.

Elementen energieconcept t.b.v. opschaling

Fase 3 wordt qua energieconcept ingericht als een opschaling van fase 1 en 2. Het is daarom van belang dat ook de opschaling van fase 1 naar 2 elementen bevat die relevant zijn voor de latere opschaling naar fase 3. In fase 2 worden dus uitbreidingen gedaan ter lering. De volgende uitbreidingen vinden plaats in fase 2:

- Uitbreiding op benutting energiedamwanden,
- Uitbreiding zonthermie
- Uitbreiden van het distributienet,
- Toevoegen meerdere individuele afnemers.

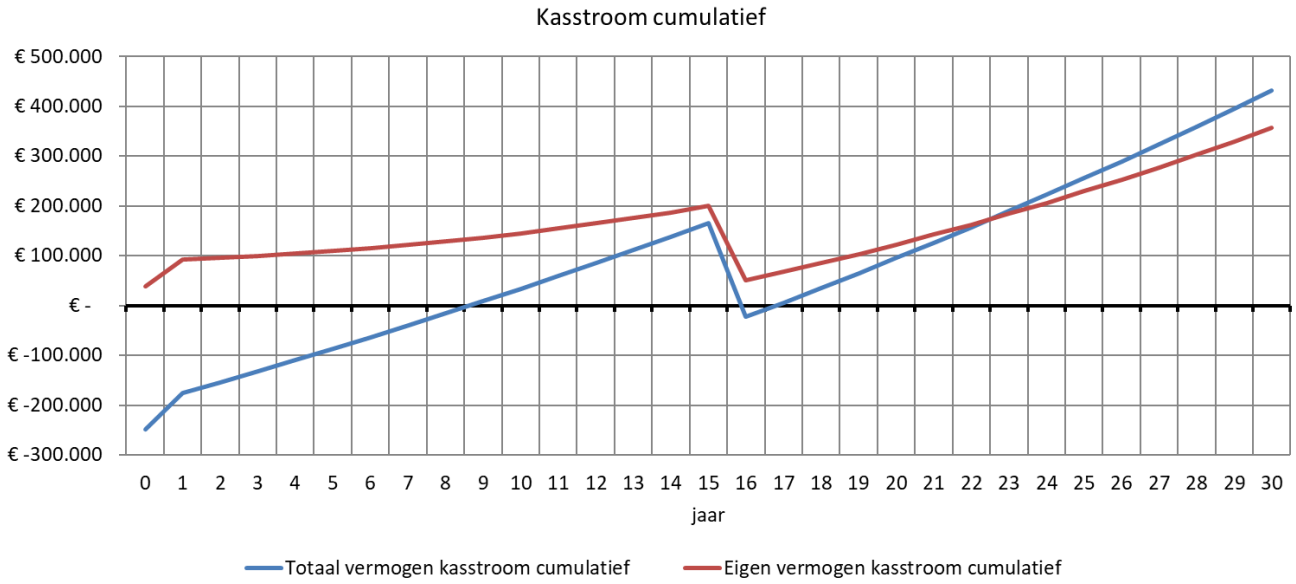
Energieopwek

Om de toename in warmtevraag in deze fase te dekken, worden zowel de zonthermie als aquathermie opstellingen in fase 1 uitgebreid. In deze fase worden ca. 3 meter (22,38 meter dus in totaal) extra energiedamwand en 152 m² zonthermie (282 m² totaal) aangesloten.
Hiervoor wordt een extra warmtepomp in cascadeopstelling aangesloten voor invoeding op het warmtenet of de buffer.

Warmtebuffer en distributienet

De warmtebuffer van fase 1 wordt uitgebreid op opslagcapaciteit gezien de toename in zonthermie. Hoog over leveren in koude periodes de damwanden langer en meer energie waardoor de warmtebuffer gedurende de zomer door zonthermie geladen kan worden (en in mindere mate ook door de energiedamwand). De distributieleidingen worden uitgebreid om de warmte van de bronnen en opslag naar de afnemers te transporteren.

4.2 Kosten-Baten Analyse fase 2



Figuur 8: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 2

In Figuur 8 wordt de cumulatieve kasstroom weergegeven van fase 2 inclusief fase 1. In deze grafiek wordt uitgegaan van totaal € 863.300 aan contributie vanuit het Waddenfonds, wat een aanzienlijk deel (ca. 75%) van de initiële investeringskosten dekt. Dit bedrag is hoger dan het subsidiebedrag aangegeven onder fase 1, aangezien ook voor de in fase 2 bijkomende kosten Waddenfondscontributie wordt aangevraagd.
Ca. 17% van de investering is als vreemd vermogen meegenomen, vandaar dat de blauwe lijn negatief begint. De resterende ~8% wordt gefinancierd vanuit de bijdrage aansluitkosten en aansluitsubsidies voor warmtenetten. Dankzij de subsidie van het waddenfonds is de negatieve cumulatieve kasstroom van het totale vermogen €248.700. Doordat ook de opbrengsten in fase 2 een stuk hoger zijn dan de kosten om de warmte op te wekken, wordt elk jaar relatief veel winst gemaakt.
De prijs voor warmte is bepaald op basis van het maximum dat de Autoriteit Consument & Markt (ACM) jaarlijks vast legt. Dit tarief is nu dus vrij hoog door de hoge gasprijs. De afnemers betalen dus ook fors voor de warmte. Een lagere warmteprijs is mogelijk maar dan neemt de terugverdientijd toe.
Met subsidie en bovengenoemde gasprijzen is de terugverdientijd 9 jaar.
Zonder subsidie zou de investering door meer vreemd vermogen moeten worden gedekt en dan zouden de kosten door rente aanzienlijk stijgen, wat averechts werkt voor de exploitatie. Er is uitgegaan van 2% rente.
Zie ook bijlage 1 voor de onderbouwing van de business cases.

5. Business case Fase 3

5.1 Toelichting keuzes fase 3

Warmtebronnen

Het energieconcept van fase 1 en 2 wordt in fase 3 opgeschaald.

Qua warmteopwek wordt uitgegaan van de volledige potentie van de energiedamwanden, de zonthermie daken van het havengebied, en als extra warmtebron de TEA uit de RWZI. Dit resulteert echter in een warmteoverschot. Dit overschot is voor een deel seizoensgebonden door zonthermie. 1.000 meter aan TEO damwand biedt daarnaast een structureel overschot waardoor we nu rekenen met de realisatie van slechts 505 meter energiedamwand. Dat geeft voldoende flexibiliteit om de buffer te laden. 505 meter i.p.v. 1.000 resulteert in lagere investeringskosten voor de energiedamwand maar ook de bijbehorende warmtepomp.

Warmteafname Oost-Vlieland

Qua warmtevraag wordt t.o.v. fase 1 en 2 de volledige vraag van het havengebied meegenomen, en de warmtevraag van het dorp Oost-Vlieland. Het is echter niet realistisch om ervan uit te gaan dat alle warmtevraag van het dorp gericht zal zijn op dit project. Keuzevrijheid is een belangrijk uitgangspunt in de Transitie Visie Warmte (TVW) van Vlieland, we gaan er dan ook vanuit dat niet alle inwoners ervoor zullen kiezen om op het warmtenet aan te sluiten. Er zijn daarbij ook delen van het dorp waar de stap naar all-electric recentelijk al is gemaakt.

In de TVW wordt een warmtenet wel als een voor het eiland interessante optie omschreven. In ons onderzoek constateerden wij een hoge warmtevraag op een relatief klein oppervlakte, wat gunstig is voor een warmtenet.

Voor deze businesscase zijn wij uitgegaan van een warmteafname van 75% van het dorp[4]. Deze afname kan volledig worden gedekt middels dit energieconcept.

Toegepaste prioritering warmtebuffer

De warmte wordt geleverd aan de afnemers via een warmtebuffer. Door het overschot aan warmte wordt een prioritering toegepast voor het laden van de warmtebuffer. Zonthermie is het meest duurzaam en heeft een hoge temperatuur, daarom heeft deze de eerste voorkeur in de prioritering.

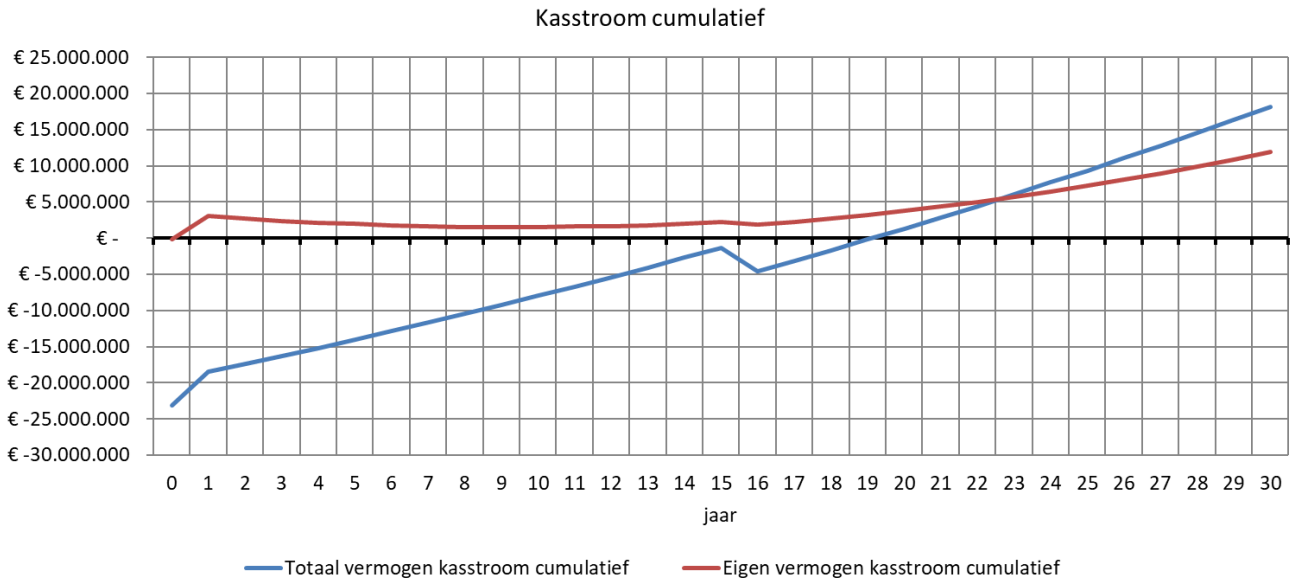
Daarna volgt TEA (vóór TEO). TEA heeft een gemiddeld hogere brontemperatuur waardoor de warmtepomp efficiënter is in het opwaarderen van warmte naar de nodige temperatuur (nodig voor opslag in de buffer of levering aan de afnemers). Bij het laden van de buffer wordt rekening gehouden met hoe lang warmte opgeslagen moet worden. Deze tijd wordt zo kort mogelijk gehouden waardoor het warmteverlies enigszins beperkt wordt.

[4] 1 op 4 inwoners maakt in dit scenario een andere keuze. 75% komt ook overeen met wat in de praktijk vaker voorkomt bij landelijke partijen als Firan en Ennatuurlijk.

Exploitatietijd

Het warmtenet wordt in fase 3 vanuit drie type bronnen gevoed. In de toekomst kunnen andere, voordeligere of duurzamere bronnen worden toegepast. In deze businesscase houden we rekening met een exploitatietijd van 30 jaar. Verschillende systeemonderdelen zoals warmtepompen hebben een technische levensduur van 15 jaar en dienen dan vervangen te worden. Deze herinvesteringen na 15 jaar zijn onderdeel van de businesscase en zijn te herkennen aan de knik in de figuren van de cumulatieve kasstromen.

5.2 Kosten-Baten Analyse fase 3



Figuur 95: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3

In Figuur 95 wordt de cumulatieve kasstroom weergegeven, voor zowel eigen vermogen als totaal vermogen (dus inclusief vreemd vermogen uit bijv. leningen) over een periode van 30 jaar.
In deze grafiek wordt uitgegaan van 74,1% van de investering die gedekt wordt door vreemd vermogen. Ook is uitgegaan van een aantal subsidies die drukken op de investeringskosten. 25,9% inkomsten bij start van het project afkomstig uit subsidies en aansluitbijdragen van afnemers (bijdrage aansluitkosten – BAK).
Het duurt 20 jaar in deze situatie om de investering terug te verdienen.
Hoe meer van de investering met eigen vermogen wordt gedaan, hoe lager het vreemd vermogen dat nodig is, en hoe lager de kosten door rente.
Zie ook bijlage 1 voor de onderbouwing van de business cases.

6. Conclusies

6.1 Overzicht

Alle drie de fases in de huidige opzet lijken technisch en financieel haalbaar.
De warmtepotentie van de onderzochte technieken is zeer hoog, m.n. dankzij slimme inzet van warmtepompen, warmtebuffers en een smart grid. De opwekpotentie is genoeg om heel het dorp van warmte te voorzien. Er is in dit concept wel nog elektriciteitsverbruik, om bijv. de warmtepompen te bedienen.
Fase 1 heeft uitgaande van een behaalde Waddenfonds subsidie een geschatte terugverdientijd van 8 jaar.
Fase 2 heeft een geschatte terugverdientijd van 9 jaar.
Fase 3 heeft een geschatte terugverdientijd van 20 jaar.

Risico's en belangrijke uitgangspunten
Deze conclusies zijn gebaseerd op berekeningen maar ook op aannames. Een aantal risico's en belangrijke uitgangspunten volgen hieruit.

- Subsidiabele kosten: Uiteindelijk wordt tijdens de beoordeling van een subsidieaanvraag pas definitief bepaald of een project in zijn geheel subsidiabel is of slechts onderdelen hiervan. Risico is dat minder subsidie wordt toegekend dan het bedrag waar in dit rapport mee wordt gerekend, hetgeen de business case van m.n. fase 1 en 2 kan verslechteren.
- De volgorde van toepassen warmtebronnen.
- Damwand moet in fase 1 voor de eindsituatie geplaatst worden.
- Financiering vinden is een aandachtspunt: Wij zijn uitgegaan van een laag rentepercentage, banken doen dit type projecten tegen een hoger percentage. Een betrouwbare partij zoals een overheidsinstantie moet garant staan voor het project, anders wordt geen lage rente gegeven. Een hogere rente kan dusdanig drukken op de lasten dat het project niet meer uitkomt.
- Warmtebuffer is noodzakelijk voor het benutten van duurzame warmte en het leveren aan warmteafnemers zonder het volledig piekvermogen te moeten realiseren voor opwek. Hierdoor is warmtelevering zonder aardgas mogelijk.
- Extra meerwaarde voor Vlieland kan zijn dat meer (flexibel) elektriciteits*verbruik* op het eiland wordt gerealiseerd waardoor meer PV kan worden gerealiseerd. PV-opwek drukt dan niet op de netspanning doordat de opwek direct kan worden afgegeven.
- In fase 3 zijn wij uitgegaan van alle dakruimte in het bedrijventerrein beschikbaar voor zonthermie. Dit zal in de praktijk lager zijn, aangezien een aantal van deze daken al zijn voorzien van pv-panelen. Dit hoeft niet slecht uit te pakken voor de business case, gezien de hoge investeringskosten van zonthermie.

6.2 Optimalisaties

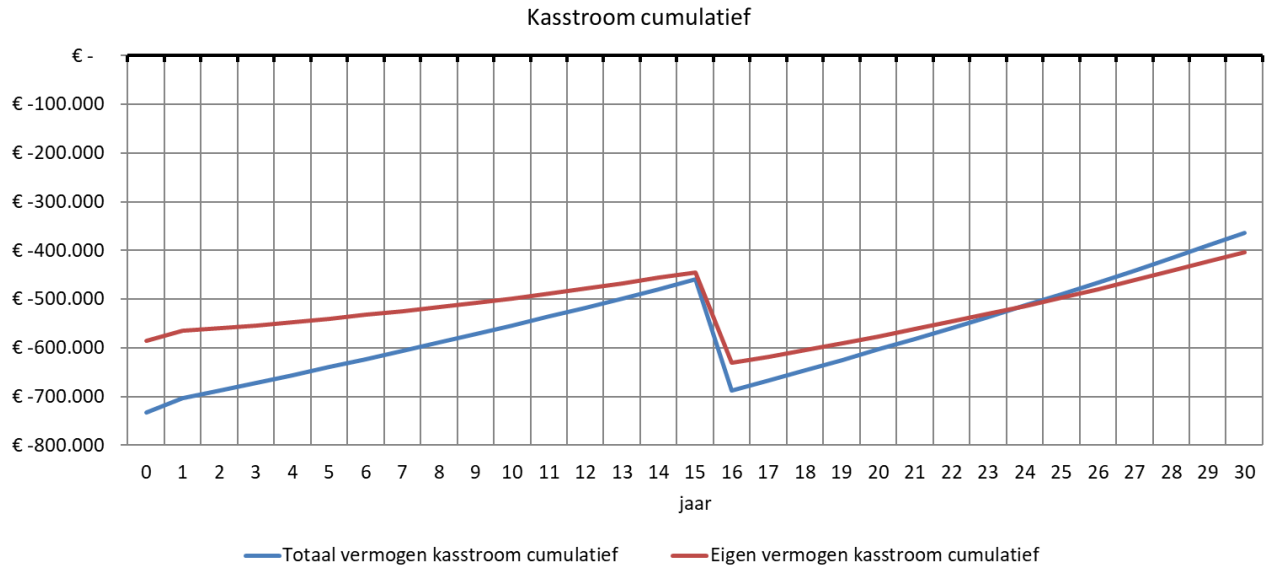
In dit rapport hebben wij de hieronder omschreven optimalisaties uitgerekend.

6.2.1 Fase 1

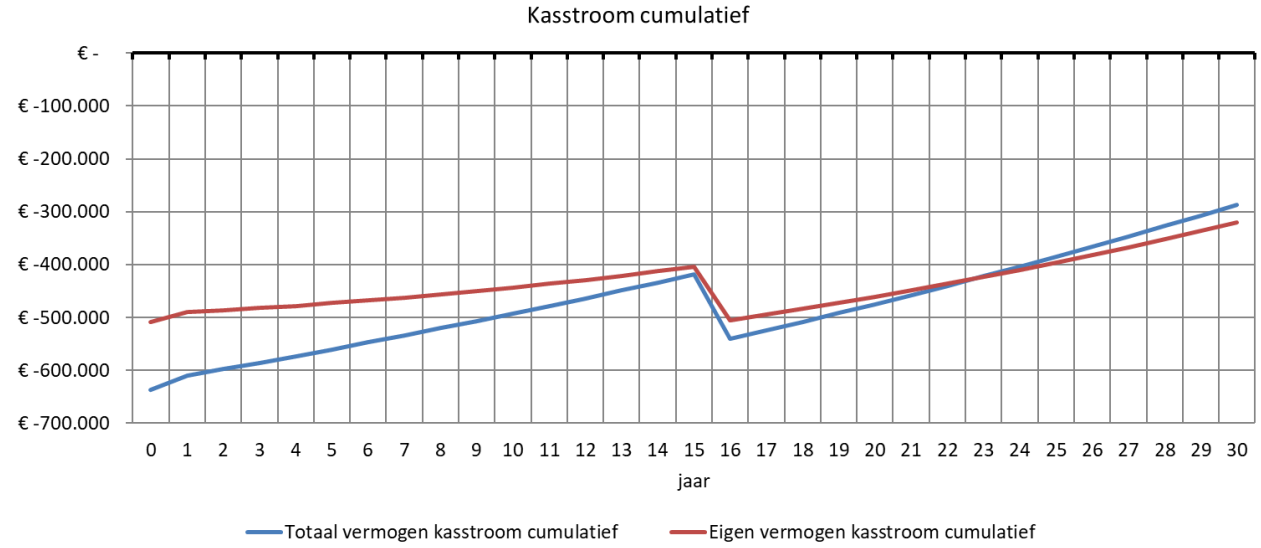
Voor fase 1 is gekeken naar de impact van het niet verkrijgen van subsidie. De meerwaarde van verduurzaming is er dan nog steeds, hetzelfde geldt voor de potentiële koppelkans met het vervangen van de damwanden.

Onderzocht zijn de volgende richtingen:

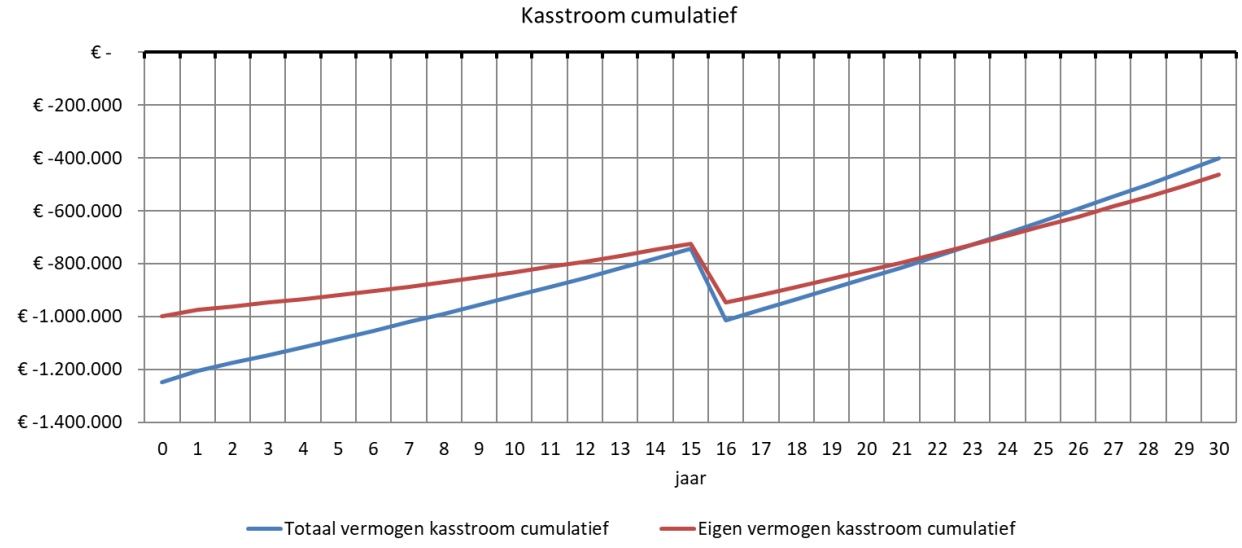
- Technisch dezelfde opzet als omschreven in hoofdstuk 2, maar zonder financiering vanuit het Waddenfonds (Figuur 16).
- Het minimale aan energiedamwand installeren (slechts wat nodig is voor fase 1), zonder zonthermie. Pure TEO kan betekenen dat een seizoensbuffer niet nodig is, wat een verlaging in totale investeringskosten kan behelzen (Figuur 17).
- Geen energiedamwanden, verwarming met pure zonthermie (Figuur 18).



Figuur 16: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 1 zonder Waddenfonds



Figuur 107: Kasstroom cumulatief projectfase 1 zonder Waddenfonds, pure TEO



Figuur 118: Kasstroom cumulatief projectfase 1 zonder Waddenfonds, pure zonthermie

Voor alle drie deze scenario's is de conclusie dat het investeringsbedrag niet binnen de dertig jaar wordt terugverdiend.

Een aantal interessante inzichten zijn verder:

- Pure TEO komt het beste uit de doorrekening.
- Pure zonthermie komt als slechtste scenario uit.
- Zonthermie is duurder in investeringskosten dan TEO door o.a. de bijkomende investering in een warmtebuffer voor seizoensopslag.
- TEO is minder voordelig in de exploitatie dan zonthermie vanwege hogere elektriciteitsverbruik.
- Als hogere energieprijzen zijn verwacht, dan wordt zonthermie interessanter t.o.v. TEO.

6.2.2 Fase 2

Het doorrekenen van de herdefinieerde fase 2 was in het deelrapport van 19/10/2022 als optimalisatie opgenomen. Zie hoofdstuk 4 voor de uitwerking.

6.2.3 Fase 3 - Gevoeligheidsanalyses

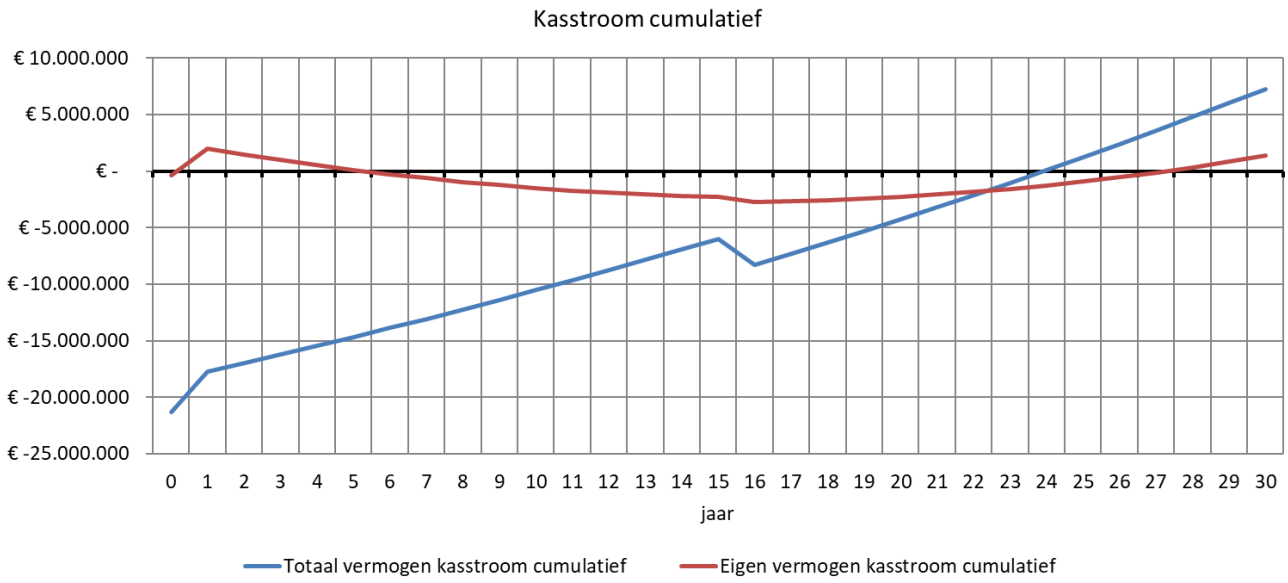
We onderzoeken de haalbaarheid van het warmteconcept voor fase 3 gebaseerd op een aantal aannames of gegevens gebaseerd op de actualiteit. Risico is dat wanneer deze niet overeenkomen met de praktijk er consequenties kunnen zijn voor de financiële haalbaarheid van het project. Een gevoeligheidsanalyse toetst de impact van deze consequenties. Er zijn twee gevoeligheidsanalyses uitgevoerd, één op het percentage gebruikers dat aansluit op het warmtenet en één op de hoogte van de energieprijzen.

<u>Percentage aansluiting gebruikers op het warmtenet</u>

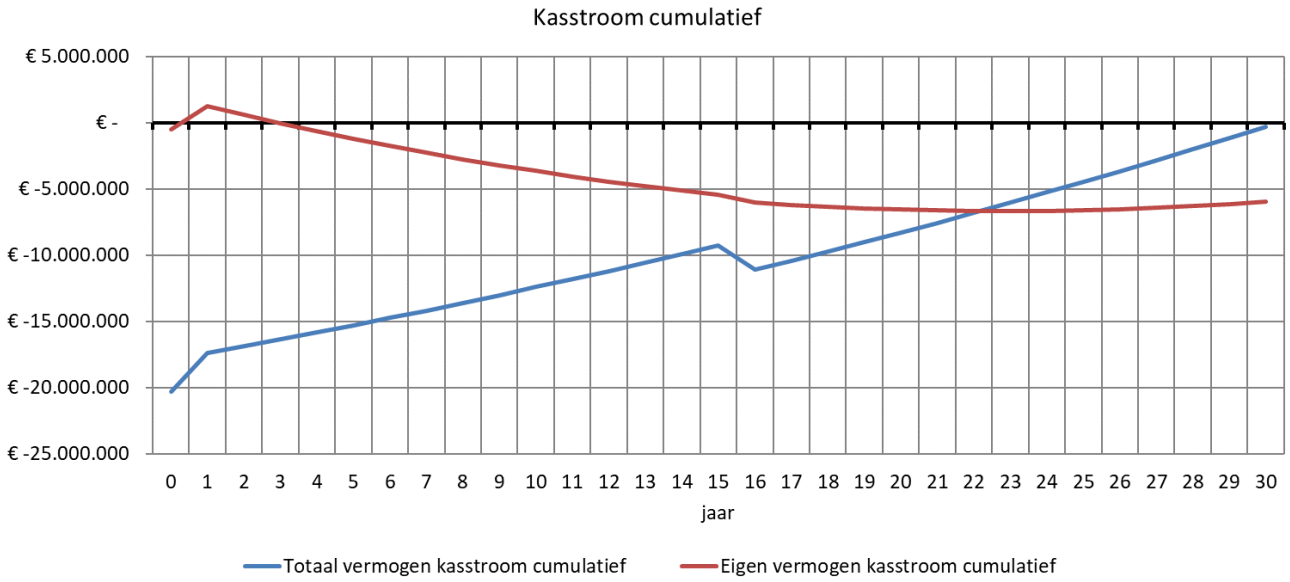
In de berekeningen voor fase 3 zijn wij uitgegaan van 75% van de warmtevraag van het dorp die aansluit op het warmtenet. In de praktijk kan zowel meer als minder vraag ontstaan. Hoe ziet bijv. de business case eruit als slechts 50% van het dorp op het warmtenet wil aansluiten? Het doel is niet om de exacte ondergrens te berekenen, maar wel om inzicht te geven in de impact van een min of meer forse afwijking op de aangenomen 75%.

2 scenario's zijn uitgerekend, één waarbij 60% van de warmtevraag van het dorp aansluit op het warmtenet (Figuur 19), en één waarbij slechts 50% van de warmtevraag van het dorp aansluit (Figuur 20).

Deze gevoeligheidsanalyse is gericht op het risico dat minder warmteafnemers aansluiten dan in eerste instantie verwacht. Dit betekent dat de investeringen voor energiedamwanden en warmtebuffer al zijn gemaakt met de verwachting dat 75% van de warmtevraag van het dorp aan zal sluiten. Voor deze technische installaties is het namelijk voordelig of zelfs noodzakelijk om de gehele investering in één keer plaats te laten vinden. Zonthermie wordt in deze opzet wel deels geleidelijk aangesloten, de aanleg hiervan is in theorie meer flexibel.



Figuur 19: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3 gevoeligheidsanalyse 60% aansluiting



Figuur 20: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3 gevoeligheidsanalyse 50% aansluiting

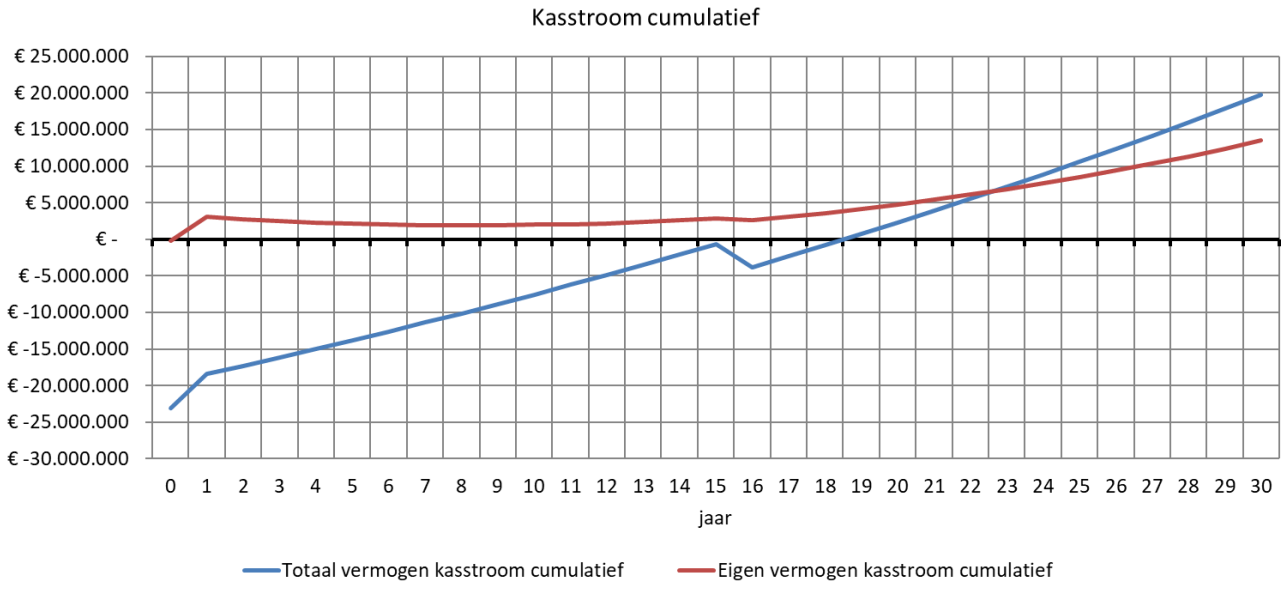
Constateringen zijn:

- Conceptueel is het 50% scenario een logische doortrekking van de effecten zichtbaar in het 60% scenario.
- Opbrengsten en besparingen zijn hoger dan operationele kosten, waardoor het totaal vermogen kasstroom stijgende is. De terugverdientijd (zonder rekening te houden met rentekosten) is 24 jaar voor het 60% scenario en 30 voor het 50% scenario.
- Echter, het toevoegen van lasten als aflossing en rente maken dat de exploitatie onderaan de streep een lange tijd negatief is. Met de tijd, wordt de openstaande lening steeds lager waardoor de terugkerende rentekosten geleidelijk dalen.
- Daarnaast stijgen zowel operationele kosten als inkomsten door inflatie, maar inkomsten stijgen harder (beginbedrag was hoger, dus inflatie heeft cumulatief meer effect).
- Deze effecten maken dat het mogelijk is om in het 60% scenario na 28 jaar de investering inclusief rentekosten terug te hebben verdiend. Dit is in het 50% scenario niet mogelijk.
- De jaren waarin het eigen vermogen negatief is, moeten ook financieel worden gedekt. Hoe dit wordt gedaan, kan betekenen dat de openstaande lening minder snel daalt (als bijvoorbeeld nieuwe leningen worden aangegaan).
- Het is mogelijk om het investeringsbedrag in bovenstaande scenario's te verlagen door op het moment van de investeringsbeslissing uit te gaan van bijv. 60% aansluiting, en dus uit te gaan van een kleinere warmtebuffer en minder energiedamwand. Dit zal een positief effect hebben op de scenario's. Dit betekent wel dat een uitbreiding in een latere fase t.o.v. die 60% relatief meer kostbaar zal zijn.

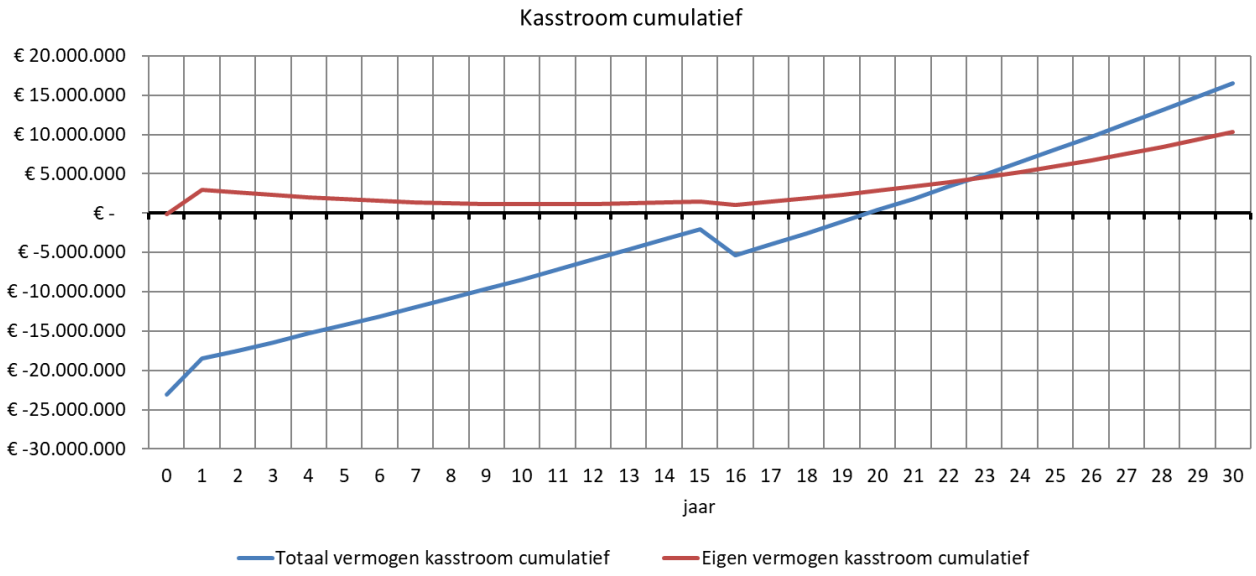
Energieprijzen:

In de berekeningen zijn wij uitgegaan van de marktprijs van energie over 5 jaar. Dit geeft mogelijk een vertekend beeld gezien de huidige relatief hoge stand van de energieprijzen. Hoe hoger de energieprijzen hoe makkelijker het is om de investering terug te verdienen door warmte zelf op te wekken (in plaats van het inkopen van aardgas) en door warmte te verkopen. Deze gevoeligheidsanalyse onderzoekt de impact van een wijziging in energieprijzen op de business case.

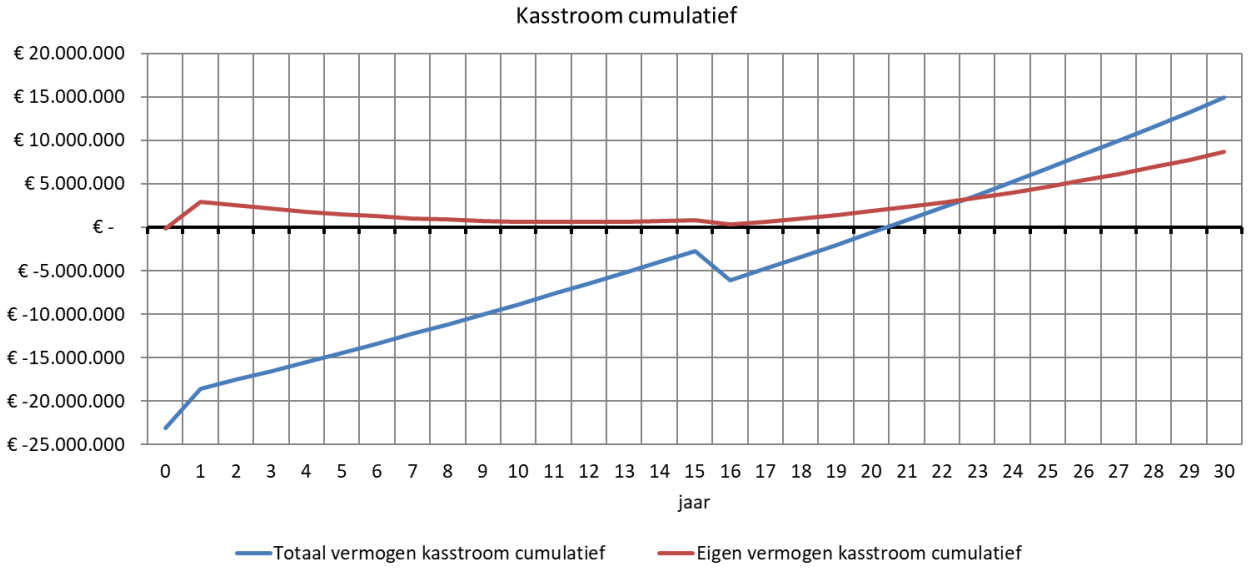
3 scenario's zijn uitgerekend, één waarbij de energieprijs 10% hoger is (Figuur 21), één waarbij de energieprijs 10% lager is (Figuur 22), en één waarbij de energieprijs 20% lager is (Figuur 23).



Figuur 21: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3 gevoeligheidsanalyse +10% energieprijs



Figuur 22: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3 gevoeligheidsanalyse -10% energieprijs



Figuur 23: Kasstroom cumulatief energieconcept projectfase 3 gevoeligheidsanalyse -20% energieprijs

De eerste constatering is dat de terugverdientijd in alle drie de scenario's beperkt van elkaar verschilt. Voor alle drie de gevallen ligt deze tussen de 19 en 21 jaar.

Uitleg hiervoor is dat:

- De energieprijs heeft invloed op zowel de inkomsten door het verkopen van warmte als op de operationele kosten (elektriciteitsverbruik).
- Een wijziging in energieprijs weegt wel meer op de inkomsten dan op de operationele kosten.
- Dit verklaart waarom een daling in energieprijs wel nadelig werkt voor de business case.

- Het -20% scenario lijkt dichtbij een ondergrens te zijn. Het eigen vermogen kasstroom is bij de herinvestering na 16 jaar net nog positief.

In fase 3 zou het mogelijk kunnen zijn om SDE++ aan te vragen voor zonthermie voor het deel wat niet onder waddenfonds valt. Alle zonthermie zou als één systeem aangevraagd moeten worden[5]. Bij de huidige energie prijzen en zelfs bij het basis scenario wordt er geen SDE bijdrage verwacht omdat de warmteprijs al hoog genoeg zou moeten zijn voor een rendabele BC. Wanneer de energieprijzen dalen zoals bij -10% en -20% is ook te zien dat de BC verslechterd. Dit zou (deels) opgevangen kunnen worden door de SDE omdat bij deze energieprijzen mogelijk wel SDE ontvangen kan worden (afhankelijk hoe de SDE regeling er uit ziet in het jaar van aanvragen).

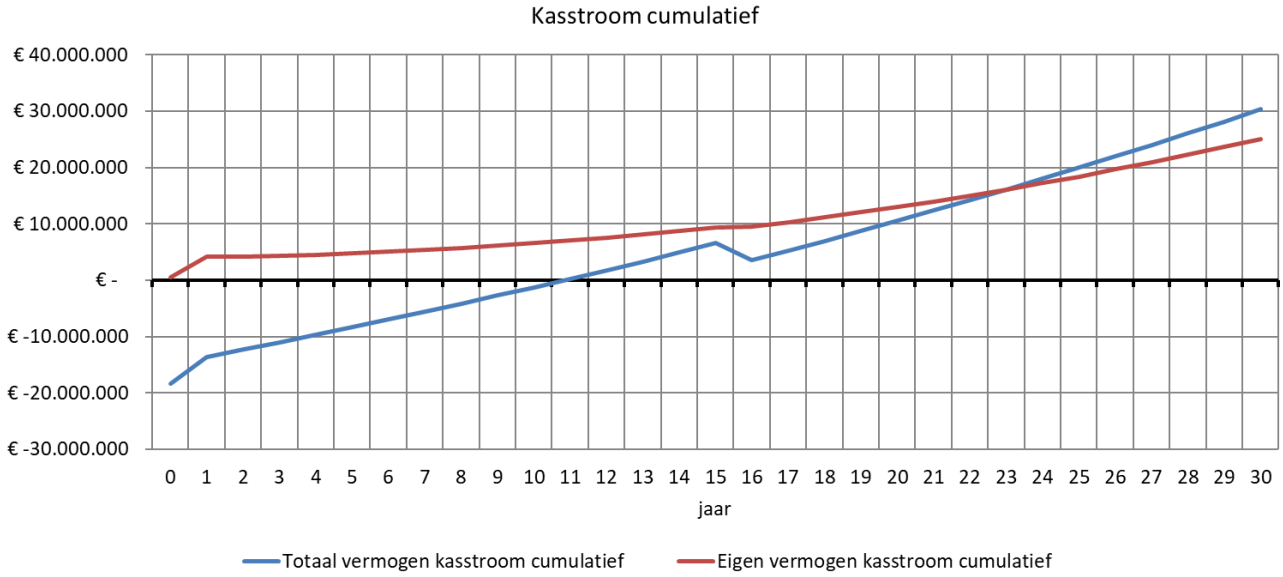
6.2.4 Fase 3 – PV-panelen

Op het eiland is netspanning een beperking voor het aanleggen van nieuwe pv-panelen voor elektriciteitsopwek. Met dit warmteconcept wordt elektriciteit verbruikt om o.a. de warmtepompen en warmtebuffers te voorzien van elektriciteit. Dit creëert potentieel de ruimte om toch wel meer elektriciteit lokaal op te wekken, mits binnen het systeem de opgewekte elektriciteit direct wordt verbruikt op momenten dat nu door aanwezige opwek spanningsproblemen ontstaan.
Een optimalisatie is dus binnen dit concept mogelijk door duurzame elektriciteitsopwek mogelijkheden te onderzoeken. Een deel van de daken die voor zonthermie werden beoogd, kunnen ook worden gebruikt voor pv-panelen. De warmtevraag van het dorp kan dan alsnog worden ingevuld door de TEO op te schalen. De opwekpotentie van TEO is voldoende.
Voorwaarde is dus dat opgewekte elektriciteit geen belasting vormt op het net.
In deze optimalisatie is een scenario onderzocht waarin 50% van de dakruimte van het bedrijventerrein wordt gebruikt voor elektriciteitsopwek (PV-panelen) in plaats van warmteopwek (zonthermie).

- Dit resulteert in een PV-opwek van 900 MWhe.
- 90% hiervan kan gelijktijdig worden verbruikt door de warmtepompen. Als dit via een directe kabel wordt ingevoed op de aansluiting waar ook de warmtepomp(en) op aangesloten zijn, veroorzaakt het geen extra belasting op het net. Hoe dit precies te realiseren zou in een later stadium moeten worden onderzocht (bijv. in een detailontwerp pre-uitvoering), eventueel i.s.m. Liander.
- De afname van elektriciteit uit het net is 77% van het totale elektriciteitsverbruik.
- De afname in zonthermie wordt gedekt door een toename in meters energiedamwand. In deze opzet gaan wij uit van 650 meter energiedamwand i.p.v. 505 meter.

In Figuur 24 wordt de resulterende kasstroom belicht.

[5] SDE is een exploitatie subsidie van 15 jaar waarbij alleen de onrendabele top wordt gesubsidieerd. Met de systematiek van de SDE ontvang je alleen subsidie wanneer de vergoeding uit de markt te laag is om het project rendabel te draaien (dit is niet project specifiek maar op basis van markt gegevens).



Figuur 24: Kasstroom cumulatief projectfase 3 toepassing pv-panelen in energieconcept

De volgende constateringen resulteren uit de business case voor dit scenario:

- De totale investeringskosten dalen van € 26.624.540 tot € 24.661.000. Dit resulteert door een afname in investeringskosten door minder zonthermie en een kleinere warmtebuffer, wat meer weegt dan de stijging in kosten door energiedamwand en pv-panelen.
- Het projectrendement is in dit scenario beter dan in de originele fase 3. Na 30 jaar is er ca. € 17 miljoen winst ten opzichte van € 12 miljoen in de originele fase 3.
- De conclusie is: de business case van het energieconcept verbetert door een deel van de nodige elektriciteit zelf op te wekken.
- Aan het begin van het project moet wel een beslissing worden gemaakt over hoeveel meters energiedamwand te activeren. 650 meter energiedamwand in plaats van 505 meter betekent een grotere investering ten tijde van fase 1.
- 90% van de opgewekte elektriciteit wordt gelijktijdig met opwek door de collectieve warmtepompen verbruikt. De overige 10% (95.242 kWh/jaar) wordt in deze opzet aan het net terug geleverd. Risico is dat daar geen ruimte voor is op het net. Financieel gezien is de impact van dit risico beperkt- over 30 jaar zijn de cumulatieve opbrengsten van teruglevering slechts € 283.134 (van de ca. € 17 miljoen winst).
- Een vervolgoptimalisatie is mogelijk op
    - De precieze verhouding pv-panelen en zonthermie
    - De ideale verhouding vinden tussen gelijktijdig elektriciteitsverbruik en rendabiliteit van het project. Hiervoor zouden precieze gegevens vanuit Liander nodig zijn.
    - Verbruiken van de overmatige elektriciteitsopwek door e-boilers. Deze kunnen de opgewekte elektriciteit direct omzetten in warmte, welke vervolgens in de warmtebuffer wordt opgeslagen.

Bijlage 1 Onderbouwing business case

De volgende toelichtingen gelden voor alle 3 de fases. Per fase is een tabel toegevoegd.
De volgende investeringsposten zijn opgenomen. Per investeringspost is de verwachte levensduur aangegeven, wat bepalend is voor afschrijving en aflossing. Na 16 jaar wordt op een aantal installaties een herinvestering gedaan, rekening houdend met hogere prijzen door inflatie. In de businesscases gaan wij uit van 1,9% jaarlijkse inflatie, conform doelstelling van de ECB. In dit jaar, 2022, is inflatie aanzienlijk hoger, maar dit lijkt in de recente Nederlandse geschiedenis uitzonderlijk, niet de norm.
Getallen zijn gebaseerd op aanbiedingen vanuit de markt en PBL cijfers, kennis en ervaring van Ekwadraat uit vergelijkbare projecten, aardgasvrijewijken en andere studies. Onvoorzien percentage is 20% vanwege de hoge onzekerheid op gebied van materiaal- en energiekosten, hoge inflatie en in het inhuren van het benodigde personeel.

Tabel 10: Investeringen fase 1

Investeringen	Bedrag	Afschrijving	Aflossing	Herinv.	Invest. jaar
Zonthermie					
Investeringskosten collectoren	€ 48.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2023
TEO energiedamwanden					
Investeringskosten energiedamwand	€ 24.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Investeringskosten warmtepomp	€ 16.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2023
TEA RWZI					
Investeringskosten warmtepomp	€ 0				
Buffer					
Investeringskosten buffer	€ 173.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Investeringskosten WP buffer	€ 23.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2023
Distributieleidingen					
Kosten distributienet fase 1	€ 159.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Kosten distributienet fase 2	€ 0				
Kosten distributienet & transportleiding fase 3	€ 0				
Overig					
Regeltechniek	€ 120.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2023
Projectmanagement	€ 56.300	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Onvoorzien	€ 124.000	16,0 jaar	16,0 jaar	0%	2023
Werkkapitaal	€ 0				
Bouwrente en afsluitprovisie	€ 2.000	0,0 jaar	16,0 jaar	0%	2023
TOTAAL investeringen	**€ 745.300**				

Tabel 11: Investeringen fase 2

Investeringen	Bedrag	Afschrijving	Aflossing	Herinv.	Invest. jaar
Zonthermie					
Investeringskosten collectoren	€ 104.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2023
TEO energiedamwanden					
Investeringskosten energiedamwand	€ 28.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Investeringskosten warmtepomp	€ 19.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2023
TEA RWZI					
Investeringskosten warmtepomp	€ 0				
Buffer					
Investeringskosten buffer	€ 223.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Investeringskosten WP buffer	€ 29.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2023
Distributieleidingen					
Kosten distributienet fase 1	€ 159.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Kosten distributienet fase 2	€ 188.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Kosten distributienet & transportleiding fase 3	€ 0				
Overig					
Regeltechniek	€ 120.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2023
Projectmanagement	€ 87.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2023
Onvoorzien	€ 191.000	16,0 jaar	16,0 jaar	0%	2023
Werkkapitaal	€ 0				
Bouwrente en afsluitprovisie	€ 4.000	0,0 jaar	16,0 jaar	0%	2023
TOTAAL investeringen	**€ 1.152.000**				

Tabel 12: Investeringen fase 3

Investeringen	Bedrag	Afschrijving	Aflossing	Herinv.	Invest. jaar
Zonthermie					
Investeringskosten collectoren	€ 3.308.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2024
TEO energiedamwanden					
Investeringskosten energiedamwand	€ 621.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Investeringskosten warmtepomp	€ 427.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2024
TEA RWZI					
Investeringskosten warmtepomp	€ 611.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2024
Buffer					

Investeringskosten buffer	€ 5.643.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Investeringskosten WP buffer	€ 995.000	16,0 jaar	16,0 jaar	135%	2024
Distributieleidingen					
Kosten distributienet fase 1	€ 159.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Kosten distributienet fase 2	€ 188.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Kosten distributienet & transportleiding fase 3	€ 11.335.000	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Overig					
Regeltechniek	€ 140.000	16,0 jaar	16,0 jaar	68%	2024
Projectmanagement	€ 468.540	30,0 jaar	30,0 jaar	0%	2024
Onvoorzien	€ 2.390.000	16,0 jaar	16,0 jaar	0%	2024
Werkkapitaal	€ 0				
Bouwrente en afsluitprovisie	€ 339.000	0,0 jaar	16,0 jaar	0%	2024
TOTAAL investeringen	**€ 26.624.540**				

Voor de financiering zijn wij uitgegaan van een subsidiebijdrage vanuit het Waddenfonds, aansluitbijdragen en aansluitsubsidies. Voor het resterende bedrag zijn wij uitgegaan van vreemd vermogen met een 2% rente. Wij zijn uitgegaan van een laag rentepercentage, banken doen dit type projecten tegen een hoger percentage. Een betrouwbare partij zoals een overheidsinstantie moet garant staan voor het project, anders wordt geen lage rente gegeven.

Tabel 13: Financiering, afschrijving en aflossing fase 1

Financiering	**Bedrag**	**Percentage**	
Investeringssubsidie	€ 603.300	80,9%	van investeringen
Vreemd vermogen	€ 142.000	19,1%	van investeringen
Totaal investeringen	€ 745.300	100,0%	van investeringen
Afschrijving			
Afschrijving gemiddeld over 30 jaar	€ 30.700	4,1%	van investeringen
Aflossing en rente			
Aflossing vreemd vermogen gemiddeld over 30 jaar	€ 6.100	4,3%	Van vreemd vermogen
Rente (2,0%) gemiddeld over 30 jaar	€ 1.600	1,1%	van vreemd vermogen
TOTAAL aflossing en rente	€ 7.700	5,4%	van vreemd vermogen

Tabel 14: Financiering, afschrijving en aflossing fase 2

Financiering	Bedrag	Percentage	
Investeringssubsidie	€ 903.300	78,4%	van investeringen
Vreemd vermogen	€ 248.700	21,6%	van investeringen
Totaal investeringen	€ 1.152.000	100,0%	van investeringen
Afschrijving			
Afschrijving gemiddeld over 30 jaar	€ 46.200	4,0%	van investeringen
Aflossing en rente			
Aflossing vreemd vermogen gemiddeld over 30 jaar	€ 11.600	4,7%	van vreemd vermogen
Rente (2,0%) gemiddeld over 30 jaar	€ 3.100	1,2%	van vreemd vermogen
TOTAAL aflossing en rente	€ 14.700	5,9%	van vreemd vermogen

Tabel 15: Financiering, afschrijving en aflossing fase 3

Financiering	Bedrag	Percentage	
Investeringssubsidie	€ 3.555.300	13,4%	van investeringen
Vreemd vermogen	€ 23.069.240	86,6%	van investeringen
Totaal investeringen	€ 26.624.540	100,0%	van investeringen
Afschrijving			
Afschrijving gemiddeld over 30 jaar	€ 1.033.600	3,9%	van investeringen
Aflossing en rente			
Aflossing vreemd vermogen gemiddeld over 30 jaar	€ 901.600	3,9%	van vreemd vermogen
Rente (2,0%) gemiddeld over 30 jaar	€ 260.000	1,1%	van vreemd vermogen
TOTAAL aflossing en rente	€ 1.161.600	5,0%	van vreemd vermogen

De operationele kosten bestaan uit elektriciteitsverbruik en onderhoud- en beheerskosten van de verschillende installaties. Dit zijn jaarlijks terugkerende kosten, met een inflatiefactor.

Tabel 16: Operationele kosten fase 1

Operationele kosten jaar 0	Bedrag	Hoeveelheid	Prijs	Prijsstijging	Startjaar
Zonthermie					
Vaste O&M-kosten	€ 200			+1,90%	2024
Variabele O&M-kosten	€ 100			+1,90%	2024
TEO energiedamwanden					
Operationele kosten TEO damwand systeem	€ 1.200			+1,90%	2024

Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 18.300	101.333 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2024
TEA RWZI					
Operationele kosten TEA systeem	€ 0				
Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 0				
Buffer					
Onderhoudskosten buffer	€ 1.200			+1,90%	2024
Onderhoudskosten WP buffer	€ 700			+1,90%	2024
Electriciteitsverbruik WP buffer	€ 4.100	22.491 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2024
Distributieleidingen					
Onderhoudskosten fase 1	€ 2.400			+1,90%	2024
Onderhoudskosten fase 2	€ 0				
Onderhoudskosten fase 3	€ 0				
Onvoorzien	€ 2.800				
TOTAAL operationele kosten	**€ 31.000**				

Tabel 17: Operationele kosten fase 2

Operationele kosten jaar 0	Bedrag	Hoeveelheid	Prijs	Prijsstijging	Startjaar
Zonthermie					
Vaste O&M-kosten	€ 400			+1,90%	2024
Variabele O&M-kosten	€ 200			+1,90%	2024
TEO energiedamwanden					
Operationele kosten tEO damwand systeem	€ 1.400			+1,90%	2024
Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 21.600	119.360 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2024
TEA RWZI					
Operationele kosten TEA systeem	€ 0				
Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 0				
Buffer					
Onderhoudskosten buffer	€ 1.500			+1,90%	2024
Onderhoudskosten WP buffer	€ 900			+1,90%	2024
Electriciteitsverbruik WP buffer	€ 5.200	28.923 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2024
Distributieleidingen					

Onderhoudskosten fase 1	€ 2.400			+1,90%	2024
Onderhoudskosten fase 2	€ 2.800			+1,90%	2024
Onderhoudskosten fase 3					
Onvoorzien	€ 3.600				
TOTAAL operationele kosten	**€ 40.000**				

Tabel 18: Operationele kosten fase 3

Operationele kosten jaar 0	Bedrag	Hoeveelheid	Prijs	Prijsstijging	Startjaar
Zonthermie					
Vaste O&M-kosten	€ 12.000			+1,90%	2025
Variabele O&M-kosten	€ 7.200			+1,90%	2025
TEO energiedamwanden					
Operationele kosten tEO damwand systeem	€ 31.400			+1,90%	2025
Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 480.000	2.651.592 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2025
TEA RWZI					
Operationele kosten TEA systeem	€ 18.300			+1,90%	2025
Elektriciteitsgebruik warmtepomp	€ 86.700	478.837 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2025
Buffer					
Onderhoudskosten buffer	€ 56.400			+1,90%	2025
Onderhoudskosten WP buffer	€ 29.900			+1,90%	2025
Electriciteitsverbruik WP buffer	€ 198.900	1.098.424 kWh/jaar	€ 0,181 /kWh	+1,90%	2025
Distributieleidingen					
Onderhoudskosten fase 1	€ 2.400			+1,90%	2025
Onderhoudskosten fase 2	€ 2.800			+1,90%	2025
Onderhoudskosten fase 3	€ 37.200			+1,90%	2025
Onvoorzien	€ 96.300				
TOTAAL operationele kosten	**€ 1.059.500**				

Onder de opbrengsten is de eenmalige bijdrage van subsidies zichtbaar, en de inkomsten gegenereerd gedurende de exploitatie. Deze bestaan uit vastekosten en levering (oftewel verkoop van warmte).

Tabel 19: Opbrengsten fase 1

Opbrengsten / besparingen jaar 0	Bedrag	Prijsstijging	Startjaar
Aansluitbijdrage fase 1	€ 14.900	+1,90%	2024
Aansluitbijdrage fase 2	€ 0		
Aansluitbijdrage fase 3	€ 0		
Waddenfonds	€ 591.300	+1,90%	2024
Aansluit subsidie fase 1	€ 12.000	+1,90%	2024
Aansluit subsidie fase 2	€ 0		
Aansluit subsidie fase 3	€ 0		
Inkomsten levering fase 1	€ 44.100	+1,90%	2024
Inkomsten levering fase 2	€ 0		
Inkomsten levering fase 3	€ 0		
Inkomsten vastekosten fase 1	€ 1.400	+1,90%	2024
Inkomsten vastekosten fase 2	€ 0		
Inkomsten vastekosten fase 3	€ 0		
TOTAAL opbrengsten	**€ 663.700**		

Tabel 20: Opbrengsten fase 2

Opbrengsten / besparingen jaar 0	Bedrag	Prijsstijging	Startjaar
Aansluitbijdrage fase 1	€ 14.900	+1,90%	2024
Aansluitbijdrage fase 2	€ 34.700	+1,90%	2024
Aansluitbijdrage fase 3	€ 0		
Waddenfonds	€ 863.300	+1,90%	2024
Aansluit subsidie fase 1	€ 12.000	+1,90%	2024
Aansluit subsidie fase 2	€ 28.000	+1,90%	2024
Aansluit subsidie fase 3	€ 0		
Inkomsten levering fase 1	€ 44.100	+1,90%	2024
Inkomsten levering fase 2	€ 11.600	+1,90%	2024
Inkomsten levering fase 3	€ 0		
Inkomsten vastekosten fase 1	€ 1.400	+1,90%	2024
Inkomsten vastekosten fase 2	€ 3.300	+1,90%	2024
Inkomsten vastekosten fase 3	€ 0	+1,90%	2024
TOTAAL opbrengsten	**€ 1.013.300**		

Tabel 21: Opbrengsten fase 3

Opbrengsten / besparingen jaar 0	Bedrag	Prijsstijging	Startjaar
Aansluitbijdrage fase 1	€ 14.900	+1,90%	2025
Aansluitbijdrage fase 2	€ 34.700	+1,90%	2025
Aansluitbijdrage fase 3	€ 3.287.900	+1,90%	2025
Waddenfonds	€ 863.300	+1,90%	2025
Aansluit subsidie fase 1	€ 12.000	+1,90%	2025
Aansluit subsidie fase 2	€ 28.000	+1,90%	2025
Aansluit subsidie fase 3	€ 2.652.000	+1,90%	2025
Inkomsten levering fase 1	€ 44.100	+1,90%	2025
Inkomsten levering fase 2	€ 11.600	+1,90%	2025
Inkomsten levering fase 3	€ 1.690.000	+1,90%	2025
Inkomsten vastekosten fase 1	€ 1.400	+1,90%	2025
Inkomsten vastekosten fase 2	€ 3.300	+1,90%	2025
Inkomsten vastekosten fase 3	€ 311.600	+1,90%	2025
TOTAAL opbrengsten	**€ 8.954.800**		

Energietarieven gas en elektra zijn op basis van de prijs van nu inkopen voor levering over 4 á 5 jaar. De prijs van warmte is op basis van het maximum Autoriteit Consument & Markt 2022.